СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ДОБЫЧА НЕФТИ

Под редакцией д-ра техн. наук Ш. К. ГИМАТУДИНОВА

МОСКВА «Н Е Д Р А» 1983

УДК 622.276(031)

Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.

Приведены основные данные по технологии добычи нефти и оборудованию скважин при различных способах эксплуатации нефтяных месторождений; описаны основные методы воздействия на призабойную зону и нефтесодержащий пласт. Описана методика выбора систем промыслового обустройства.

Для инженерно-технических работников нефтяной промышленности, а также студентов нефтяных вузов и факультетов. Табл. 92, ил. 158, список лит. — 45 назв.

$C\frac{2504030300\text{-}085}{043(01)\text{-}83}$ 172-82

© Издательство «Недра», 1983

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга «Справочного руководства по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» посвящен технологии эксплуатации скважин различными способами и обустройству промыслового хозяйства. Основное внимание при компоновке материалов уделялось методам расчета технологических процессов добычи нефти, выбору оборудования и режима его работы. По всем этим вопросам в нефтепромысловой литературе опубликован обширный материал, содержащий различные методики решения задач проектирования. В Справочном руководстве помещены установившиеся и, как правило, опробованные методы расчета технологических процессов или же последние разработки в этой области, выполненные научно-исследовательскими центрами и ведущими специалистами нашей страны. Особо важное значение при проектировании технологических процессов, применяемых при извлечении нефти из недр, имеют полнота и точность информации о свойствах продуктивных пластов и их строении. Неполный объем этой информации — одна из причин недостаточной обоснованности принимаемых решений при проектировании технологических процессов и, как следствие этого, неудач при их практическом осуществлении. В Справочном руководстве изложены основы стандартных гидродинамических исследований скважин и пластов, применяемых, в основном, на промыслах в настоящее время. Особо важные проблемы стоят в области изучения строения коллекторов и неоднородности их свойств на ранних стадиях разбуривания залежи. Достаточный объем информации о строении пластов в начальный период позволяет с высокой эффективностью решить многие сложные задачи разработки нефтяных месторождений (расстановка скважин на залежи с учетом неоднородности его строения, увеличение коэффициента охвата пластов воздействием, существенное повышение конечной нефтеотдачи, сокращение числа резервных скважин и т. д.). Одним из средств ранней диагностики строения коллекторов может служить изучение волновых процессов, генерируемых в пласте и наблюдаемых в скважинах. Для этого необходимы приборы, позволяющие улавливать слабые импульсы, распространяющиеся в пористых средах, в связи с тем, что даже интенсивные волновые процессы, возбуждаемые скважинами, быстро затухают в пласте. Для уверенного выделения основных сигналов среди многочисленных шумов, интенсивность которых сравнима с величиной изучаемого сигнала, необходимо активно развивать теоретические основы специальных методов распознавания образов.

Большое значение при проектировании технологии эксплуатации скважин различными методами имеет учет работы газа при движении газожидкостных смесей в вертикальных трубах. В той или иной степени «газлифтный эффект» проявляется при эксплуатации нефтяных скважин всеми способами.

В связи с введением в разработку большого числа месторождений, разбросанных на обширных пространствах Западной Сибири, Севера европейской части страны и Среднеазиатских республик, возникла необходимость комплексного решения стратегических вопросов промыслового обустройства,

транспортных и энергетических коммуникаций с учетом планов развития всего региона. Поэтому в Справочном руководстве, кроме традиционных методов проектирования объектов сбора нефти и газа, приведены материалы по системе проектирования генеральных схем промыслового обустройства (СПГСО) с использованием экономико-математических моделей, позволяющих использовать ЭВМ для поиска оптимальных проектных решений. Система проектирования генеральных схем обустройства разработана вычислительным центром АН СССР в содружестве с Министерством нефтяной промышленности и успешно применяется на практике.

Все предложения и замечания по книге следует направлять по адресу: 103633, Москва, Третьяковский проезд, 1/19, издательство «Недра».

ЧАСТЬ I
ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ГЛАВА I
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Для оценки продуктивности скважин и свойств призабойной зоны коллектора наиболее широко применяют метод установившихся отборов (закачек), технология которого разработана как для фильтрации однородной жидкости при водонапорных режимах, так и для фильтрации в пористой среде газированной жидкости при режиме растворенного газа. В условиях упруго-водонапорного режима эксплуатации коллекторские свойства и строение пластов в удаленных от забоя зонах изучают методом восстановления (падения) забойного давления при прекращении отбора (нагнетания) жидкости из скважины или изменении режима ее работы (метод КВД). Этот метод исследования скважин в условиях режима растворенного газа в настоящее время находится в стадии разработки.

Для исследования строения пластов в условиях упруго-водонапорного режима применяют метод гидропрослушивания, основанный на изучении процессов взаимодействия скважин при изменении режимов их работы.

Быстро развиваются термогидродинамические методы исследования коллекторов призабойной зоны, основанные на изучении тепловых эффектов, наблюдающихся при истечении жидкостей и газов из пористой среды в скважину вследствие проявления эффектов Джоуля — Томсона.

Для изучения строения пласта и призабойной зоны в промысловой практике широко используют методы глубинной дебитометрии. Профили притока и поглощения, построенные по данным скважинных дебитомеров, позволяют судить о степени загрязнения пород в процессе вскрытия пластов и об условиях притока жидкостей и газов в скважины.

Упомянутые методы имеют ряд модификаций. Для сокращения времени исследования скважин на приток методом установившихся отборов предложены экспресс-методы снятия индикаторных диаграмм, которые позволяют получить продуктивную характеристику пласта и оценить свойства пород призабойной зоны, не ожидая на каждом режиме установившейся работы скважины. Теоретически они основаны на использовании элементов теории упругого режима и стационарного притока жидкости в скважины.

Экспресс-методы разработаны также для исследования скважин методом КВД. При этом изменение давления в пласте осуществляется путем кратковременного отбора или закачки в скважину некоторого количества жидкостей (как правило, не более одного ее объема). Эти методы обычно применяют для исследования длительно простаивающих скважин.

Предложены также различные модификации методов гидропрослушивания, которые отличаются по характеру возбуждаемых в пласте волн давления — в виде импульсов, гармонических колебаний и др.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах и строении коллекторов для определения свойств пород, изучения строения пласта внутри и вне контура нефтеносности, определения типа коллекторов, строения и свойств призабойной зоны скважин. Гидродинамические методы исследования позволяют оценить трещинную пористость и проницаемость, ориентацию трещин, их среднюю раскрытость, размеры бло-

ков, слагающих трещиноватый коллектор. Успешно используются эти методы для изучения геологической неоднородности пластов, определения текущего положения водонефтяного контакта (ВНК) между исследуемыми скважинами, а также для определения нефтенасыщенности пластов и других целей.

Поэтому наряду с различными методами оценки остаточной нефтенасыщенности пород (удельные отборы нефти из скважин, геофизические измерения и другие) целесообразно использовать результаты исследований, позволяющих судить о степени неоднородности коллекторских свойств пласта в зоне расположения скважин как об одном из свойств, имеющих связь с остаточной нефтенасыщенностью. По результатам исследований неоднородность свойств пород больше в зоне тех скважин, профили притока в которых характеризуются значительной амплитудой колебаний притоков из различных пропластков. Кроме того, следует учитывать, что кривые восстановления давления скважин, эксплуатирующих неоднородные участки пласта, в координатах Δp—$\ln t$ обычно имеют вид ломаных линий. Результаты гидродинамических исследований скважин позволяют более обоснованно выбрать, например, технологию кислотной обработки, поскольку существенное значение при этом имеют тип коллектора, строение и свойства призабойной зоны пласта. Точно так же и состав кислотной смеси необходимо выбирать, кроме всего прочего, с учетом строения и свойств призабойной зоны пласта. Если, например, окажется, что трещиноватый карбонатный коллектор сложен нефтенасыщенными блоками малой проницаемости и плохо отдающими нефть, то целесообразен состав кислоты, обладающей высокой способностью капиллярного впитывания в блоки и замедленной реакцией взаимодействия с породой. При этом вероятность более глубокого охвата блоков кислотной обработкой возрастает. Однако следует отметить, что необходимо выбирать методы и объем исследований, дающие достаточную и необходимую информацию для обоснованного проектирования технологии избранного метода воздействия на пласт. Например, недостаточно исследовать неоднородное строение пласта методами математической статистики для проектирования форсированного отбора жидкости из пласта с целью увеличения нефтеотдачи обводненного пласта. Как известно, при форсировании отбора жидкости по некоторым избранным скважинам происходит перераспределение пластового давления и линий тока жидкостей, сопровождающееся включением в разработку ранее слабо дренированных участков пласта. Остаточная нефть в обводненных пластах залегает в тупиковых зонах, у непроницаемых границ и на участках с уменьшенной проницаемостью пород. Поэтому выбирать скважины для форсирования отбора и очередность их перевода на новый режим работы следует с учетом геометрии расположения участков, насыщенных нефтью, т. е. необходимо гидропрослушивание пласта.

Хорошие результаты определения параметров пласта получены при обработке импульсного гидропрослушивания «методом площадей». Сравнительный анализ точности различных методов обработки кривых восстановления давления по гипотетическим скважинам показал, что наибольшей точностью в определении параметров пласта по КВД обладают дифференциальные методы Ю. П. Борисова, И. А. Чарного и И. Д. Умрихина и интегральные И. Д. Умрихина, И. А. Чарного и Б. А. Богачева, Ю. А. Медведева. При высоких темпах падения интенсивности притока жидкости в скважину после ее остановки удовлетворительные результаты дает дифференциальный метод Ф. А. Требина, Г. В. Щербакова, а при средних и малых темпах падения притока хорошие результаты получены при обработке КВД универсальным методом Э. Б. Чекалюка.

УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Метод установившихся отборов используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в условиях, когда процесс фильтрации в районе скважин с достаточной точностью можно описать уравнениями установившейся фильтрации и,

в частности, формулой Дюпюи (для однофазной фильтрации)

$$Q = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k h (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_к}{r}} = \frac{2 \cdot 10^3 \pi \varepsilon \Delta p}{\ln \frac{R_к}{r}}, \qquad (I.1)$$

где Q — дебит жидкости в пластовых условиях, см^3/с; $p_{пл}$ — среднее давление на некотором условном круговом контуре с радиусом $R_к$ (пластовое давление), МПа; $p_{заб}$ — давление на забое скважины, МПа; r — приведенный радиус скважины; k — усредненная фазовая проницаемость пласта для данной жидкости, мкм^2; h — эффективная (работающая) толщина пласта, м; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа·с; ε — коэффициент гидропроводности пласта, мкм^2·м/(мПа·с).

Зависимость (I.1), т. е. $Q=f(\Delta p)$, не линейна, так как параметры k, h, μ, $R_к$ и r_0 могут неявно зависеть от Δp. Поэтому параметр $K=Q/\Delta p$, который принято называть коэффициентом продуктивности скважины, строго говоря, не является константой. Однако при фильтрации однофазной жидкости или смеси нефти и воды величина K практически постоянна и при обработке результатов исследований может рассматриваться как константа. Процесс исследования сводится тогда к получению в промысловых условиях зависимости $Q=f(\Delta p)$, т. е. к определению K.

Если K — существенно переменная величина (фильтрация газированной жидкости; трещиноватый пласт-коллектор, в котором проницаемость заметно зависит от давления; проявление неньютоновских свойств пластовой жидкости; многопластовый объект эксплуатации, в котором пластовые давления по отдельным пластам различны, и др.), процесс исследований также сводится к получению экспериментальной зависимости $Q=f(\Delta p)$, но дополняется работами по установлению количественной взаимосвязи между перепадом давления и величинами, которые от него зависят (например, $\mu(p)$, $h(\Delta p)$, $K(p)$ и др.).

Зависимость $Q=f(\Delta p)$, графическое изображение которой принято называть индикаторной диаграммой скважины, получают по данным непосредственного измерения дебита добывающей скважины (или приемистости нагнетательной) и соответствующих значений забойного и пластового давлений последовательно на нескольких (трех или более) достаточно близких к установившимся режимах эксплуатации скважины. Время установления нового режима должно быть достаточным, чтобы в районе данной скважины в радиусе, не меньшем среднего расстояния до ее окружающих соседних, давление в пласте практически не изменялось. Это время, которое ориентировочно можно определить по формулам неустановившейся фильтрации или опытным путем (для каждого объекта), может составлять от нескольких часов до нескольких суток или даже недель. В то же время на весь процесс исследования скважины методом установившихся отборов должно затрачиваться время, в течение которого распределение нефтеводогазонасыщенности пласта в районе скважины существенно не изменяется.

Теория метода достаточно полно разработана для фильтрации однофазной жидкости и смеси двух жидкостей (нефти и воды), фильтрации газа и газожидкостной смеси.

В результате исследований методом установившихся отборов можно определить только коэффициент продуктивности K добывающей скважины (коэффициент приемистости для нагнетательной) или его зависимость от перепада давления.

Для установления гидропроводности пласта ε необходимо независимо оценить $R_к$ и r. Значение $R_к$ без существенного ущерба для точности обычно принимают равным половине среднего расстояния между данной скважиной и соседними окружающими.

Приведенный радиус r, зависящий одновременно от способа вскрытия пластов в скважине и свойств пластов непосредственно в призабойной зоне скважины в первом приближении можно определить одним из известных

аналитических или корреляционных методов (например, методом В. И. Щурова).

Принципиально более точные оценки параметров r и ε можно получить при совместном исследовании скважин методом установившихся отборов и методом восстановления давления.

Для установления фазовой проницаемости необходимо независимыми способами определить вязкость жидкости в пластовых условиях (специальные исследования) и толщину пласта (по данным геофизических исследований).

Метод восстановления давления используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в их районе, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости и газа.

К наиболее простым по технологии исследований и обработки их результатов относится остановка скважины, достаточно длительное время работавшей с постоянным дебитом жидкости. Если при ее остановке дебит практически мгновенно изменился до нулевого значения, то процесс восстановления давления на забое скважины достаточно точно описывается следующей формулой:

$$\Delta p = \frac{10^3 Q\mu}{\pi kh} \operatorname{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\varkappa t}\right), \tag{I.2}$$

где $\Delta p = p - p_{заб}$; p — давление на забое скважины в момент t после ее остановки, МПа; $p_{заб}$ — забойное давление до остановки скважины (установившееся), МПа; $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности пласта в районе скважины (усредненный), м^2/с.

Тот же процесс с хорошим приближением описывается другой формулой:

$$\Delta p = \frac{10^{-3} Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2{,}25\varkappa t}{r^2}. \tag{I.3}$$

Формула (I.3) используется при обработке результатов исследований для указанных условий. Формулы (I.2) и (I.3) в одинаковой мере описывают процесс изменения давления на забое скважины не только при ее остановке, но и при любом скачкообразном изменении дебита. Тогда в правые части формул следует подставить ΔQ (изменение дебита скважины) вместо Q.

Процесс промысловых исследований при скачкообразном изменении дебита сводится к измерению дебита до остановки (или до и после его изменения) и регистрации изменения давления на забое скважины.

Однако, если значительная часть объема ствола работающей скважины заполнена газом, на практике условие мгновенного (скачкообразного) перехода с одного установившегося дебита на другой не соблюдается (например, после остановки насосной скважины в ее ствол продолжает поступать жидкость и приток из пласта затухает лишь постепенно). В таких случаях для обработки материалов исследований применяют более сложные по сравнению с (I.2) и (I.3) соотношения, а сам процесс исследований сводится к получению экспериментальных зависимостей $\Delta p(t)$ и $Q(t)$.

В результате обработки материалов исследований скважины методом восстановления давления определяются комплексные параметры ε и $\varkappa/r^2$.

Параметр $\varkappa$ можно оценить по формуле

$$\varkappa = \frac{10^{-3}\varepsilon}{h(m\beta_ж + \beta_п)}, \tag{I.4}$$

где m — пористость пласта; h — толщина пласта, м; $\beta_ж$ — коэффициент сжимаемости пластовой жидкости, МПа$^{-1}$; $\beta_п$ — коэффициент сжимаемости породы-коллектора, МПа$^{-1}$.

Величины m, h, $\beta_ж$ и $\beta_п$ определяют по данным независимых исследований (лабораторных и геофизических), а r — по известным $\varkappa/r^2$ и $\varkappa$.

Несмотря на то что относительная ошибка определения пьезопроводности по формуле (I.4) может быть весьма значительной (главным образом, за

счет погрешностей оценки $\beta_ж$ и $\beta_п$), указанный метод расчета r с практической точки зрения вполне приемлем.

Кроме того, следует заметить, что приведенный радиус r с достаточной для практики точностью допустимо определять с погрешностью, достигающей даже нескольких десятков процентов, так как основные параметры, которые в конечном итоге интересуют специалистов (Q, K и др.), зависят от $\ln r$.

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения усредненных значений гидропроводности ε и пьезопроводности $\varkappa$ пластов на участках между исследуемыми скважинами в условиях неустановившейся фильтрации жидкости.

Для исследований выбирают минимум две скважины. Одна из них, по которой контролируется изменение дебита (в большинстве случаев скачкообразное), называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, — реагирующей. В качестве возмущающей может быть использована любая добывающая или нагнетательная скважина, в качестве реагирующей — простаивающая или специально остановленная (до начала исследований) скважина. В одном исследовании может одновременно участвовать несколько реагирующих скважин.

При скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины процесс изменения забойного давления в реагирующей скважине описывается формулой (I.2) с той лишь разницей, что под знаком функции $\mathrm{Ei}(-x)$ вместо x следует подставить R — расстояние между реагирующей и возмущающей скважинами.

Имеются решения и для периодического и произвольного изменения дебита возмущающей скважины, а также для работающей реагирующей скважины, в которой фиксируется изменение во времени не только забойного давления, но и дебита.

При исследованиях методом гидропрослушивания важно выполнение следующих технологических требований:

1) по реагирующим скважинам до изменения дебита возмущающей скважины должно быть прослежено изменение забойного давления в течение времени, в 1,5 раза и более превышающего предполагаемый период наблюдений после начала возмущения (последний предварительно оценивается расчетным путем по формуле (I.2));

2) для наблюдений за забойным давлением после изменения дебита возмущающей скважины используются лишь те реагирующие скважины, по которым возможна достаточно надежная экстраполяция на этот период динамики забойного давления, зафиксированной до начала возмущения;

3) исследования должны проводиться в обстановке, исключающей в данный период посторонние возмущения, обусловливающие изменение забойных давлений в реагирующих скважинах (пуски или остановки других близко расположенных скважин и т. п.).

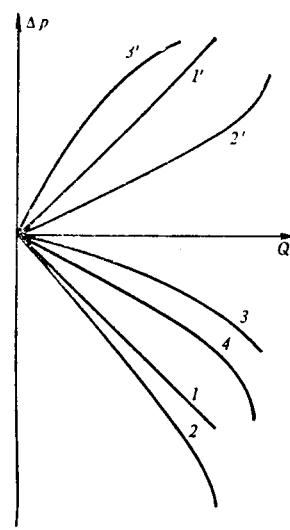


Рис. I.1. Характерные типы индикаторных диаграмм:
1, 2, 3, 4 — для добывающих скважин; *1', 2', 3'* — для нагнетательных скважин

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

Основные типы возможных индикаторных диаграмм для скважин, эксплуатирующих однопластовые объекты, приведены на рис. I.1.

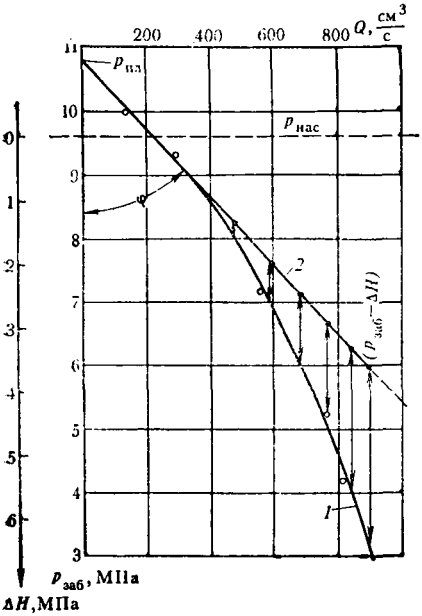


Рис. I.2. Обработка индикаторной диаграммы при фильтрации в пласте газированной нефти

Прямолинейная диаграмма *1* характерна для ламинарной фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси, диаграмма *2* (прямолинейная в диапазоне забойных давлений выше давления насыщения нефти газом — $p_{заб} > p_{нас}$ — и криволинейная, с выпуклостью к оси дебитов, в диапазоне $p_{заб} < p_{нас}$) — для фильтрации газированной жидкости на участке $p_{заб} < p_{нас}$.

Диаграммы типа *3* (криволинейные при $p_{заб} > p_{нас}$) указывают на зависимость проницаемости пласта от давления (деформируемые трещины), нарушение ламинарности фильтрационного потока или на совместную зависимость от этих факторов; диаграмма *4* — на проявление указанных факторов при скоростях фильтрации или перепадах давления, превышающих определенные критические значения.

Проявление деформации трещинных каналов при нагнетании в пласт рабочих агентов характеризуется кривой *3'*, а фильтрация, не соответствующая линейному закону (выпуклость кривой обращена к оси дебитов), — диаграммой *2'*.

Для скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты, возможны более сложные формы индикаторных кривых. Это зависит от подключения или отключения отдельных пластов при определенных забойных давлениях, перетоков жидкости между пластами, различных характеров фильтрации жидкости в них и т. п.

Обработка прямолинейных индикаторных диаграмм

При эксплуатации скважиной однопластового объекта данные исследований представляются в табличной форме (данные о забойных давлениях, приведенных к середине интервала перфорации, и дебитах на нескольких режимах) или в виде индикаторной диаграммы, построенной в координатах $Q - p_{заб}$ или Q—$\Delta p_{заб}$.

В данном случае коэффициент продуктивности скважины — величина постоянная $\left(K = \dfrac{Q}{\Delta p} = \operatorname{tg}\varphi = \text{const}\right)$.

Из формулы (I.1) следует, что

$$\epsilon = \left(10^{-3} K \ln \frac{R_к}{r}\right) \Big/ 2\pi. \qquad (I.5)$$

Здесь K имеет размерность см³/(с·МПа).

По формуле (1.5) определяется коэффициент гидропроводности пласта в районе скважины, если предварительно независимыми способами оценены $R_к$ и r.

Расстояние $R_к$ в практических расчетах принимается равным половине среднего расстояния между данной скважиной и соседними, ее окружающи-

ми. Значение r можно определить по одному из известных методов (например, по методу В. И. Щурова).

Пример. В результате исследований скважины установлено, что $K=2370$ см³/(с·МПа). Среднее расстояние между данной скважиной и ближайшими окружающими $R_к=250$ мм; приведенный радиус $r=2{,}48\cdot10^{-5}$ м. По формуле (I.5)

$$\varepsilon=\frac{10^{-3}\cdot2370\cdot\ln\dfrac{250}{248\cdot10^{-5}}}{2\pi}=6{,}08\ \frac{\text{мкм}^2\cdot\text{м}}{\text{мПа}\cdot\text{с}}.$$

Если скважиной эксплуатируется многопластовый объект и индикаторные диаграммы прямолинейны по каждому работающему пласту, последние обрабатываются так же, как и при однопластовом объекте. При этом значения r и $R_к$ предварительно определяют раздельно для каждого пласта. Чтобы найти усредненную проницаемость пласта в районе скважины по известному значению гидропроводности, необходима независимая оценка вязкости жидкости в пластовых условиях (по лабораторным данным) и работающей толщины пласта (по геофизическим данным).

ОБРАБОТКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В ПЛАСТЕ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Установившийся приток газированной нефти к скважине (когда фильтрация происходит в соответствии с линейным законом) можно описать формулой, аналогичной (I.1):

$$Q=\frac{2\cdot10^3\pi k_{н\,нас}h\,[(p_к-p_{нас})+\Delta H]}{b_{нас}\mu_{нас}\ln R_к/r},\qquad(I.6)$$

где Q — дебит жидкости в поверхностных условиях, см³/с; $b_{нас}$, $k_{н\,нас}$, $\mu_{н\,нас}$ — соответственно объемный коэффициент, проницаемость и вязкость нефти при давлении, равном давлению насыщения; ΔH — преобразованная функция давления Христиановича, имеющая размерность давления,

$$\Delta H=\int_{p_{заб}}^{p_{нас}}\frac{F_н(S_н)}{b'_н\mu'_н}\,dp,\qquad(I.7)$$

где $F_н(S_н)$ — относительная проницаемость для нефти (сложная функция давления); $b'_н(p)$ и $\mu'_н(p)$ — соответственно объемный коэффициент и вязкость при давлении $p<p_{нас}$.

Формула (I.6) справедлива, когда $p_к>p_{нас}>p_{заб}$ (смешанный поток). Если $p_к\leqslant p_{нас}$ (нефтегазовая залежь или нефтяная залежь, пластовое давление в которой снижено ниже начального давления насыщения), то в квадратных скобках формулы (I.6) остается только величина ΔH, а верхний предел интеграла (I.7) заменяется на $p_к(p_{пл})$.

Аналогом коэффициента продуктивности тогда будет

$$K_0=\frac{Q}{\Delta H}=\frac{2\cdot10^3\pi k_{н\,нас}h}{b_{нас}\mu_{н\,нас}\ln\dfrac{R_к}{r}}.\qquad(I.8)$$

Численно величина K_0 равна тангенсу угла φ между индикаторной линией *2*, построенной в координатах Q—ΔH или Q—$[(p_{пл}-p_{заб})+\Delta H]$, и осью ординат (рис. I.2).

Если $p_{пл} > p_{нас} > p_{заб}$, индикаторная диаграмма в координатах $Q—\Delta p$ прямолинейна в диапазоне $p_{пл} > p_{заб} \geqslant p_{нас}$ и криволинейна при $p_{заб} < p_{нас}$. На прямолинейном участке $K_0 = K$, поэтому коэффициент гидропроводности определяется так же, как и при обычных прямолинейных диаграммах. При $p_{пл} \geqslant p_{нас}$ начальная гидропроводность пласта определяется исходя из полученного значения K_0 (по той же методике).

Интегрирование (I.7) производится численным методом.

Подынтегральная функция

$$\frac{d\Delta H}{dp} = \frac{F_н(S_н)}{b'_н \mu'_н} = f(p) \qquad (I.9)$$

для каждого объекта эксплуатации может быть представлена в виде таблицы или графика. Для ее построения используются результаты исследований зависимостей $\mu_н(p)$, $b_н(p)$, растворимости газа в нефти $\alpha(p)$ и диаграмма относительных проницаемостей $F_н(S_н)$ и $F_г(S_н)$, где $S_н$ — нефтенасыщенность.

Величина $F_н$, зависящая от $S_н$, предварительно должна быть представлена в функции давления (также в виде таблицы или графика). При этом существенно важно учитывать то обстоятельство, что выделяющийся в пласте свободный газ может оставаться неподвижным до достижения равновесной газонасыщенности (о проявлении этого фактора можно судить по наличию петли гистерезиса на индикаторных диаграммах, по резкому изменению их формы при переходе из области $p_{заб} > p_{нас}$ в область $p_{заб} < p_{нас}$ и по форме диаграмм относительных проницаемостей). Связь между $F_н$ и давлением в области газонасыщенности, превышающей равновесную, можно установить при помощи уравнения

$$\frac{(\Gamma - \alpha p)\,\mu_г}{p b_н \mu_н} = \frac{F_г(S_н)}{F_н(S_н)}, \qquad (I.10)$$

где Γ — газовый фактор (общее количество газа в кубометрах растворенного в 1 м³ нефти при давлении, равном давлению насыщения), м³/м³; α — коэффициент растворимости, МПа$^{-1}$; p — давление, МПа; $\mu_г$ — вязкость газа, мПа·с.

Левая часть уравнения (I.10) — однозначная функция давления, правая — функция нефтенасыщенности (эту функцию легко можно получить из диаграмм относительных проницаемостей). Задаваясь последовательно различными значениями p, определяя для каждого из них (по экспериментальным данным) величины α, $b_н$, $\mu_н$ и $\mu_г$ и в целом левую часть уравнения, получим значения $F_г/F_н$.

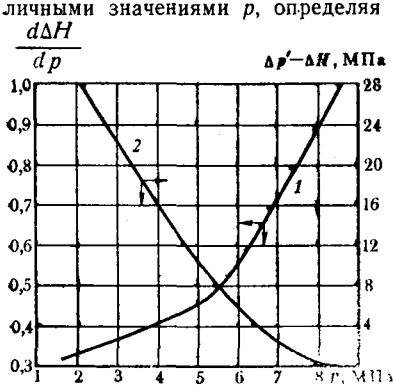


Рис. I.3. Зависимость подынтегральной функции $d\Delta H/dp$ и поправки ($\Delta p'—\Delta H$) от давления

По зависимости $f(S_н) = F_г/F_н$ определяют значения $S_н$, а по $S_н$, пользуясь диаграммой относительных проницаемостей, — $F_н$.

В области газонасыщенности, не превышающей равновесную, величину $S_н$ при заданном давлении p приблизительно можно определить по следующей формуле:

$$S_н = \frac{b_н}{b_н + \dfrac{1}{p}(\Gamma - \alpha p)}, \qquad (I.11)$$

где $b_н$ и α определяются по имеющимся зависимостям $b_н(p)$ и $\alpha(p)$.

ТАБЛИЦА I.1

РАСЧЕТ ФУНКЦИИ ΔH

Номера точек	$p_{заб}$, МПа	$\Delta p' = p_{нас} - p_{заб}$, МПа	$p_п - p_{п-1}$, МПа	$\frac{d\Delta H}{dp}$	$\frac{d\Delta H}{dp}\left(p_п - p_{п-1}\right)$	ΔH, МПа	$\Delta p' - \Delta H$, МПа
1	9,6	—	—	1	—	—	—
2	9	0,6	0,6	0,89	0,567	0,567	0,043
3	8	1,6	1	0,715	0,802	1,37	0,23
4	7,5	2,1	0,5	0,66	0,344	1,71	0,39
5	7	2,6	0,5	0,55	0,302	2,02	0,58
6	6,5	3,1	0,5	0,4	0,260	2,27	0,83
7	6	3,6	0,5	0,46	0,238	2,51	1,09
8	5	4,6	1	0,41	0,435	2,95	1,65
9	4	5,6	1	0,375	0,392	3,34	2,26
10	3	6,6	1	0,335	0,355	3,69	2,91

Пример. Полученная при исследовании скважины индикаторная диаграмма в координатах Q—$p_{заб}$ приведена на рис. I.2 (кривая *1*). Пластовое давление $p_{пл}$=10,8 МПа, давление насыщения нефти газом $p_{нас}$= =9,6 МПа. Зависимость подынтегральной функции $d\Delta H/dp$ от давления, построенная по данным исследования процесса разгазирования нефти и исследований относительных проницаемостей, приведена на рис. I.3 (кривая *1*).

Проведем интегрирование для точек, соответствующих забойным давлениям 9; 8; 7; 7,5; 6; 6,5; 5; 4 и 3 МПа.

Значения подынтегральной функции $d\Delta H/dp = F_в/(b'_в\mu'_в)$ для этих точек, взятые по графику рис. I.3 (кривая *1*), приведены в пятой графе табл. I.1. Интегрирование проводится методом трапеций. Расчетные данные приведены в табл. I.1.

В последней графе даны величины $(\Delta p' - \Delta H)$, характеризующие дополнительный перепад между пластовым и забойным давлениями, обусловленный разгазированием нефти в пласте.

График зависимости $(\Delta p' - \Delta H)$ от давления (рис. I.3, кривая *2*) универсален для скважин данного объекта, эксплуатируемых при $p_{пл} > p_{нас} > p_{заб}$ и дающих нефть с идентичными характеристиками.

Если $p_{пл} < p_{нас}$, можно построить универсальные для данного объекта палетки аналогичных графиков для различных значений $p_{пл}$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ИХ РАБОТЫ

Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом изменения проницаемости от давления в пласте. Лабораторными и промысловыми исследованиями установлено, что в трещиноватых коллекторах при изменениях пластового давления происходит изменение проницаемости пород, особенно трещинной проницаемости. Изменение трещинной проницаемости k_1 и проницаемости пористой среды k_2 можно представить соответственно следующими зависимостями:

$$k_1 = k_{01} \exp\left[-\alpha_1 (p_0 - p)\right];$$

$$k_2 = k_{02} \exp\left[-\alpha_2 (p_0 - p)\right]. \qquad (I.12)$$

Здесь k_1, k_2 — соответственно коэффициенты проницаемости трещиноватой и пористой сред блоков при текущем пластовом давлении p; k_{01}, k_{02} — то же, при начальном пластовом давлении p_0; α_1, α_2 — коэффициенты изменения проницаемости от давления соответственно трещиноватой и пористой сред.

Дебит скважины, вскрывшей трещиновато-пористую среду, состоит из двух составляющих: из дебита q_1, получаемого по трещинам породы, и из дебита q_2, получаемого по порам. После подстановки зависимостей проницаемостей (I.12) от давления в закон Дарси в дифференциальной форме и интегрирования в известных пределах получим формулы притока к скважине, вскрывшей трещиновато-пористый пласт, с учетом зависимостей проницаемостей сред от давления:

$$Q = q_1 + q_2 = \frac{2\pi k_{01} h}{\mu} \cdot \frac{\exp\left[-\alpha_1 (p_0 - p_к)\right] - \exp\left[-\alpha_1 (p_0 - p_c)\right]}{\alpha_1 \ln (R_к / r_c)} + \\ + \frac{2\pi k_{02} h}{\mu} \cdot \frac{\exp\left[-\alpha_2 (p_0 - p_к)\right] - \exp\left[-\alpha_2 (p_0 - p_c)\right]}{\alpha_2 \ln (R_к / r_c)}. \qquad (I.13)$$

Здесь p_0, $p_к$, p_c — соответственно начальное пластовое, текущее контурное и забойное давления; μ, h — соответственно вязкость нефти и толщина пласта.

По данным промысловых исследований скважин на установившихся режимах строится индикаторная линия, по которой определяются параметры в целом для пласта. Раздельное определение параметров трещин и пористых блоков по суммарной индикаторной линии затруднительно. Это возможно, если сочетать результаты промысловых испытаний с лабораторными исследованиями. Однако в этом часто и нет необходимости, поскольку трещинная проницаемость значительно превосходит по своей величине проницаемость пористой среды породы. При этом суммарный дебит Q скважины примерно равен дебиту, получаемому по трещинам q_1, т. е. $Q \simeq q_1$. Тогда формула притока однородной жидкости к скважине представится в следующем виде:

$$\left.\begin{aligned} q &= K \Delta u, \quad K_1 = \frac{2\pi k_1 h}{\mu \ln (R_к / r_c)}, \\ k_1 &= k_{01} \exp\left[-\alpha_1 (p_0 - p_к)\right], \\ \Delta u &= \frac{1 - \exp\left[-\alpha_1 (p_0 - p_c)\right]}{\alpha_1}. \end{aligned}\right\} \qquad (I.14)$$

Здесь K_1 — текущий коэффициент продуктивности, функция пластового давления, независимая от изменений забойного давления.

Для сопоставления коэффициентов продуктивности K_1, полученных в одной и той же скважине в разное время, необходимо сводить их к условному коэффициенту продуктивности, соответствующему начальному пластовому давлению:

$$K_{01} = K_1 \exp\left[\alpha_1 (p_0 - p_к)\right]. \qquad (I.15)$$

Если определенные таким образом значения коэффициентов продуктивностей на различные даты будут различны, то это будет свидетельствовать о наличии необратимых процессов, происшедших в призабойной зоне (необратимая деформация пласта, засорение механическими примесями, выпадение парафина и т. д.).

Таким образом, процесс притока или расхода в трещиноватом пласте при изменении проницаемости обусловлен коэффициентом продуктивности K_{01} (а следовательно, и проницаемости) при начальном пластовом давлении и коэффициентом изменения проницаемости α_1.

Для определения этих параметров применяется графоаналитический способ.

На фактической индикаторной диаграмме определяются две площади f_1 и f_2:

$$f_1 = \int_0^{\Delta p_i} Q d(\Delta p), \quad f_2 = Q_i \Delta p_i, \quad \Delta p_i = p_к - p_{ci}. \qquad (I.16)$$

ТАБЛИЦА I.2

ЗНАЧЕНИЯ ФУНКЦИИ z

$z_э$	$\alpha_1\Delta p$	$z_н$	$-\alpha_1\Delta p$	$z_э$	$\alpha_1\Delta p$	$z_н$	$-\alpha_1\Delta p$
0,509	0,1	0,491	0,1	0,670	2,2	0,330	2,2
0,517	0,2	0,483	0,2	0,683	2,4	0,317	2,4
0,533	0,4	0,467	0,4	0,696	2,6	0,304	2,6
0,549	0,6	0,451	0,6	0,708	2,8	0,292	2,8
0,566	0,8	0,434	0,8	0,719	3,0	0,281	3,0
0,582	1,0	0,418	1,0	0,730	3,2	0,270	3,2
0,598	1,2	0,402	1,2	0,740	3,4	0,260	3,4
0,613	1,4	0,387	1,4	0,750	3,6	0,250	3,6
0,628	1,6	0,372	1,6	0,760	3,8	0,240	3,8
0,642	1,8	0,358	1,8	0,769	4,0	0,231	4,0
0,656	2,0	0,344	2,0				

Примечание. $z_э$—относится к добывающим скважинам, $z_н$—к нагнетательным.

Отношение этих площадей z зависит только от одной безразмерной величины $\alpha_1\Delta p$:

$$z = \frac{f_1}{f_2} = \frac{1}{1 - \exp\left[-\alpha_1\Delta p\right]} - \frac{1}{\alpha\Delta\, p}. \qquad (117)$$

Результаты табулирования функции z представлены в таблице I.2. Здесь интеграл f_1 — площадь, ограниченная индикаторной линией и осью перепадов, и определяется численно, например, по формуле трапеций для соответствующей точки индикаторной линии. Площадь f_2 представляет собой площадь прямоугольника, равную произведению координат также соответствующей точки индикаторной линии.

Для каждой точки индикаторной линии определяются площади f_1 и f_2, затем функция z, а потом из табл. I.2 определяются безразмерные значения величины $\alpha_1\Delta p$. Далее, зная фактические значения перепадов Δp, определяют величины коэффициента α_1. Окончательно коэффициент α_1 принимается как средняя величина из всех его значений.

ТАБЛИЦА I.3

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ ИНДИКАТОРНОЙ ДИАГРАММЫ ПО СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ТРЕЩИНОВАТЫЙ КОЛЛЕКТОР

Номера точек	Дебит жидкости в пласт. усл. Q, см³/с	Забойная депрессия Δp, МПа	f_1	$f_2 = Q\Delta p$	$\frac{f_1}{f_2}$	$\alpha_1\Delta p$	α_1, (МПа)$^{-1}$	Δp_i, МПа	K_0, см³/(с·МПа)
1	280	0,6	86,7	168	0,516	0,14	0,233	0,55	509
2	560	1,14	333	638	0,522	0,26	0,228	1,0	560
3	840	1,84	820	1546	0,530	0,4	0,217	1,52	553
4	1122	2,68	1650	3007	0,549	0,6	0,244	2,01	558
5	1402	3,72	2970	5215	0,570	0,9	0,242	2,46	570
							=0,23		$\overline{K_0}$=550

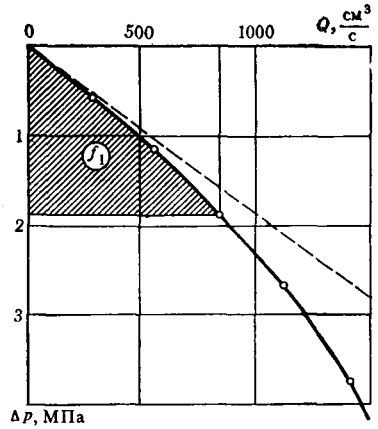


Рис. I.4. Обработка индикаторной диаграммы для трещиноватого коллектора

Для определения начального коэффициента продуктивности K_0 предварительно рассчитываются для нескольких точек величины Δp_i:

$$\Delta p_i = \frac{1 - e^{-\alpha_1 \Delta p}}{\alpha_1}.$$

Начальный коэффициент продуктивности для каждой точки определяется из соотношения

$$K_0 = \frac{q_i}{\Delta p_i}.$$

Результаты определения K_0 по нескольким точкам осредняются.

Пример*. Результаты исследований представлены в табличной форме (см. табл. I.3 графы вторая и третья) и на рис. I.4.

Порядок обработки покажем на примере 2-й точки.

1. Численным интегрированием определяем площадь f_1. В данном случае $f_1=333$.
2. Определяем $f_2=560\times1{,}14=638$.
3. Определяем $z_2=f_1/f_2=333/638=0{,}522$.
4. Для $z_2=0{,}522$ по табл. I.2 находим $\alpha'_1\Delta p=0{,}26$.
5. Определяем $\alpha''_1=0{,}26/1{,}14=0{,}228$.
6. Определяем $\Delta p_2=(1-e^{-0{,}26})/0{,}228=1$.
7. Определяем

$K_{02}=560/1=560$ см³/(с·МПа).

Аналогичные вычисления производятся для всех точек (см. табл. I.3). В рассмотренном примере $\bar{\alpha}_1=0{,}23$, $\bar{K}_0=550$ см³/(с·МПа).

Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом возникновения инерционных сопротивлений

Фильтрация в соответствии с линейным законом может нарушаться вследствие возникновения существенных инерционных сопротивлений, особенно в призабойной зоне скважин. Прямые свидетельства возникновения инерционных сопротивлений получены при исследовании скважин дебитомерами и расходомерами. Показано, что хотя пласт дренируется весь, тем не менее приток или отток жидкости через стенку скважины происходит по узкой полоске пласта (часто по интервалу менее 5% от всей толщины его). Первые индикаторные линии, снятые по новым скважинам, вскрывшим трещиноватые карбонатные пласты, бывают резко искривленными к оси перепадов давлений. Затем после кислотных обработок индикаторные линии часто становятся или прямолинейными, или существенно «выпрямленными». Это свидетельствует о том, что инерционные сопротивления во многом уменьшены вследствие расширения каналов течения в призабойной зоне.

Здесь следует отметить, что фильтрация не по линейному закону происходит только при притоке по трещинам, а к фильтрации по пористым блокам это не относится. Следовательно, формулы притока и расхода соответственно для трещин и пористых блоков имеют вид

$$\Delta p = Aq_1 + Bq_1|q_1|,\quad A=1/K_1,\quad q_2=K_2\Delta p, \qquad (I.18)$$

* Пример В. Н. Васильевского.

где K_1, K_2 — коэффициенты продуктивности соответственно для трещиноватой и пористой сред; B — параметр, характеризующий инерционные сопротивления. По данным исследования скважины, очевидно, получается «суммарная» индикаторная линия как за счет притока из трещин, так и за счет притока из пористых блоков. Как и в предыдущем случае, по данным лабораторных измерений определяются проницаемость пород пласта и другие параметры, что позволяет определить расчетный коэффициент продуктивности K_2 за счет фильтрации по пористым блокам. Зная расчетный K_2 и суммарный K коэффициенты продуктивности, легко установить коэффициент продуктивности за счет фильтрации по трещинам K_1 и индикаторную линию характеризующую процесс притока жидкости к скважине по трещинам.

Процесс определения параметров пласта существенно упрощается, когда дебит скважины за счет течения по трещинам q_1 значительно превосходит дебит за счет течения по порам блоков q_2 ($q_1 \gg q_2$). Тогда формула для определения притока жидкости имеет следующий вид:

$$\Delta p = Aq_1 + Bq_1|q_1|, \qquad A = 1/K,\ \Delta p = (p_к - p_c). \tag{I.19}$$

Из формулы (I.19) видно, что индикаторная линия должна быть загнута к оси перепадов давления как при отборе жидкости, так и при нагнетании.

Параметры K_1 и B можно определить путем расшифровки индикаторных линий способом Е. М. Минского. Для этого индикаторная линия перестраивается в координатах $\Delta p/q_1 - q_1$. Эта зависимость должна быть прямолинейной:

$$\Delta p/q_1 = A + B|q_1|. \tag{I.20}$$

По наклону прямой определяется параметр B, а по отсекаемому на оси ординат отрезку — величина A, а следовательно, и коэффициент продуктивности скважины K_1.

Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом одновременного наличия изменения проницаемости от давления и возникновения инерционных сопротивлений

На практике трудно выделить какой-либо из этих двух факторов, особенно если имеется индикаторная линия, полученная лишь на режиме отбора. Тогда изменение проницаемости в зависимости от давления и возникновение существенных инерционных сопротивлений приводят к тому, что индикаторная линия оказывается загнутой к оси перепадов давления. При нагнетании же оба фактора действуют в противоположных направлениях. Поэтому, если при исследовании на режиме нагнетания индикаторная линия получается загнутой к оси перепадов давления, как и на режиме отбора, то можно предположить, что преобладают инерционные сопротивления. Если же направления кривизны различны при отборе и нагнетании, то можно предположить, что изменение проницаемости пласта зависит преимущественно от давления.

Параметры трещиновато-пористых пластов также определяем по формуле (I.19), с той лишь разницей, что вместо перепада давления Δp следует иметь в виду функцию давления

$$\Delta u = \{\exp[-\alpha_1 (p_0 - p_к)] - \exp[-\alpha_1 (p_0 - p_c)]\}^{\alpha^{-1}}. \tag{I.21}$$

Здесь также для расшифровки индикаторных линий рекомендуется воспользоваться результатами лабораторных определений величины проницаемости пористых блоков. Расшифровка индикаторных линий трещиноватой среды осуществляется следующим образом.

Принимается, что параметр B изменяется в зависимости от давления по экспоненциальному закону. Формула притока будет иметь тогда следую-

щий вид:

$$\Delta u = Aq + Bq|q|,$$

$$\Delta u = \frac{\exp[-\alpha_1(p_0 - p_к)] - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_c)]}{\alpha_1}. \quad (I.22)$$

В формуле (I.22) три неизвестных параметра: α_1, K_1, B, которые также легко определяются по данным расшифровки индикаторных линий. Для этого предложен следующий метод. Процесс отбора или закачки на трех режимах на основании (I.22) описывается следующими формулами:

$$\left.\begin{aligned}
\{\exp[-\alpha_1(p_0 - p_к)] - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_{c1})]\}\,\alpha_1^{-1} &= Aq_1 + Bq_1|q_1| \\
\{\exp[-\alpha_1(p_0 - p_к)] - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_{c2})]\}\,\alpha_1^{-1} &= Aq_2 + Bq_2|q_2|. \\
\{\exp[-\alpha_1(p_0 - p_к)] - \exp[-\alpha_1(p_0 - p_{c3})]\}\,\alpha_1^{-1} &= Aq_3 + Bq_3|q_3|.
\end{aligned}\right\} \quad (I.23)$$

Значения забойных давлений p_{c1}, p_{c2}, p_{c3} и соответствующих им дебитов q_1, q_2, q_3 определяются непосредственными измерениями на скважине. Таким образом, в системе из трех уравнений (I.23) три неизвестных параметра: K, α и B, которые легко определяются.

Определение параметров пластов при зависимости проницаемости от давления в призабойной зоне нагнетательных скважин

Все нефтяные коллекторы, которые мы считаем пористыми, имеют сеть естественных трещин. При пластовых и забойных давлениях ниже критического p_* эти естественные трещины находятся в сомкнутом состоянии и проницаемость пласта в основном обусловливается проницаемостью пористой среды. Индикаторная линия при этом — прямая, для ее расшифровки используется обычная формула Дюпюи. Коэффициент приемистости здесь определяется как угловой коэффициент индикаторной линии.

При пластовых и забойных давлениях выше критического проницаемость пласта обусловливается как проницаемостью пористой среды, так и проницаемостью раскрытых трещин, которая зависит от давления. Критическое давление находится на уровне начального или на 10—25% выше его и опре-

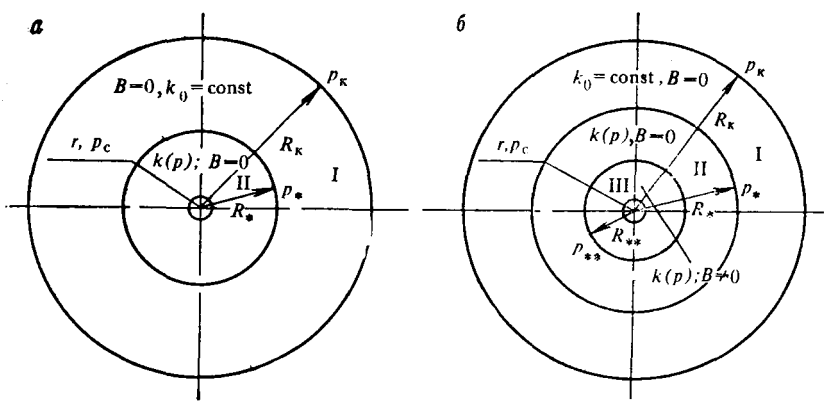


Рис. I.5. Характерные зоны фильтрации вокруг скважины

деляется по излому индикаторной линии в сторону оси приемистостей, т. е. пластовое (контурное) давление меньше критического, а критическое меньше забойного ($p_0 \leqslant p_* \leqslant p_c$). При этом в пласте образуются две зоны (рис. I.5,*а*) фильтрации: зона *I* — от линии с критическим давлением до контура питания скважин, зона *II* — от стенки скважины до линии с радиусом, где давление равно критическому. В зоне *II* проницаемость зависит от давления, а в зоне *I* не зависит:

$$Q = K_* \Delta u;\ K_* = \frac{2\pi k_* h}{\mu \ln (R_к/r)};$$

$$\Delta u = p_к - p_* + \frac{1 - \exp[-\alpha (p_* - p_c)]}{\alpha_1}, \qquad \text{(I.24)}$$

где K_*, k_* — коэффициенты приемистости и проницаемости пористой породы коллектора без образования трещин, т. е. до критического давления p_* в пласте; α_1 — коэффициент изменения трещинной проницаемости породы. Индикаторная линия для таких условий прямая в начале координат и искривляется к оси дебитов в последующем. Здесь коэффициент приемистости определяется как угловой коэффициент начального участка индикаторной линии. Для определения коэффициента изменения проницаемости α_1 здесь также можно воспользоваться способами, изложенными ранее, с той лишь разницей, что индикаторная линия для ее расшифровки строится также и в координатах $(Q—Q_*)—(\Delta p—p_*)$.

Однако характер индикаторной линии одновременно может зависеть от раскрытия трещин и инерционных сопротивлений. Следовательно, будем иметь три зоны фильтрации (рис. I.5,*б*). В зоне I проницаемость пласта не изменяется от давления и инерционные сопротивления отсутствуют. В зоне *II* проницаемость пласта изменяется от давления, а инерционные сопротивления отсутствуют. В зоне *III* в непосредственной близости от стенки скважины проницаемость пласта изменяется от давления, а также возникают существенные инерционные сопротивления. Тогда

$$u = AQ + BQ\,|Q|;$$

$$\Delta u = -[\exp[-\alpha_1 (p_* - p_c)]]\,\alpha_1^{-1} + p_к - p_*. \qquad \text{(I.25)}$$

Определение параметров K_*, α_1 и B усложняется, хотя и возможно по способу, изложенному в предыдущем разделе. Следует иметь в виду, что форма индикаторной кривой может быть любой в зависимости от превалирования того или иного фактора.

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ИХ РАБОТЫ

Обработка результатов без учета дополнительного притока жидкости в ствол скважины

Без учета дополнительного притока обрабатываются: данные исследований методом восстановления давления по нагнетательным скважинам, в которых в процессе исследований ствол остается полностью заполненным закачиваемой жидкостью; данные исследований добывающих скважин с высоким давлением в пространстве между колоннами НКТ и обсадной и незначительным объемом свободного газа в этом пространстве; при всех других условиях (кроме насосной скважины, эксплуатируемой с открытым межтрубным пространством) для первичной приближенной оценки характеристик пласта и скважины.

При обработке используется формула (I.3), представляющая уравнение прямой в полулогарифмических координатах:

$$\Delta p = A + i \lg t, \tag{I.26}$$

где

$$A = \frac{10^{-3} Q \mu 2{,}3}{4\pi k h} \lg \frac{2{,}25\varkappa}{r^2} = \frac{2{,}3 \cdot 10^{-3} Q}{4\pi\varepsilon} \lg \frac{2{,}25\varkappa}{r^2} \tag{I.27}$$

$$i = \frac{10^{-3} Q \mu 2{,}3}{4\pi k h} = \frac{2{,}3 \cdot 10^{-3} Q}{4\pi\varepsilon}. \tag{I.28}$$

Величина A численно равна отрезку, отсекаемому прямой на оси ординат (Δp), величина i (уклон) равна тангенсу угла между прямой и осью абсцисс.

Результаты исследований представляются в виде табличной зависимости $\Delta p_{заб} — t$, где $\Delta p_{заб}$ — приращение забойного давления по отношению к его установившемуся значению до остановки скважины, МПа; t — время с момента остановки скважины, с.

Обработка результатов сводится к построению кривой в координатах $\Delta p_{заб} — \lg t$, определению величин A и i, расчету параметров ε и r по формулам (I.27), (I.28) и (I.4), а также к определению коэффициента продуктивности скважины K и коэффициента гидродинамического совершенства η.

Из формулы (I.28)

$$\varepsilon = \frac{0{,}183 \cdot 10^{-3} Q}{i}, \tag{I.29}$$

где Q — дебит скважины до остановки (в пластовых условиях), см³/с; ε — мкм²·м/(мПа·с).

По формуле (I.27) можно определить комплексный параметр $B = \varkappa/r^2$:

$$B = \frac{10^{A/i}}{2{,}25} c^{-1}. \tag{I.30}$$

Для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины η предварительно оценивается r.

$$r = \sqrt{\varkappa/B}. \tag{I.31}$$

ТАБЛИЦА I.4

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ БЕЗ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРИТОКА

Номера точек	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, с	lg t	$\Delta p_{заб}$, МПа	Номера точек	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, с	lg t	$\Delta p_{заб}$, МПа
1	60	1,78	0,041	12	4800	3,68	0,595
2	120	2,08	0,082	13	5400	3,73	0,598
3	180	2,26	0,147	14	6000	3,78	0,605
4	300	2,48	0,231	15	6600	3,82	0,607
5	600	2,78	0,352	16	7200	3,86	0,608
6	1200	3,08	0,495	17	7800	3,89	0,610
7	1800	3,26	0,530	18	8400	3,92	0,612
8	2400	3,38	0,560	19	9000	3,95	0,615
9	3000	3,48	0,575	20	9600	3,93	0,618
10	3600	3,56	0,580	21	1[illegible]200	4,01	0,620
11	4200	3,62	0,590	22	10 800	4,03	0,621

Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{2 \cdot 10^3 \pi e}{\ln \frac{R_к}{r}}. \qquad (I.32)$$

Здесь K имеет размерность см³/(с·МПа) (в пластовых условиях), $R_к$ и r — м. Величина $R_к$ принимается равной половине среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\eta = \lg \frac{R_к}{r_с} \Big/ \lg \frac{R_к}{r}, \qquad (I.33)$$

где $r_с$ — действительный радиус скважины, принимаемый равным радиусу долота, которым вскрывался продуктивный пласт.

Фактические зависимости $\Delta p_{заб}$—$\lg t$, как правило, прямолинейны не на всем протяжении, а лишь на конечном участке. Именно по этому участку и определяются значения i и A (путем экстраполяции).

В практике исследований часто встречается, что на графике Δp—$\lg t$ выделяются два или три прямолинейных участка, свидетельствующие о наличии значительных неоднородностей в пласте (непроницаемые границы или резкое изменение свойств пласта).

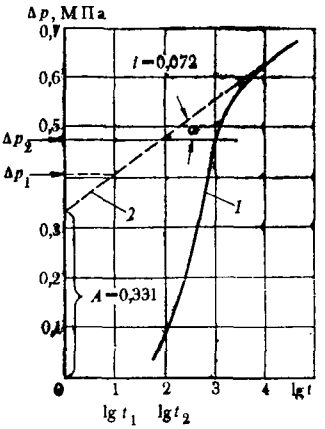


Рис. I.6. Обработка кривой восстановления давления без учета дополнительного притока:

1 — кривая восстановления давления; *2* — линия экстраполяции прямолинейного участка

Пример. Результаты исследования скважины методом восстановления давления представлены в табл. I.4.

Дебит скважины до остановки составлял 1035,5 см³/с (в пластовых условиях); работающая толщина пласта h=8 м; пористость m=0,2, $\beta_ж = 9{,}42 \times 10^{-4}$ МПа$^{-1}$, $\beta_п = 3{,}6 \cdot 10^{-4}$ МПа$^{-1}$, $R_к$=100 м, $r_с$=0,15 м.

1. По данным табл. I.4 строится график $\Delta p_{заб}$—$\lg t$ (рис. I.6).

2. Экстраполяция конечного прямолинейного участка дает значение A = =0,331 МПа.

3. По точкам $\lg t_1 = 1$, $\Delta p_1 = 0{,}403$ и $\lg t_2 = 2$, $\Delta p_2 = 0{,}475$ определим уклон

$$= \operatorname{tg} \alpha = \frac{0{,}475 - 0{,}403}{2 - 1} = 0{,}072.$$

4. По формуле (I.29)

$$e = \frac{0{,}183 \times 10^{-3} \times 1035{,}5}{0{,}072} = 2{,}64 \ \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}.$$

5. По формуле (I.30)

$$B = \frac{10^{0{,}331/0{,}072}}{2{,}25} = 17580 \ \text{с}^{-1}.$$

6. По формуле (I.4)

$$x = \frac{2{,}64 \times 10^{-3}}{8\,(0{,}2 \times 9{,}42 \times 10^{-4} + 3{,}6 \times 10^{-4})} = 0{,}6018 \ \text{м}^3/\text{с}.$$

7. По формуле (I.31)

$$r = \sqrt{0{,}6018/17580} = 0{,}00583 \ \text{м}.$$

8. По формуле (I.32)

$$K = \frac{2 \times 10^3 \times 3{,}14 \times 2{,}64}{\ln \frac{100}{0{,}00583}} = 1702 \text{ см}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа}).$$

9. По формуле (I.33)

$$\eta = \lg \frac{100}{0{,}15} \Big/ \lg \frac{100}{0{,}00583} = 0{,}667.$$

Обработка результатов исследований методом восстановления давления с учетом дополнительного притока жидкости в ствол скважины

Если в процессе нормальной эксплуатации значительная часть ствола скважины (как в колонне НКТ, так и особенно в пространстве между колонной НКТ и обсадной) заполнена свободным газом, форма кривой восстановления давления (КВД) существенно зависит от продолжающегося притока жидкости из пласта. Разработан и в практике исследований применяется ряд методов обработки КВД с учетом этого фактора.

Информация о затухании притока может быть получена как путем прямых измерений, так и косвенным путем, в частности, по данным об изменении буферного и межтрубного давлений, регистрируемом одновременно с кривой восстановления забойного давления.

Дифференциальный метод предложен Ю. П. Борисовым и упрощен Г. В. Щербаковым и Ф. А. Требиным в варианте, когда приток учитывается по данным регистрации забойного, межтрубного и буферного давлений.

Метод предусматривает внесение поправок в ординаты фактической кривой восстановления давления с таким расчетом, чтобы получить точки, соответствующие условиям, когда нет дополнительного притока.

Исходные материалы исследований представляются в табличной форме и в виде графиков восстановления забойного, межтрубного и буферного давления (рис. I.7). Время отсчитывается с момента остановки скважины. В таблице указываются значения Δp через равные, сравнительно небольшие интервалы времени (5—10 мин).

Поправочный коэффициент z для каждой ординаты вычисляется по следующей формуле:

$$z = \frac{1}{1 - \frac{10^7 f\Delta p'}{Q\rho_{пл}}}, \qquad (I.34)$$

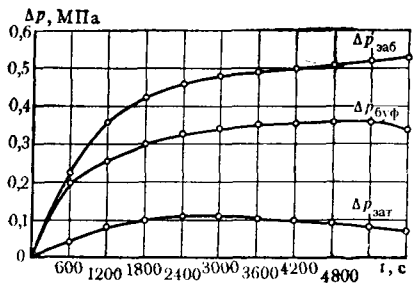


Рис. I.7. Промысловые графики изменения забойного, межтрубного и буферного давления

где Q — установившийся дебит скважины до ее остановки в пластовых условиях, см³/с; $\rho_{пл}$ — плотность поступающей из пласта жидкости (в пластовых условиях), кг/м³.

Величина $f\Delta p'$ определяется по формуле

$$f\Delta p' = \frac{f(\Delta p)_{n+1} - f(\Delta p)_{n-1}}{2\Delta t}, \qquad (I.35)$$

где

$$f(\Delta p)_n = f_к(\Delta p_{забn} - \Delta p_{межn}) + f_т(\Delta p_{забn} - \Delta p_{буфn}), \qquad (I.36)$$

ТАБЛИЦА I.5

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРИТОКА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ МЕТОДОМ

Измеренные и вычисленные величины	Номера точек					
	0	1	2	3	4	5
Данные наблюдений:						
t, с	0	600	1200	1800	2400	3000
$\Delta p_{заб}$, МПа	0	0,224	0,360	0,423	0,461	0,478
$\Delta p_{меж}$, МПа	0	0,041	0,082	0,103	0,113	0,113
$\Delta p_{буф}$, МПа	0	0,199	0,249	0,308	0,327	0,339
Вычисленные данные:						
$f\Delta p$, МПа·см² . . .	0	25,091	40,315	46,022	50,317	52,730
$f\Delta p'$, МПа·см² с$^{-1}$	—	0,0336	0,0174	0,0083	0,0056	0,0049
z (безразмерный) . .	—	2,285	1,527	1,196	1,125	1,108
$z\Delta p_{заб}$, МПа		0,6686	0,5497	0,5059	0,5189	0,5296
$\lg t$		2,778	3,079	3,255	3,380	3,477

Измеренные и вычисленные величины	Номера точек				
	6	7	8	9	10
Данные наблюдений:					
t с	3600	4200	4800	5400	6000
$\Delta p_{заб}$, МПа	0,493	0,503	0,513	0,521	0,532
$\Delta p_{меж}$, МПа	0,103	0,099	0,093	0,082	0,074
$\Delta p_{буф}$, МПа	0,349	0,354	0,359	0,359	0,339
Вычисленные данные:					
$f\Delta p$, МПа·см² . . .	56,240	58,217	60,495	63,263	66,723
$f\Delta p'$, МПа·см² с$^{-1}$	0,0046	0,0036	0,0042	0,0052	0,002
z (безразмерный) . .	1,100	1,076	1,091	1,115	1,042
$z\Delta p_{заб}$, МПа	0,5423	0,5412	0,5597	0,5809	0,5543
$\lg t$	3,556	3,623	3,681	3,732	3,778

где n — номер точки, ограничивающей интервал времени (точке, соответствующей началу отсчета, присваивается № 0); $f_к$ — площадь поперечного сечения кольцевого (межтрубного) пространства, см²; $f_т$ — площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб, см²; Δt — выбранный временной интервал разбиения периода исследований, с; $\Delta p_{забп}$, $\Delta p_{межп}$, $\Delta p_{буфп}$ — соответственно приращения забойного, межтрубного и буферного давлений по отношению к их установившимся значениям до начала исследований, МПа.

Для каждой точки определяется скорректированное значение забойного давления, и по последним строится зависимость $\Delta p_{заб} z$—$\lg t$.

Обработка этой зависимости осуществляется изложенным или каким-либо другим методом без учета дополнительного притока.

Пример. Результаты исследований по фонтанной скважине представлены в виде графиков изменения $\Delta p_{заб}$, $\Delta p_{меж}$ и $\Delta p_{буф}$ (см. рис. I.7); $f_к$ = =133 см², $f_т$=30,1 см², дебит скважины до остановки Q=635 см³/с в пластовых условиях, плотность пластовой жидкости $\rho_{пл}$=794 кг/м³, общее время исследований составляет 1,7 ч (6000 с).

Примем интервал разбиения Δt=600 с. Значения приращений давления на концах интервалов приведены в табл. I.5.

По формуле (I.36) определим для каждой точки значения $f\Delta p$. Для точки 1 (t=600 с)

$$\Delta p_1 = 133\ (0{,}224 - 0{,}041) + 30{,}1\ (0{,}224 - 0{,}199) = 25{,}1\ \text{МПа}\cdot\text{см}^2.$$

Для точки 2 ($t = 1200$ с)

$$f\Delta p_2 = 133\ (0{,}36 - 0{,}082) + 30{,}1\ (0{,}36 - 0{,}249) = 40{,}315\ \text{МПа}\cdot\text{см}^2$$

и т. д.

По формуле (I.35) определим значения $f\Delta p'$. Для точки 1

$$f\Delta p'_1 = \frac{40{,}315 - 0}{2\times 600} = 0{,}0336\ \text{МПа}\cdot\text{см}^2/\text{с}.$$

Для точки 2

$$\Delta p_2' = \frac{46{,}022 - 25{,}091}{2\times 600} = 0{,}0174\ \text{МПа}\cdot\text{см}^2/\text{с}\ \text{и т. д.}$$

По формуле (I.34) определим поправочный коэффициент:

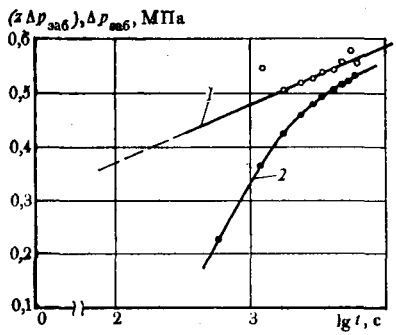


Рис. I.8. К примеру обработки кривой восстановления давления с учетом дополнительного притока дифференциальным методом:
1 — $z\Delta p_{заб}$—lg t; *2* — $\Delta p_{заб}$—lg t (фактическая кривая)

$$z_1 = \frac{1}{1 - \dfrac{10^7\times 0{,}0336}{635\times 794}} = 2{,}975;$$

$$z_2 = \frac{1}{1 - \dfrac{10^7\times 0{,}0174}{635\times 794}} = 1{,}527$$

и т. д.

Скорректированные величины приращений забойных давлений составят:

$$z_1\Delta p_{заб1} = 2{,}985\times 0{,}224 = 0{,}6686,$$

$$z_2\Delta p_{заб2} = 1{,}527\times 0{,}36 = 0{,}5497$$

и т. д.

Результаты расчетов приведены в табл. I.5 (рис. I.8).

Обработка кривых восстановления уровня в насосных скважинах, эксплуатируемых с открытым межтрубным пространством

Для насосных скважин, работающих с открытым пространством между колоннами НКТ и обсадкой, результаты исследований по прослеживанию уровня с целью их обработки представляются в виде таблицы зависимости приращения динамического уровня ΔH от времени t, отсчитываемого с момента остановки скважины:

$$\Delta H = H - H_{дин}. \qquad (I.37)$$

Весь период прослеживания уровня разбивается на небольшие равные интервалы времени Δt (10—15 интервалов), и для конца каждого из них выписывается значение прироста динамического уровня (см. вторую и третью графы табл. I.6). Для каждой точки определяется скорость подъема уровня:

$$\Delta H'_i = \frac{\Delta H_{i+1} - \Delta H_{i-1}}{2\Delta t},\ \text{см/с}, \qquad (I.38)$$

где индекс i обозначает номер точки.

Определяются поправочные коэффициенты z_i по следующей формуле:

$$z_i = \frac{\rho_{пл_i} 10^{-3}}{1 - \frac{f_к \Delta H'_i}{Q}}, \qquad (I.39)$$

где $\rho_{пл}$ — плотность добываемой жидкости в пластовых условиях, кг/м³; Q — дебит жидкости в пластовых условиях до остановки скважины, см³/с; $f_к$ — площадь поперечного сечения кольцевого (межтрубного) пространства, см².

Определяются (также для каждой точки) значения приведенного приращения забойного давления $\Delta p'_i$:

$$\Delta p'_i = \frac{z_i \Delta H_i}{10^4}, \text{ МПа}. \qquad (I.40)$$

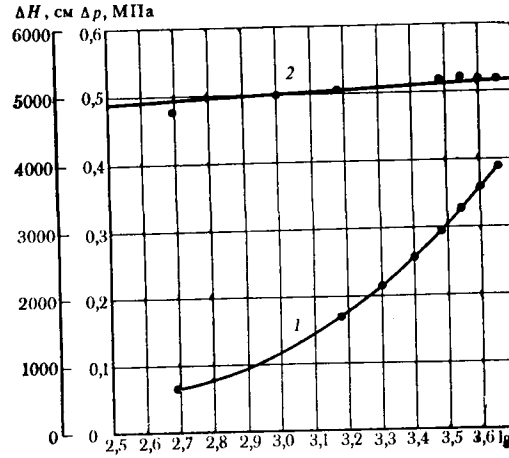


Рис. I.9. Обработка результатов прослеживания уровня в насосной скважине

Рассчитываются значения $\lg t$, и строится график зависимости $\Delta p'$ от $\lg t$ (см. рис. I.9, линия *2*).

Дальнейшая обработка осуществляется в изложенной ранее последовательности (определяются отрезок A на оси ординат, уклон i, параметры ε и B, K, r, η).

Пример. Определить параметр гидропроводности ε по результатам прослеживания уровня в насосной скважине, эксплуатируемой с открытым межтрубным пространством при следующих исходных данных.

Дебит скважины до остановки $Q=177{,}6$ см³/с, плотность добываемой жидкости в пластовых условиях $\rho_{пл}=800$ кг/м³, площадь кольцевого (межтрубного) пространства $f_к=133$ см².

Данные прослеживания уровня приведены во второй и третьей графах табл. I.6.

Определяются $\Delta H'$, z и $\Delta p'$.

Для точки 1

по формуле (I.38) $\Delta H'_1=(\Delta H_2-\Delta H_0)/2\Delta t=(1200-0)/2\times500=1{,}2$ см/с;

по формуле (I.39)

$$z_1 = 800 \cdot 10^{-3} \Big/ \left(1 - \frac{133 \cdot 1{,}2}{177{,}6}\right) = 7{,}874;$$

по формуле (I.40)

$$\Delta p'_1 = \frac{7{,}874 \cdot 600}{10000} = 0{,}473 \text{ МПа}.$$

Для точки 2

$\Delta H_2=(\Delta H_3-\Delta H_1)/2\Delta t=1680-600/1000=1{,}08$ см/с

и т. д.

Результаты расчетов приведены в пятой — седьмой графах табл. I.6.

График функции $\Delta p'$ от $\lg t$ приведен на рис. I.9 (линия *2*). На этом же рисунке показана зависимость ΔH от $\lg t$ (линия *1*).

Для определения уклона i выберем точки $\lg t_1=2{,}5$ и $\lg t_2=3{,}5$. На графике им соответствуют величины $\Delta p'_1=0{,}49$ МПа и $\Delta p'_2=0{,}515$ МПа.

$i=(0{,}515-0{,}49)/(3{,}5-2{,}5)=0{,}0225$;

$\varepsilon=0{,}183\times10^{-3}\times177{,}6/0{,}0225=1{,}44$ (мкм²·м)/(мПа·с).

ТАБЛИЦА I.6

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ УРОВНЯ В НАСОСНЫХ СКВАЖИНАХ С ОТКРЫТЫМ ЗАТРУБНЫМ ПРОСТРАНСТВОМ

Номера точек	Измеренные величины		Вычисленные величины			
	Время с момента остановки скважины t, с	Изменение уровня в скважине ΔH, см	$\lg t$	Скорость подъема уровня в точке $\Delta H'$, см/с	Поправочный коэффициент z	Приведенное значение прироста забойного давления $\Delta p'$, МПа
0	0	0				
2	500	600	2,699	1,20	7,874	0,473
2	1000	1200	3,000	1,08	4,184	0,502
3	1500	1680	3,176	0,98	3,003	0,505
4	2000	2160	3,301	0,88	2,347	0,507
5	2500	2500	3,398	0,80	1,996	0,511
6	2000	2960	3,478	0,73	1,764	0,522
7	3500	3290	3,544	0,66	1,582	0,55
8	3400	3620	3,602	0,60	1,453	0,526
9	4500	3890	3,653	0,54	1,342	0,522
10	5000	4160				

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПО КРИВЫМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Определение параметров при линейно-упругом режиме фильтрации

Переток жидкости из блоков в трещины принимается пропорциональным разности давлений в блоках и трещинах:

$$q = \frac{\rho g}{\mu}(p_2 - p_1). \tag{I.41}$$

Система уравнений фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде при пренебрежении проницаемостью блоков и пористостью трещин имеет следующий вид:

$$\varkappa_1 \Delta p_1 = \frac{p_1 - p_2}{\tau}, \quad \frac{\partial p_2}{\partial t} - \frac{p_1 - p_2}{\tau} = 0, \tag{I.42}$$

$$\varkappa_1 = \frac{k_1}{\mu(\beta_{c2} + m_{02}\beta_{ж})}, \quad \tau = \frac{\mu(\beta_{c2} + m_{20}\beta_{ж})}{g}, \tag{I.43}$$

где p_1, p_2 — соответственно давление в трещинах и в порах; τ — характерное время запаздывания; g — параметр, характеризующий линейный размер блоков; $\varkappa_1$ — коэффициент пьезопроводности трещиновато-пористой среды, соответствующий проницаемости трещин и упругоемкости пористых блоков; β_{c2}, $\beta_{ж}$ — коэффициенты сжимаемости среды и жидкости; k_1 — коэффициент проницаемости трещин; m_{02} — коэффициент пористости блоков; μ — вязкость жидкости.

На основе решения упрощенной системы уравнений (I.42) А. Баном была предложена формула для расшифровки кривой восстановления давления при

линейно-упругом режиме фильтрации в трещиновато-пористом пласте:

$$\psi = \frac{\int_0^\infty p_c(t) - p(0)\, e^{-t/t_0}\, dt}{t_0 - \int_0^\infty \frac{Q(t)}{Q_0} e^{-t/t_0}\, dt} = \frac{Q_0\mu}{4\pi k_1 h}\left[\ln\frac{4\varkappa}{\gamma^2 r_c^2} + \ln(t_0+\tau)\right]. \qquad (I.44)$$

Упрощенная система уравнений (I.42) справедлива при временах, сравнимых с τ. Так как формула (I.44) получена на основе решения этой системы уравнений, то она также справедлива для не слишком малых значений параметра t_0 (параметра размерности времени, обратного параметру Лапласа). Оценка времени t_0, при которых справедлива формула (I.44), связана с соотношением радиуса скважины и характерного размера блока. На основе решения задачи о восстановлении давления в трещиновато-пористом пласте с учетом упругоемкости трещин и проницаемости блоков были выведены условия, при которых справедлива формула (I.44), полученная для скважины малого радиуса:

$$\left(\frac{r_c}{[\varkappa(t_0+\tau)]^{0,5}} \ll 1\right)$$

при $\frac{r_c}{\sqrt{\varkappa_2\tau}} \ll 1$, если $t_0/\tau \gg \max\left(\varepsilon_1, \frac{r_c^2}{\varkappa_2\tau}\right)$; (I.45)

при $\frac{r_c}{\sqrt{\varkappa_2\tau}} \gg 1$, если $t_0/t \gg \max\left(\varepsilon_1, \frac{\varkappa_2 r^2}{\varkappa^2{}_1\tau}\right)$. (I.46)

Если эти условия не удовлетворяются, то необходимо учитывать упругоемкость системы трещин и проницаемость блоков. Тогда параметры фильтрации следует определить из сложной системы трансцендентных уравнений.

Кривые восстановления давления в трещиновато-пористых пластах в полулогарифмических координатах имеют «двуслойный» характер (рис. 1.10,*а*). Начальный участок кривой, близкий к прямолинейному, соответствует интервалу времени, когда не удовлетворяются условия (I.45) и (I.46). Для случая (I.45) сделана оценка поправок к формуле (I.44) и показано, что они могут быть существенными. Если исключить из рассмотрения указанный малый интервал времен, то кривая восстановления давления должна иметь вид, изображенный на рис. I.10,*б*, и может быть расшифрована согласно формуле (I.44) с целью определения величин τ и $r_c/\varkappa$. Гидропроводность k_1h/μ определяется либо по наклону прямолинейной асимптоты кривой восстановления давления, построенной в координатах $[p_c(t)-p_c(0)]-\ln t$, либо по индикаторной кривой. Пусть наклон асимптоты кривой $\Delta p(\ln t)$ равен $i = Q\mu/4\pi k_1 h$. Этот же наклон имеет асимптота кривой $\psi(\ln t_0)$. Зная величину i, характерное время запаздывания τ, величину $r_c^2/\varkappa$ можно определить способом А. Бана. Для этого по фактической кривой восстановления давления вычисляется сначала функция $\psi(t_0)$. Это можно сделать, например, по формуле для приближенного вычисления изображения по Лапласу. Затем эта кривая перестраивается в координатах $\psi - \ln(t_0+\tau)$ для различных значе-

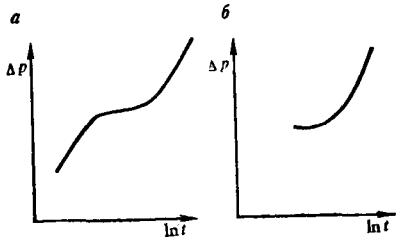


Рис. I.10. Формы кривых восстановления давления для трещиноватых коллекторов

ний τ. Получится серия кривых, зависящих от параметра τ. Из них выбирается прямая линия с наклоном i. Параметр τ, соответствующий этой кривой, и будет искомым характерным временем запаздывания. Величина $r_c^2/\varkappa$ определяется по отрезку, отсекаемому прямой $\psi(\ln(t_0+\tau))$ на оси ординат. Если обозначить его через a, то

$$a = \ln \frac{4\varkappa}{\gamma^2 r_c^2}.$$

Отсюда можно определить комплекс $\varkappa/r_c^2$.

Коэффициент пьезопроводности $\varkappa$ можно определить методом гидропрослушивания. Для этого можно воспользоваться приближенной формулой

$$p(R, t) = p_0 + \frac{Q\mu}{2\pi k_1 h}\left[\ln\frac{R}{l(t)} + \frac{3}{2} - \frac{2R}{l(t)} + \frac{R^2}{2l^2(t)}\right], \tag{I.47}$$

$$l(t) = \sqrt{24\varkappa(t+\tau)}, \tag{I.48}$$

где R — расстояние между возмущенной и возмущающей скважинами; Q — дебит возмущающей скважины; p_0 — начальное давление в пласте. Для определения коэффициента $\varkappa$ используем точку $t=t_1$ кривой гидропрослушивания, в которой $\partial p/\partial t=0$;

$$l^2(t_1)+2Rl(t_1)-R^2=0. \tag{I.49}$$

Из (I.49) и (I.48) имеем формулу для определения коэффициента пьезопроводности:

$$\varkappa = 0{,}007R^2/(t_1+\tau). \tag{I.50}$$

Момент времени t определяется по фактической кривой гидропрослушивания (экстремум), а характерное время запаздывания τ — по кривой восстановления давления.

Определение параметров при нелинейно-упругом режиме фильтрации

С учетом того, что параметры пласта и жидкости экспоненциально зависят от давления, формула для расшифровки кривых восстановления давления имеет следующий вид:

$$\psi = \frac{\int_0^\infty [\exp[\alpha_1(p_c(t) - p_c(0))] - 1]\, e^{-t/t_0}\, dt}{t_0} =$$

$$= \frac{G_0\mu_c\alpha_1}{4\pi k_{1c}\rho_c}\left[\ln\frac{4\varkappa}{\gamma^2 r_c^2} + \ln(t_0+\tau)\right], \tag{I.51}$$

$$\alpha_1 = a_{k1} + a_\rho - a_\mu, \quad \varkappa = \frac{k_{10}}{\mu_0 m_{02}(2a_{m2} + a_\rho)},$$

$$\tau = \frac{\mu_0 m_{20}(a_{m2} + a_\rho)}{g},$$

G_0 — постоянный массовый дебит скважины перед остановкой; μ_c, k_{1c}, ρ_c — значения параметров при давлении на стенке скважины в момент начала восстановления. Параметр α_1 определяется по индикаторной кривой.

Параметры τ и $\varkappa/r_c^2$ определяются так же, как и в предыдущем параграфе, с той только разницей, что вычисляется изображение по Лапласу не как разность давлений $p_c(t)-p_c(0)$, а как функция $f=\exp[\alpha_1(p_c(t)-p_c(0)]-1$.

Следует отметить, что при нелинейно-упругом режиме фильтрации прямолинейную асимптоту имеет кривая $\psi(\ln t_0)$, описанная формулой (I.51), а не сама кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах $\Delta p\ (\ln t_0)$.

Определение параметров при упругом режиме с учетом двучленного квадратичного закона сопротивления в трещинах

Если предположить, что фильтрация в трещинах подчиняется двучленному закону

$$-\frac{\partial p_1}{\partial r}=\frac{\mu}{k_1}v_1+b\rho\,|v|\,v, \tag{I.52}$$

а в остальном сохраняются предположения теории линейно-упругого режима фильтрации в трещиновато-пористой среде, то система уравнений фильтрации в такой среде с учетом того, что фильтрация в трещинах происходит в соответствии с двучленным квадратичным законом, имеет следующий вид:

$$\frac{1}{r}\cdot\frac{\partial(rv_1)}{\partial r}=\frac{g(p_2-p_1)}{\mu}, \tag{I.53}$$

$$\frac{\partial p_2}{\partial t}+\frac{g(p_2-p_1)}{\mu(\beta_{c2}+m_0\beta_{ж})}=0,$$

$$-\frac{\partial p_1}{\partial r}=\frac{\mu}{k_1}v_1+b\rho\,|v_1|\,v_1.$$

Задача о восстановлении давления в такой среде решается при упрощающем предположении. В последнем соотношении модуль скорости фильтрации заменяется его стационарным распределением перед остановкой скважины $|v_1|=Q_0/2\pi hr$.

Тогда система уравнений фильтрации станет линейной, и задача решается методом преобразования Лапласа.

На скважине изображение Карсона — Лапласа разности текущего и начального давлений представляется в следующем виде:

$$\psi=\frac{\int_0^{\infty}[p_c(t)-p_c(0)]\,e^{t/t_0}\,dt}{t_0}=\frac{Q_0\mu}{4\pi k_1 h}\left\{-\ln\frac{r_c^2\gamma^2}{4\varkappa(t_0+\tau)}-\right.$$

$$-\frac{\omega}{\varkappa(t_0+\tau)}\ln\frac{r_c^2\gamma^2}{4\varkappa(t_0+\tau)}-2\left(1+\frac{\omega}{\varkappa(t_0+\tau)}\right)\times$$

$$\left.\times\left[\psi\left(\frac{1}{2}+\frac{\omega}{\varkappa(t_0+\tau)}\right)+\ln 4\gamma\right]+\frac{\omega}{r_c}\right\},$$

где $\omega=\frac{b\rho k_1 Q_0}{\pi h\mu}$ — логарифмическая гамма-функция. Отсюда при малых значениях параметра $\frac{\omega}{\sqrt{\varkappa(t_0+\tau)}}\ll 1$ получаем

$$\psi(t_0)=\frac{\int_0^{\infty}[p_c(t)-p_c(0)]\,e^{t/t_0}\,dt}{t_0}=\frac{Q_0\mu}{4\pi k_1 h}\left[\ln\frac{4\varkappa}{\gamma r_c^2}+\right.$$

$$+\ln(t_0+\tau)+\frac{\omega}{r_c}\Big], \qquad (I.54)$$

где $\omega=\frac{b\rho k_1 Q_0}{\pi k\mu}$. Эта формула верна при условии, что

$$\frac{\omega}{\sqrt{\varkappa(t_0+\tau)}}\ll 1. \qquad (I.55)$$

Параметр b определяется по индикаторной кривой. Проницаемость k_1 можно определить или по индикаторной кривой или по наклону прямолинейной асимптоты $i=(Q_0\mu)/(4\pi k_1 h)$ кривой $\Psi(\ln t_0)$. Зная коэффициенты b и k_1, величину ω можно считать известной. Характерное время запаздывания τ определяется так же, как и при линейно-упругом режиме фильтрации. Определение же приведенного радиуса усложняется. Он определяется из трансцендентного уравнения

$$\ln\frac{4\varkappa}{\gamma r_c^2}+\frac{\omega}{r_c}=a.$$

Кривая восстановления давления оказывается смещенной вверх по оси ординат на $(Q_0\mu\omega)/(4\pi k_1 h r_c)$, что оказывается лишь на величине приведенного радиуса скважины. Без учета инерционных сопротивлений значение r_c оказалось бы заниженным.

Пример. Определим параметры трещиновато-пористого пласта при следующих исходных данных. Плотность нефти в поверхностных условиях

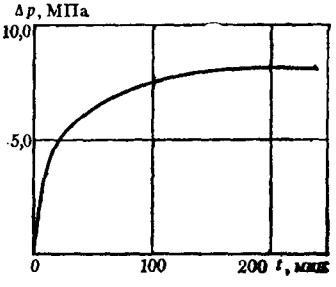


Рис. I.11. Кривая восстановления давления

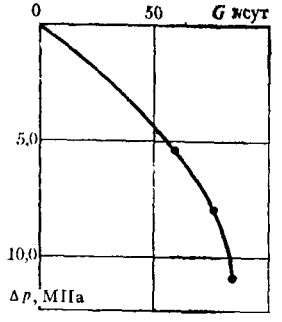


Рис. I.12. Индикаторная линия

0,827 г/см³, объемный коэффициент $\eta=1{,}81$, вязкость нефти $\mu=1{,}9$ мПа·с, радиус скважины $r_c=0{,}075$ м, дебит скважины до остановки $G=78$ т/сут.

Кривая восстановления давления приведена на рис. I.11. Индикаторная кривая (рис. I.12) сильно изогнута к оси падения давления. Вид этих кривых свидетельствует о том, что режим фильтрации нелинейно-упругий.

Коэффициент изменения гидропроводности α_1 определяем по индикаторной диаграмме, как описано выше (см. стр. 10), $\alpha_1=0{,}0014$ МПа$^{-1}$.

Характерное время запаздывания τ определяем по формуле (I.51). При вычислении левой части равенства следует иметь в виду, что при восстановлении давления в трещиновато-пористом пласте наблюдается резкое его изменение в начале восстановления. Поэтому начальный участок интервала времени восстановления должен быть разбит на более мелкие части. Например,

можно весь интервал разбить на несколько равных участков, а первый из них еще на n равных частей. Тогда

$$\psi = \frac{\int_0^\infty f(t)\, e^{-t/t_0}\, dt}{t} = \frac{t_0}{\Delta T}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right) \sum_{m=0}^{n-1} \Delta f(m)\, e^{-m\Delta T/t_0} +$$

$$+ \frac{t_0}{\Delta T}\left(1 - e^{-\Delta T'/t_0}\right) \sum_{m=n}^{N-1} \Delta f(m)\, e^{(-(m-n+1)\Delta T')/t_0}, \qquad (I.56)$$

где $\Delta f(m) = f(m+1)\Delta T - f(m\Delta T)$; N — общее число разбиений; n — число разбиений начального участка; ΔT — интервал разбиения начального участка; $\Delta T'$ — интервал разбиения оставшегося участка.

Принимаем $n=5$, $N=8$, $\Delta T=10$ мин, $\Delta T'=30$ мин. Тогда формула (I.56) будет иметь следующий вид:

$$\psi = \frac{t_0}{\Delta T}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right) \sum_{m=0}^{4} \Delta f(m)\, e^{-m\Delta T/t_0} +$$

$$+ \frac{t_0}{\Delta T'}\left(1 - e^{-\Delta T'/t_0}\right) \sum_{m=5}^{7} \Delta f(m)\, e^{-(m-4)\Delta T'/t_1}. \qquad (I.57)$$

В данном случае $f(t) = \exp[p_c(t) - p(0)] - 1$. В качестве примера в таблице I.7 приведен расчет функции ψ для $t_0=10$ мин. В таблице приняты обозначения:

$$a = \sum_{m=0}^{4} \Delta f(m)\, e^{-m\Delta T/t_0},$$

$$a' = \sum_{m=5}^{7} \Delta f(m)\, e^{-(m-4)\Delta T/t_0},$$

$$b = \frac{t_0}{\Delta T}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right),$$

$$b' = \frac{t_0}{\Delta T'}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right),$$

$$\psi_1 = \frac{t_1}{\Delta T'}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right) \sum_{m=0}^{4} \times$$

$$\times \Delta f(m)\, e^{-m\Delta T/t_0},$$

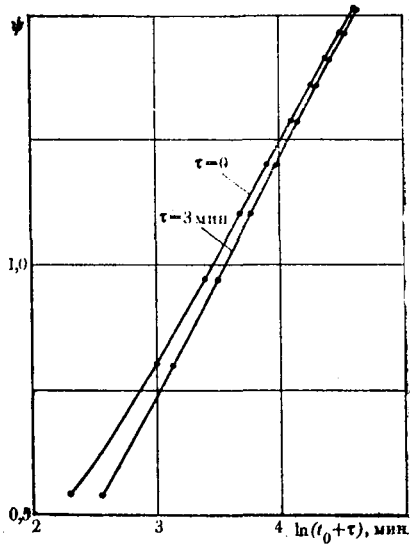


Рис. I.13. Кривая восстановления давления в координатах $\Psi - \ln(t_0+\tau)$

ТАБЛИЦА I.7

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРЕЩИНОВАТОМ КОЛЛЕКТОРЕ

m	$\frac{m\Delta T}{t_0}$	$e^{-m\Delta T/t_0}$	$\Delta f(m)\, e^{-m\Delta T/t_0}$	a	b	φ_1	φ
0	0	1	0,7023	0,8434	0,6321	0,5331	0,5331
1	1	0,3679	0,1043				
2	2	0,1353	0,0276				
3	3	0,0498	0,0071				
4	4	0,0183	0,0021				
m	$\frac{(m-n+1)\Delta T'}{t_0}$	$e^{-(m-n+1)\Delta T'/t_0}$	$\Delta f(m)\, e^{-(m-n+1)\Delta T'/t_0}$	a'	b'	φ_2	
5	5	0,0067	0,003	0,003	0,01987	0,0006	
6	10						
7	15						

$$\psi_2 = \frac{t_0}{\Delta T'}\left(1 - e^{-\Delta T/t_0}\right)\sum_{m=5}^{7} \Delta f(m)\, e^{-(m-4)\,\Delta T'/t_0}. \qquad (I.58)$$

После того как определена зависимость $\psi(t_0)$, строим график $\psi(\ln t_0)$ (рис. I.13), по которому определяем наклон асимптоты i=0,469. Затем график $\psi(\ln t_0)$ перестраиваем в координатах ψ—$\ln(t_0+\tau)$, задавая для τ различные значения. Искомое значение будет то, которое дает прямую с наклоном, равным 0,469, т. е. τ=3 мин. Прямая $\psi[\ln(t_0+3)]$ изображена на рис. I.13.

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН

Изменение дебита возмущающей скважины однократное и скачкообразное

В специальной литературе описан широкий круг методов обработки результатов исследования взаимодействия скважин (кривых реагирования) с целью определения осредненных значений параметров пластов ε и $\varkappa$ в районе исследуемых скважин и оценок некоторых видов неоднородностей.

Выбор того или иного метода обработки определяется характером возбуждения возмущающей скважины (скачкообразное или плавное, однократное или периодическое изменение дебита) и видом полученных кривых реагирования $\Delta p(t)$. Например, если на кривых четко устанавливаются координаты (Δp и t) характерных точек (точки касания прямой, проведенной из начала координат, или точки максимума), то возможно применение наиболее простых методов «характерных точек».

При скачкообразном, однократном изменении дебита возмущающей скважины наиболее удобен метод[1] «эталонных кривых», однако он не всегда дает хорошие результаты (вследствие влияния различного рода помех и погрешностей измерений). Более универсальными следует считать интегральные методы.

Формула, лежащая в основе метода, имеет следующий вид:

$$\ln \psi(t) = \ln \frac{10^{-2}\Delta Q \varkappa}{\pi \varepsilon R^2} - \frac{R^2}{4\varkappa t}, \tag{I.59}$$

где R — расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; t — время, отсчитываемое с момента изменения дебита возмущающей скважины, с; ΔQ — изменение дебита возмущающей скважины (в пластовых условиях), $\frac{\text{см}^3}{\text{с}}$; размерность ε (мкм²·м)/(мПа·с)

$$\psi(t) = 10 \int_{\Delta p\,(0)}^{\Delta p\,(t)} \frac{d\Delta p}{t}, \tag{I.60}$$

где Δp — изменение давления в реагирующей скважине, вызванное изменением дебита возмущающей скважины (отсчитывается от «фона»), МПа.

Интеграл (I.60) для каждой выбранной точки на кривой реагирования определяется численным методом.

Формула (I.59) является уравнением прямой линии в координатах $\ln \psi(t) - 1/t$, в которой $B = \ln \frac{10^{-2}\Delta Q \varkappa}{\pi \varepsilon R^2}$ численно равна отрезку, отсекаемому прямой на оси ординат, а величина $R^2/4\varkappa t$ характеризует уклон прямой.

Определив B и $\operatorname{tg}\alpha$, параметры $\varkappa$ и ε можно определить по следующим формулам:

$$\varkappa = -R^2/4 \operatorname{tg}\alpha, \text{ м}^2/\text{с}; \tag{I.61}$$

$$\varepsilon = \frac{10^{-2}\Delta Q}{4\pi \operatorname{tg}\alpha e^B}, \text{ (мкм}^2\text{·м)/(мПа·с)}, \tag{I.62}$$

Результаты промысловых наблюдений представляются в виде графика изменения во времени забойного давления в реагирующей скважине (см. рис. I.14). Линия BA' на графике строится как продолжение линии AB фактического графика изменения давления в реагирующей скважине до начала исследования.

Для последующей обработки период наблюдений разбивается на небольшие (равные) интервалы времени с таким расчетом, чтобы шаг разбивки Δt удовлетворял соотношению $t_{\text{пр}} \geqslant 2\Delta t$, где $t_{\text{пр}}$ — время начала реагирования.

Значения t и Δp, соответствующие началу каждого интервала, записываются в таблице (см. графы 2—4 табл. I.8).

Для вычисления функции $\psi(t)$ в каждом интервале определяются значения

$$\frac{d\Delta p}{t} \approx (\Delta p_n - \Delta p_{n-1}) \frac{1}{\overline{t}},$$

где

$$\frac{1}{\overline{t}} = \frac{1}{2}\left[\left(\frac{1}{t}\right)_n + \left(\frac{1}{t}\right)_{n-1}\right].$$

[1] Метод предложен Ю. П. Борисовым и В. П. Яковлевым.

ТАБЛИЦА 1.8

К ПРИМЕРУ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ ИНТЕГРАЛЬНЫМ МЕТОДОМ ПРИ ОДНОКРАТНОМ СКАЧКООБРАЗНОМ ИЗМЕНЕНИИ ДЕБИТА ВОЗМУЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

n	t, ч	t, с	$\Delta p\,(t)$, МПа	$\Delta p\,(t)_n - \Delta p\,(t)_{n-1}$	$1/t$, $с^{-1}$	$\frac{\left(\frac{1}{t}\right)_n + \left(\frac{1}{t}\right)_{n-1}}{2}$	|5| × |7|	$\varphi = 10 \sum_{n=1}^{n} \|8\|$	$\ln \varphi$
1	7	25 200	0		$3{,}97 \cdot 10^{-5}$				
2	8	28 800	0,0003	0,0003	$3{,}47 \cdot 10^{-5}$	$3{,}72 \cdot 10^{-5}$	$11{,}2 \cdot 10^{-8}$	$11{,}2 \cdot 10^{-8}$	—16,00
3	9	32 400	0,0005	0,0002	$3{,}08 \cdot 10^{-5}$	$3{,}28 \cdot 10^{-5}$	$6{,}6 \cdot 10^{-8}$	$17{,}8 \cdot 10^{-8}$	—15,55
4	10	36 000	0,0010	0,0005	$2{,}78 \cdot 10^{-5}$	$2{,}93 \cdot 10^{-5}$	$14{,}6 \cdot 10^{-8}$	$32{,}4 \cdot 10^{-8}$	—15,00
5	11	39 600	0,0014	0,0004	$2{,}53 \cdot 10^{-5}$	$2{,}66 \cdot 10^{-5}$	$10{,}6 \cdot 10^{-8}$	$43{,}0 \cdot 10^{-8}$	—14,67
6	12	43 200	0,0021	0,0007	$2{,}31 \cdot 10^{-5}$	$2{,}42 \cdot 10^{-5}$	$16{,}9 \cdot 10^{-8}$	$59{,}9 \cdot 10^{-8}$	—14,33
7	13	46 800	0,0032	0,0011	$2{,}14 \cdot 10^{-5}$	$2{,}22 \cdot 10^{-5}$	$24{,}5 \cdot 10^{-8}$	$84{,}4 \cdot 10^{-8}$	—13,99
8	14	50 400	0,0041	0,0009	$1{,}98 \cdot 10^{-5}$	$2{,}11 \cdot 10^{-5}$	$19{,}0 \cdot 10^{-8}$	$103{,}4 \cdot 10^{-8}$	—13,79
9	15	54 000	0,0054	0,0013	$1{,}85 \cdot 10^{-5}$	$1{,}92 \cdot 10^{-5}$	$24{,}9 \cdot 10^{-8}$	$128{,}3 \cdot 10^{-8}$	—13,57
10	16	57 600	0,0066	0,0012	$1{,}74 \cdot 10^{-5}$	$1{,}80 \cdot 10^{-5}$	$21{,}5 \cdot 10^{-8}$	$149{,}8 \cdot 10^{-8}$	—13,41
11	17	61 200	0,0081	0,0015	$1{,}64 \cdot 10^{-5}$	$1{,}69 \cdot 10^{-5}$	$25{,}4 \cdot 10^{-8}$	$175{,}2 \cdot 10^{-8}$	—13,26
12	18	64 800	0,0096	0,0015	$1{,}54 \cdot 10^{-5}$	$1{,}59 \cdot 10^{-5}$	$23{,}8 \cdot 10^{-8}$	$199{,}0 \cdot 10^{-8}$	—13,13
13	19	68 400	0,0111	0,0015	$1{,}46 \cdot 10^{-5}$	$1{,}50 \cdot 10^{-5}$	$22{,}5 \cdot 10^{-8}$	$221{,}5 \cdot 10^{-8}$	—13,02
14	20	72 000	0,0125	0,0014	$1{,}39 \cdot 10^{-5}$	$1{,}42 \cdot 10^{-5}$	$20{,}0 \cdot 10^{-8}$	$241{,}5 \cdot 10^{-8}$	—12,94
15	21	75 600	0,0140	0,0015	$1{,}32 \cdot 10^{-5}$	$1{,}36 \cdot 10^{-5}$	$20{,}3 \cdot 10^{-8}$	$261{,}8 \cdot 10^{-8}$	—12,85
16	22	79 200	0,0158	0,0018	$1{,}26 \cdot 10^{-5}$	$1{,}29 \cdot 10^{-5}$	$23{,}2 \cdot 10^{-8}$	$285{,}0 \cdot 10^{-8}$	—12,77
17	23	82 800	0,0174	0,0016	$1{,}21 \cdot 10^{-5}$	$1{,}24 \cdot 10^{-5}$	$19{,}8 \cdot 10^{-8}$	$304{,}8 \cdot 10^{-8}$	—12,70
18	24	86 400	0,0196	0,0022	$1{,}16 \cdot 10^{-5}$	$1{,}19 \cdot 10^{-5}$	$26{,}2 \cdot 10^{-8}$	$331{,}0 \cdot 10^{-8}$	—12,62
19	25	90 000	0,0217	0,0021	$1{,}11 \cdot 10^{-5}$	$1{,}14 \cdot 10^{-5}$	$23{,}8 \cdot 10^{-8}$	$354{,}8 \cdot 10^{-8}$	—12,55

Значения $\psi(t)$ в каждой точке определяются суммированием значений $d\Delta p/t$ по всем предшествующим интервалам и умножением полученной суммы на 10.

Затем вычисляют значения $\ln\psi$ и строят прямолинейный график $\ln\psi$—$1/t$ (при разбросе точек график сглаживается).

По графику определяют величины B и $\operatorname{tg}\alpha$, а затем по формулам (I.61) и (I.62) определяют $\varkappa$ и ε.

Пример. Результаты наблюдений за изменением давления в реагирующей скважине представлены графиком (рис. I.14) и табличными данными (графы 1—4 табл. I.8).

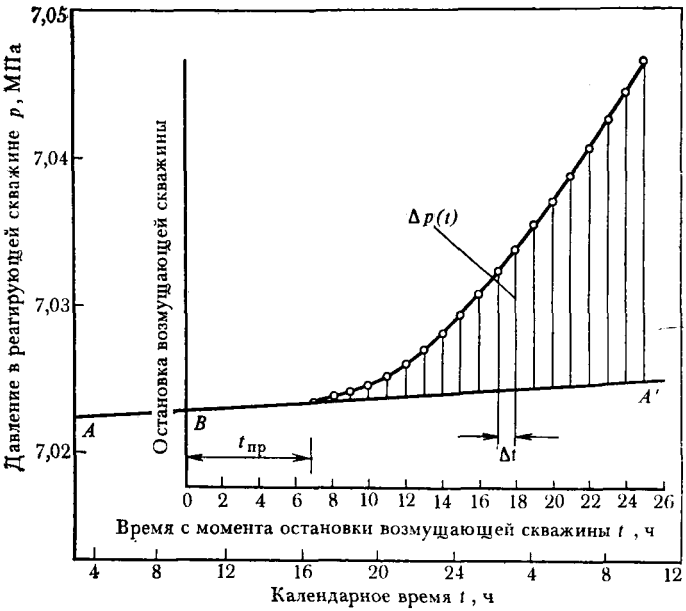


Рис. I.14. Изменение давления в реагирующей скважине при скачкообразном однократном изменении дебита возмущающей скважины

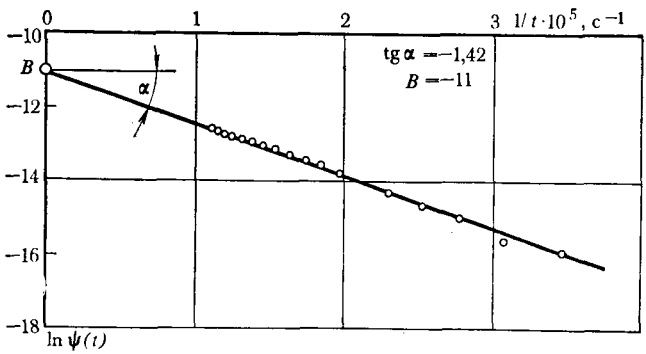


Рис. I.15. Обработка кривой реагирования при однократном скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины интегральным методом

Возмущение создано остановкой фонтанной скважины, эксплуатировавшейся на установившемся режиме с дебитом $Q=5165$ см^3/с. Расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами $R=570$ м.

При обработке выбран шаг разбивки $\Delta t=1$ ч$=3600$ с.

Соответствующие значения Δp и $1/t$ записаны в четвертой и шестой графах табл. I.8.

Для определения $\psi(t)$ воспользуемся методом трапеций (порядок вычислений виден из табл. I.8).

По данным вычислений (графы 6 и 10) строится график (см. рис. I.15) $\ln\psi(t)-1/t$.

По графику определяем $\operatorname{tg}\alpha=1{,}42\cdot10^5$, $B=-11$.

По формуле (I.61)

$$\varkappa=\frac{570^2}{4\times1{,}42\times10^5}=0{,}572\ \text{м}^2/\text{с}.$$

По формуле (I.62)

$$\varepsilon=\frac{10^{-2}\times5165}{4\pi\times1{,}42\times10^5\cdot e^{-11}}=0{,}173\ \frac{\text{мкм}^2\cdot\text{м}}{\text{мПа}\cdot\text{с}}.$$

Обработка результатов исследований при периодическом скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины

Результаты первичных исследований представляются в виде графиков изменения во времени давления в реагирующей скважине и дебита возмущающей скважины (рис. I.16).

Давление в реагирующей скважине изменяется по гармоническому закону; каждому импульсу дебита возмущающей скважины соответствует импульс давления — максимум или минимум на кривой изменения давления.

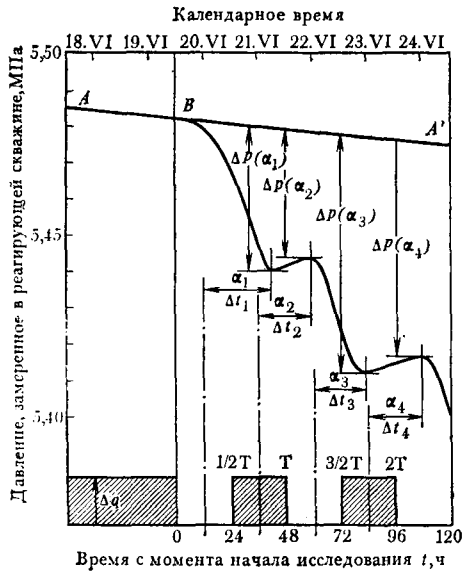


Рис. I.16. Обработка кривой реагирования при периодическом изменении дебита возмущающей скважины

Момент первого изменения дебита возмущающей скважины, работавшей на постоянном режиме, принимается за начало отсчета времени исследования t.

Через два — три импульса с начала исследования период колебания давления становится равным периоду изменения дебита T. По величине сдвига фаз α между гармониками дебита и давления и по значениям импульсов давления $\Delta p(\alpha)$ рассчитываются фильтрационные характеристики пласта.

Величины $\Delta p(\alpha)$ измеряются на графике от точек максимума и минимума на кривой давления до линии AA' — «фона» давления, характеризующего изменение давления в реагирующей скважине до изменения режима работы возмущающей скважины.

Фильтрационные характеристики пласта в зоне между исследуемыми скважинами опреде-

ляются для экстремальных точек из следующих соотношений:

$$\varkappa = \frac{\pi R^2}{T\left(\alpha_i - \frac{\pi}{8}\right)^2}, \quad м^2/с, \tag{I.63}$$

$$\varepsilon = \frac{10^{-8}}{\Delta p\ (\alpha_i)}\left[-\frac{\Delta Q}{8\pi} Ei\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t_i}\right) \pm \frac{\Delta Q}{\pi^2}\sqrt[4]{\frac{\pi\varkappa}{8R^2}}\, e^{-R\sqrt{\frac{\pi}{\varkappa T}}}\right], \quad \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}, \tag{I.64}$$

где $\Delta p(\alpha_i)$ — импульс давления, МПа; α_i — сдвиг фаз, радиан; ΔQ — величина периодического изменения дебита возмущающей скважины, $см^3/с$; t_i — время с момента начала исследования, с; T — период изменения дебита возмущающей скважины, с; R — расстояние между исследуемыми скважинами, м.

В формуле (I.64) знак плюс соответствует значениям минимумов давлений на кривой реагирования, т. е. точкам $\Delta p(\alpha_1)$ и $\Delta p(\alpha_3)$ на рис. I.16, а знак минус — значениям максимумов давления, т. е. точкам $\Delta p(\alpha_2)$ и $\Delta p(\alpha_4)$.

Сдвиг фаз α_i определяется по формуле

$$\alpha = 2\pi \frac{\Delta t_i}{T}, \tag{I.65}$$

где Δt_i — время, отсчитываемое от экстремальной точки на кривой давления до середины соответствующего импульса дебита, с.

Для определения фильтрационных характеристик пласта по формулам (I.63) и (I.64) следует использовать третий и последующие импульсы давления $\Delta p(\alpha)$, так как результаты расчетов для более ранних моментов могут искажаться влиянием начальных условий.

Последовательность обработки данных исследований взаимодействия скважин при периодическом изменении дебита возмущающей скважины дается в следующем примере.

Пример. На реагирующей скважине зафиксирована кривая изменения давления (см. рис. I.16) при периодическом изменении дебита возмущающей (нагнетательной) скважины, производительность которой при работе на установившемся режиме составляет 10066 $см^3/с$, расстояние между реагирующей и возмущающей скважиной R=435 м.

В момент, принимаемый за начало отсчета (t=0), скважина была остановлена, а через 24 ч вновь пущена с той же производительностью. После 24 ч работы скважина была вновь остановлена, а затем цикл был повторен.

Полный период изменения дебита T=48 ч=17,28·10⁴ с.

Проведя на графике прямую линию «фона», экстраполирующую изменение давления до начала исследования, определим координаты $\Delta p(\alpha_i)$ и t точек минимумов и максимумов на кривой реагирования.

В нашем примере:

$t_1 = 21$ ч $= 7{,}55 \cdot 10^4$ с; $\Delta p\ (\alpha_1) = 0{,}039$ МПа, $t_2 = 30$ ч $= 10{,}8 \cdot 10^{-4}$ с;

$\Delta p\ (\alpha_2) = 0{,}034$ МПа, $t_3 = 41{,}4$ ч $= 14{,}9 \cdot 10^4$ с; $\Delta p\ (\alpha_3) = 0{,}065$ МПа,

$t_4 = 57$ ч $= 20{,}5 \cdot 10^4$ с; $\Delta p\ (\alpha_4) = 0{,}062$ МПа.

Определим по графику Δt_i и по формуле (I.65) сдвиг фаз:

$\Delta t_1 = 30$ ч $= 10{,}8 \cdot 10^4$ с; $\Delta t_2 = \Delta t_3 = \Delta t_4 = 23$ ч $= 8{,}28 \cdot 10^4$ с.

$$\alpha_1 = 2\pi \frac{10{,}8 \cdot 10^4}{17{,}28 \cdot 10^4} = 1{,}25 \text{ рад};$$

$$\alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = \frac{8{,}28 \cdot 10^4}{17{,}28 \cdot 10^4} = 0{,}96 \text{ рад}.$$

По формуле (I.63) определим значения $\varkappa$:

$$\varkappa_1 = \frac{\pi 435^2}{17{,}28 \cdot 10^4 \left(1{,}25 - \frac{\pi}{8}\right)^2} = 0{,}55 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$\varkappa_2 = \varkappa_3 = \varkappa_4 = 1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

По формуле (I.64) определим значения ε для каждого $\Delta p\,(\alpha_i)$;

$$\varepsilon_1 = \frac{10^3}{0{,}039}\left[-\frac{10066}{8\pi}\,Ei\left(-\frac{435^2}{4 \cdot 0{,}55 \cdot 7{,}55 \cdot 10^4}\right) + \right.$$

$$\left. + \frac{10066}{\pi^2}\sqrt{\frac{0{,}55\pi}{8 \cdot 435^2}}\,e^{-435\sqrt{\frac{\pi}{0{,}55 \cdot 7{,}55 \cdot 10^4}}}\right] = 2{,}22 \text{ (мкм}^2\cdot\text{м)}/\text{(мПа}\cdot\text{с)},$$

$\varepsilon_2 = 6{,}23$ (мкм^2·м)/(мПа·с), $\varepsilon_3 = 6{,}10$ (мкм^2·м)/(мПа·с),

$\varepsilon_4 = 6{,}43$ (мкм^2·м)/(мПа·с).

Средняя гидропроводность

$$\bar{\varepsilon} = \frac{\varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4}{3} = 6{,}25 \frac{\text{мкм}^2\cdot\text{м}}{\text{мПа}\cdot\text{с}}.$$

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С АНОМАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ

Наличие в залежи нефти с аномальными свойствами может быть установлено (кроме лабораторных исследований состава и реологических свойств нефти) по данным гидродинамических исследований скважин и анализа показателей, характеризующих работу скважин уже на стадии разведки и пробной эксплуатации, а в последующем по данным анализа показателей разработки пласта. Как показывает опыт эксплуатации месторождения Узень (нефти которого в пластовых условиях проявляют себя как неньютоновские жидкости вследствие высокого содержания парафина и смолоасфальтеновых веществ), при исследовании скважин на приток иногда наблюдаются нелинейные зависимости дебита от депрессии давления, а индикаторные линии при экстраполяции отсекают на оси давлений отрезок Δp, соответствующий начальной депрессии сдвига в пласте нефти с определенными структурно-механическими свойствами (СМС). Некоторые скважины, несмотря на благоприятные условия вскрытия пласта и его коллекторские свойства, не фонтанируют.

Установлено, что чем выше в нефти содержание асфальтосмолистых компонентов, тем больше отличается предельное пластовое давление, восстанавливающееся в закрытой скважине, от среднего пластового $\bar{p}$ по залежи при одинаковых сроках остановки скважины. Иногда оно не достигает величины $\bar{p}$ на 1,5—2 МПа.

Конкретные данные о структурно-механических свойствах аномальных нефтей в пласте и условия их притока к скважинам можно получить по данным их гидродинамических исследований. Успешно испытана на промыслах методика исследования пластов с аномальными нефтями по «двусторонним» кривым восстановления (падения) давления и индикаторным диаграммам. Теоретические основы исследований обычно строятся исходя из следующей схематизации притока к скважинам нефти с аномальными свойствами.

При эксплуатации скважиной однородного пласта вокруг нее образуются зоны, которые можно условно разделить по характеру и степени проявления структурных механических свойств нефти [1]. В прилегающей к скважине зоне радиусом R фильтруется нефть с разрушенной структурой с наименьшей

[1] Методика излагается по схеме, предложенной А. Х. Мирзаджанзаде, М. Н. Галлямовым, Р. Г. Шагиевым, К. С. Фазлутдиновым и Ф. Р. Билаловым.

вязкостью μ_1. В следующей зоне с радиусом, большим R, движется нефть с частично разрушенной структурой с повышенной вязкостью μ_2.

При остановке скважины, работавшей с установившимся дебитом Q, изменение давления на забое скважины приближенно может быть описано с учетом свойств этих двух зон следующей формулой (аналогичной I.2):

$$\Delta p(t) = \frac{Q}{4\pi\varepsilon_1}\left[Ei\left(-\frac{r^2}{4\varkappa_1 t}\right) - Ei\left(-\frac{R^2}{4\varkappa_1}\right) + \right.$$

$$\left. + \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} Ei\left(-\frac{R^2}{4\varkappa_2 t}\right)\right], \qquad (I.66)$$

где $\varepsilon_1 = \dfrac{kh}{\mu_1}$; $\varepsilon_2 = \dfrac{kh}{\mu_2}$; $\varkappa_1 = \dfrac{k}{\mu_1\beta^*}$; $\varkappa_2 = \dfrac{k}{\mu_2\beta^*}$.

Формула (I.66) справедлива для моментов времени $t > 1000$ с.

В начальной стадии кривая восстановления давления определяется свойствами первой зоны, и формула (I.66) сводится к следующей:

$$\Delta p(t) = \frac{Q}{4\pi\varepsilon_1} \ln \frac{2{,}25\varkappa_1 t}{r}. \qquad (I.67)$$

Через большие промежутки времени характер КВД определяется свойствами второй зоны, т. е.

$$\Delta p(t) = \frac{Q}{4\pi\varepsilon_2} \ln \frac{2{,}25\varkappa_2 t}{r}. \qquad (I.68)$$

Точка пересечения прямолинейных участков КВД в полулогарифмических координатах, описываемых формулами (I.67) и (I.68), дает значение радиуса зоны:

$$R = 1{,}5\sqrt{\varkappa_1^{\frac{B_1}{B_1-1}} \varkappa_2^{\frac{1}{1-B_1}} t_m}, \qquad (I.69)$$

где $B_1 = \varepsilon_2/\varepsilon_1$, t_m — время, соответствующее точке пересечения прямолинейных участков КВД, построенных в координатах $\Delta p(t) - \ln t$.

Для оценки параметров пласта и структурно-механических свойств нефти рекомендуется регистрировать серии кривых восстановления давления после остановок скважины, работавшей с различными установившимися отборами, и кривых падения давления после закачки нефти в пласт с различными режимами. Качественные результаты получаются при снятии трех — четырех КВД и не менее двух кривых падения давления в одной и той же скважине.

Гидропроводность зон оценивается, как обычно, по уклону соответствующих прямолинейных участков КВД, построенных в полулогарифмических координатах.

Поскольку форма кривых восстановления давления зависит от многих факторов, трудно на КВД визуально выделить прямолинейные участки. Тогда для выделения искомых сигналов, обусловленных структурно-механическими свойствами, применяются специальные методы математической статистики (например, метод корреляционного сжатия).

При обработке кривых падения давления, полученных после закачки в пласт нефти, рекомендуется использовать следующие формулы распределения давления $p_1(t)$ в зоне закачки нефти и в более удаленных частях пласта $p_2(t)$:

$$p_1(t) = p_0 - \frac{Q}{4\pi kh}\left[\mu_1 \ln \frac{r^2}{\gamma t} + \mu_2\beta\left(\ln \frac{\gamma}{4\varkappa_2} + 0{,}577\right)\right], \qquad (I.70)$$

$$p_2(t) = p_0 - \frac{Q\mu_2}{4\pi kh}\beta\left(\ln \frac{r^2}{4\varkappa_1 t} - 0{,}577\right), \qquad (I.71)$$

где p_0 — начальное давление в пласте; μ_1 — вязкость нагнетаемой жидкости; μ_2 — вязкость пластовой нефти (в удаленной зоне); Q — расход нагнетаемой жидкости; r — расстояние от скважины;

$$\beta = \exp\left(\frac{\gamma}{4\varkappa_2} - \frac{\gamma}{4\varkappa_1}\right); \quad \gamma = \frac{Q}{\pi h m}; \tag{I.72}$$

m — пористость.

Процесс нарастания давления на забое скважины при нагнетании жидкости описывается следующим уравнением:

$$p_c(t) \cong p_0 - \frac{Q}{4\pi kh}\left[\mu_1 \ln\frac{r_c^2}{\gamma t} + \mu_2\beta\left(\ln\frac{\gamma}{4\varkappa_2} + 0{,}577\right)\right]. \tag{I.73}$$

Снижение давления после прекращения закачки жидкости в пласт описывается следующим уравнением:

$$p_c(t) \cong p_0 - 0{,}1832\frac{Q\mu_1}{kh}\left[\lg\frac{\gamma}{r_c^2} + \lg t - \frac{\mu_2}{\mu_1}\beta\left(\lg\frac{\gamma}{4\varkappa_2} + 0{,}251\right)\right], \tag{I.74}$$

где r_c — радиус скважины.

Как следует из (I.74), кривая падения давления в координатах $\lg t$, $p_c(t)$ имеет уклон

$$i = 0{,}1832\frac{Q\mu_1}{kh} \tag{I.75}$$

и отсекает на оси ординат отрезок, равный

$$A = p_0 - i\left[\lg\frac{\gamma}{r_c^2} - \frac{\mu_2}{\mu_1}\beta\left(\lg\frac{\gamma}{4\varkappa_2} + 0{,}251\right)\right]. \tag{I.76}$$

По уклону i определяются параметры пласта. По величине отрезка A — вязкость μ_2 аномальной нефти с неразрушенной структурой в пластовых условиях.

Для этого в формулу (I.76) подставляется значение коэффициента пьезопроводности

$$\varkappa = \frac{k}{\mu_2(m\beta_п + \beta_ж)},$$

а расчетную формулу представляют в следующем виде:

$$C_1 + \mu_2 \lg \mu_2 = C_2\mu_2, \tag{I.77}$$

где C_1 и C_2 — постоянные величины.

Величина вязкости μ_2 определяется графическим решением уравнения (I.77).

Регистрация серии кривых восстановления и падения давления позволяет уверенно судить о структурно-механических свойствах нефти в пласте, о геометрических размерах зон с различным состоянием нефти и их изменениях в зависимости от режима работы скважины. «Двусторонние» кривые восстановления давления позволяют оценить степень проявления структурно-механических свойств нефти. Изменение фильтрационных характеристик пласта и геометрических размеров зон в зависимости от дебита скважины до ее остановки свидетельствует о залегании в пласте нефти с неньютоновскими реологическими свойствами.

Для повышения качества исследований разработаны специальные устройства, позволяющие закрывать приток жидкости на забое скважины как фонтанных, так и насосных скважин.

Для исследований рекомендуется выбирать безводные скважины с высокой продуктивностью, чтобы при эксплуатации их на различных режимах получать серию КВД и точек на индикаторных диаграммах при фильтрации однородной нефти в пласте. Скважина должна быть удалена от линии нагнетания воды и находиться в зоне с однородными по возможности свойствами пласта.

ИЗУЧЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ СВОЙСТВ И СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ ИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для изучения строения пластов и степени неоднородности их свойств используются комплексные геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования. Последние основаны на регистрации и анализе характера и амплитуды аномалий кривых восстановления давления и кривых гидропрослушивания, обусловленных неоднородностью коллекторов. По виду аномалий, по данным геологических и геофизических исследований строится

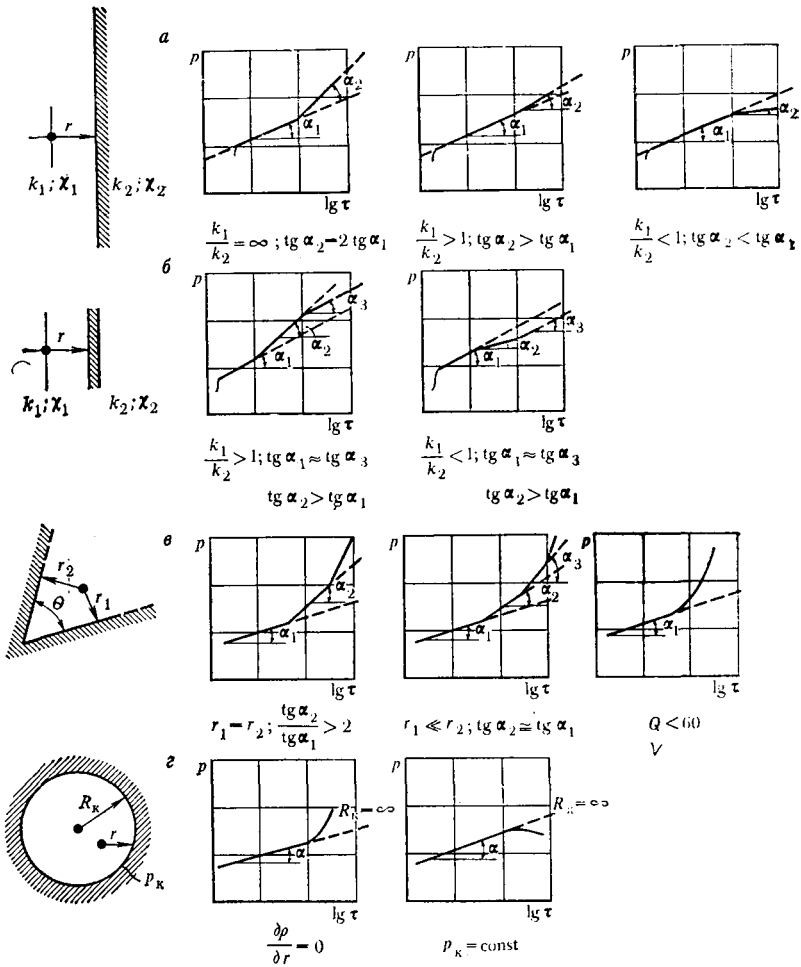


Рис. I.17. Схематические КВД скважин, эксплуатирующих пласты с различными типовыми видами неоднородности:

а — скважина эксплуатирует пласт, состоящий из двух зон с разными параметрами, разделенными прямолинейной границей, протяженностью сравнимой с размерами исследуемой области при различных свойствах границы раздела; *б* — в области исследуемой скважины имеется ограниченная зона с иными параметрами; *в* — скважина эксплуатирует клиновидный пласт; *г* — область фильтрации в виде круговой линзы.

схема-модель изучаемой части пласта, которая используется для выбора теоретических уравнений, описывающих изменение давления в реагирующей скважине в условиях принятой схемы:

$$\Delta p = f[R,\ t,\ Q(t),\ \alpha], \tag{I.78}$$

где $Q(t)$ — дебит скважины; R — расстояние от возмущающей скважины до реагирующей; t — время; α — параметр, характеризующий геометрические и фильтрационные свойства изучаемой части пласта.

Это уравнение, конкретное выражение которого известно для различных видов моделей пластов, используется для определения свойств и строения изучаемого участка коллектора. При этом используются различные методы обработки результатов промысловых исследований. При оценке пьезопроводности $\varkappa$ и проводимости $\varepsilon = kh/\mu$ различных участков пласта результаты исследований обычно приводят к уравнениям (I.78) прямой линии

$$\Delta p = A + i \lg t,$$

где A и угловой коэффициент i представляют собой величины, по фактическим значениям которых вычисляются пьезопроводность и проводимость пласта.

При решении более сложных задач изучения пласта (определения его геометрии, видов неоднородности строения и т. д.) не удается использовать упомянутую прямолинейную анаморфозу. При этом для расшифровки результатов исследований применяют метод эталонных кривых, методы совмещения фактической и расчетной кривой прослеживания изменений давления и др. В основе этих методов лежит сравнение (совмещение) фактических кривых прослеживания с теоретическими, построенными для модели пласта известного строения. Свойства реального пласта оцениваются по той теоретической кривой прослеживания, которая наилучшим образом совпала с фактической. Предварительный выбор модели может быть осуществлен по данным геологических и геофизических исследований пласта и по внешнему виду опытных кривых прослеживания. Для неоднородных пластов зависимость Δp—$\lg t$ нелинейна, причем величина и вид отклонений кривой определяются геометрией зон неоднородности, их природой. При малом размере включений (рис. I.17,*б*) в отличие от условий рис. I.17,*а* при длительной регистрации КВД кривая имеет прямолинейный вид и параллельна начальному участку кривой. Длина промежуточной части КВД зависит от размеров включений. При замкнутой непроницаемой границе КВД отклоняется вверх от начального прямолинейного участка с возрастающей интенсивностью (рис. I.17,*в*). При наличии вблизи границы газовой шапки КВД отклоняется вниз (рис. I.17,*г*) и быстро выполаживается.

Сложность интерпретации упомянутых результатов исследований заключается в том, что даже при рассмотренных простейших схемах строения пласта КВД оказываются схожими. Поэтому необходимо привлекать к анализу результатов исследований другие методы изучения пласта (геологические, геофизические и др.).

Определение по КВД свойств пласта, состоящего из двух зон, разделенных прямолинейной границей раздела

Допустим, что по данным геологических исследований и гидроразведки скважина эксплуатирует пласт, состоящий из двух зон с разными коллекторскими свойствами ($\varepsilon_n = k_n h/\mu$, $\varkappa_n$, $n=1, 2$), скважина расположена в первой из них. Тогда уравнение (I.78) имеет вид:

$$p(\tau) = -i\left[Ei\left(-\frac{\rho_c}{\tau}\right) + \frac{\nu-1}{\nu+1} Ei\left(-\frac{\rho}{\tau}\right)\right] + \delta(r, \tau), \tag{I.79}$$

где

$$\nu = \frac{k_1}{k_2}; \quad \rho_c = \frac{r^2_c}{4\varkappa\Delta t}; \quad \rho = \frac{(2r)^2}{4\varkappa\Delta t};$$

$\tau = t/\Delta t$ — безразмерное время; r — расстояние от скважины до границы; $i = Q/(4\pi\varepsilon_1 p_0)$; Q — дебит скважины до остановки; Δt и p_0 — масштабы времени и давления; Ei — символ интегральной экспоненциальной функции (табулирована во многих справочниках).

Функция $\delta(r, \tau)$ мала по сравнению с другими слагаемыми, и $\delta(r, \tau) = 0$ при $\varkappa_1 = \varkappa_2$. Для случая непроницаемой границы раздела $(\nu-1)/(\nu+1) = 1$, и формула (I.79) примет вид

$$p(\tau) = -i\left[Ei\left(-\frac{\rho_c}{\tau}\right) + E_i\left(-\frac{\rho}{\tau}\right)\right]. \tag{I.80}$$

В начальный период восстановления давления, когда граница раздела еще не ощущается, процесс описывается известной формулой (I.26) $\Delta p(\tau) = A + i \ln\tau$, т. е. КВД в координатах Δp—$\ln\tau$ имеет прямолинейный характер. В дальнейшем под влиянием границы раздела КВД отклоняется вверх (если $k_2 < k_1$) или вниз (при $k_2 > k_1$).

По величине A и уклону i начального участка фактической КВД оцениваются параметры ε_1 и $\varkappa$. Далее находят отклонение КВД от начального прямолинейного участка:

$$u(\tau) = \Delta p(\tau) - i\ln\tau - A. \tag{I.81}$$

Очевидно, что

$$u(\tau) = -i\frac{\nu-1}{\nu+1}Ei\left(-\frac{\rho}{\tau}\right). \tag{I.82}$$

Преобразования (I.82) приводят к следующим соотношениям:

$$\rho/\tau + A_1 = \varphi(\tau), \tag{I.83}$$

$$A_1 = \ln\frac{\rho}{i}\cdot\frac{\nu+1}{\nu-1}, \tag{I.84}$$

$$\varphi(\tau) = -\ln\int_{\tau_0}^{\tau}\frac{du}{d\tau}\cdot\frac{d\tau}{\tau}, \tag{I.85}$$

где τ_0 — время начала отклонения $p(\tau)$ от прямой.

Из (I.83) следует, что график этой функции в координатах $1/\tau$—φ представляет собой прямую (с уклоном ρ), отсекающую на оси φ отрезок A_1. По этим величинам оцениваются параметры ε_2 и $r^2/\varkappa$:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_1\frac{1-\theta}{1+\theta}, \tag{I.86}$$

где $\theta = \frac{\rho}{i}e^{-A_1}$,

$$\frac{r^2}{\varkappa} = \rho\Delta t. \tag{I.87}$$

Формула (I.86) действительна при $\theta < 1$. При $\theta > 1$ может быть, что граница раздела областей нелинейна (вогнута).

При известных значениях $\varkappa$ (по керновому материалу, по данным исследований другими методами) из (I.87) можно оценить расстояние до границы:

$$r = \sqrt{\rho \varkappa \Delta t}. \tag{I.88}$$

Интеграл в формуле (I.85) вычисляют по одному из приближенных методов, аппроксимируя кривую $u(\tau)$ ломаной линией.

При близком расположении границы раздела $\rho/\tau = r^2/\varkappa t \ll t$ (меньше 0,1) и формула (I.79) перепишется в следующем виде:

$$p(\tau) = i_1 \ln \tau + A_1; \quad i_1 = i\frac{2\nu}{\nu+1};$$

$$A_1 = i_1 (\ln 4\varkappa \Delta t - C) - i\left(\ln r_c^2 + \frac{\nu-1}{\nu+1} \ln 4r^2\right), \tag{I.89}$$

т. е. исчезает первый прямолинейный участок. При непроницаемой границе величина $\nu \to \infty$, $i_1 = 2i$.

Из сказанного следует, что при непроницаемой границе второй прямолинейный участок при достаточно длительной его регистрации имеет уклон вдвое больший, чем первый.

Опыт показывает, что на результатах определений параметров пласта по изложенной схеме оказываются многочисленные возмущения, обусловленные строением и свойствами пластов. К более универсальным относятся расчетные методы сравнения фактической и расчетной кривых прослеживания давления. Сущность метода заключается в том, что при выбранной модели строения пласта и, следовательно, при известном виде уравнения, описывающего изменение давления в скважине, искомые его параметры подбираются таким образом, чтобы оно наилучшим образом аппроксимировало фактическую КВД. Для этого, например, достаточно, чтобы сумма квадратов отклонений в выбранных точках теоретической фактической кривой имела минимальное значение. Для рассмотренного случая теоретическое уравнение имеет следующий вид:

$$F(a_1, a_2 \ldots a_i, t) = -i\left[Ei\left(-\frac{\rho}{\tau} + \frac{\nu-1}{\nu+1}\right) Ei\left(-\frac{\rho}{\tau}\right)\right],$$

где $a_1, a_2, \ldots, a_i, t$ — искомые параметры пласта, значения которых оцениваются по уравнению, наилучшим образом описывающему фактическую кривую прослеживания давления.

Определение расстояния от скважины до границы раздела по данным гидропрослушивания

К одним из простых методов оценки расстояния от скважины до прямолинейного экрана по данным гидропрослушивания относится метод «эталонных кривых» Ю. П. Борисова и В. П. Яковлева.

При изменении отбора жидкости из возмущающей скважины на ΔQ и при длительной эксплуатации ее с новым дебитом изменение давления в реагирующей скважине в зависимости от времени и определяется формулой

$$\Delta p(t) = \frac{\Delta Q \mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t}\right), \tag{I.90}$$

где R — расстояние реагирующей скважины от возмущающей.

В связи с влиянием границы раздела фактическая кривая изменения давления будет отклоняться от теоретической, описываемой формулой (I.90). Для расшифровки полученных данных используется эталонная кривая Ю. П. Борисова, построенная по формуле (I.90) для различных значений R.

Свойства формулы (I.90) таковы, что зависимости, построенные в координатах $\lg \Delta p - \lg t$ или $\Delta p - \lg t$ для различных R, имеют одну и ту же форму (при постоянстве других величин), но они смещаются вдоль оси времени (рис. I.18). При разных значениях гидропроводности kh/μ и постоянстве других величин (ΔQ, R, $\varkappa$) кривые будут иметь также одинаковую форму, но смещаться вдоль оси ординат. Эталонная кривая обычно строится для значений

$$\frac{\Delta Q}{(kh/\mu)} = 4\pi.$$

При этом $\Delta p(t)=1$, если $R^2/\varkappa=1$ и $t=1$, так как при $t=1$

$$Ei\left(-\frac{1}{4}\right) \cong 1.$$

Промысловая кривая предварительно наносится на билогарифмическую сетку $\lg \Delta p(t) - \lg t$ и сравнивается с эталонной кривой, также вычерченной в билогарифмическом одинаковом масштабе. В результате сравнения находится соотношение ординат $\varphi=\Delta p_1/\Delta p$ этих кривых, где Δp — ордината промысловой кривой. Последняя преобразовывается путем умножения точек ее ординат на величину отношения $\Delta p/\Delta p_1$. Преобразованная таким способом промысловая кривая, вычерченная в полулогарифмических координатах $\Delta p(t) - \lg t$, накладывается на точно такую же эталонную диаграмму (рис. I.18) для совмещения ее с эталонной кривой для данного расстояния R между скважинами. Допустим, что при сравнении установлено, что фактическая

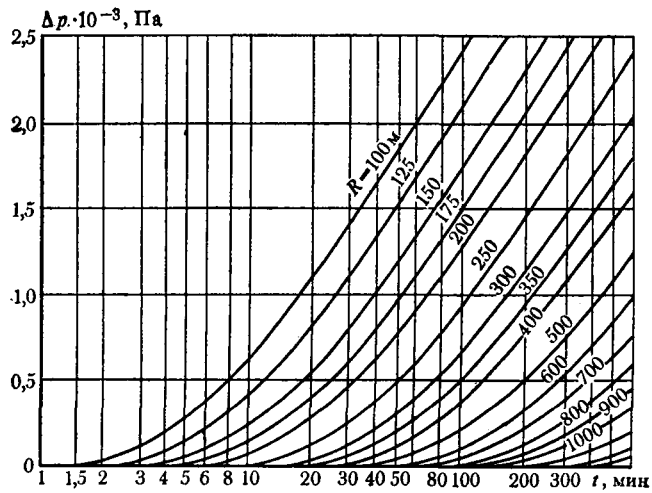


Рис. I.18. Эталонные кривые $\Delta p(t)$—t для различных расстояний R между возмущающей и реагирующей скважинами

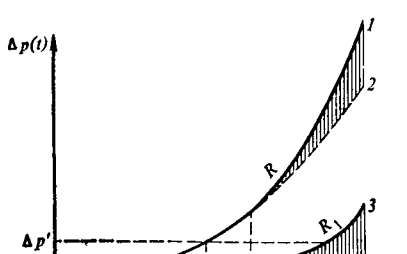


Рис. I.19. Кривые изменения давления $\Delta p(t)$:

1 — эталонная кривая для расстояния R между скважинами; *2* — фактическая (промысловая) кривая; *3* — разностная кривая

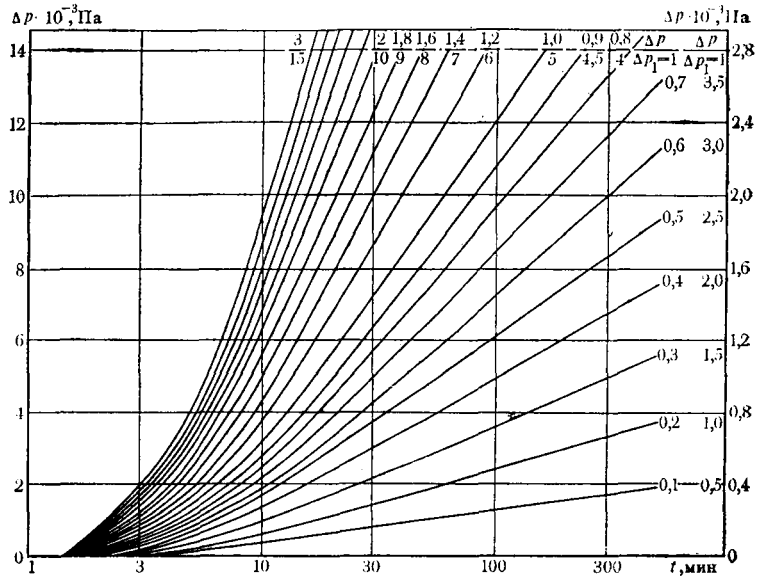


Рис. I.20. Вспомогательный график для определения величины φ

кривая на конечном участке расположилась выше эталонной (рис. I.19). Это может быть обусловлено наличием непроницаемой границы или зоны с ухудшенной проницаемостью. Для определения расстояния до границы раздела строится кривая, ординаты которой равны разнице между этими кривыми (рис. I.19). Полученная разностная кривая уточняется путем уменьшения ее ординат на один и тот же поправочный коэффициент φ, величина которого оценивается по вспомогательным графикам (рис. I.20), соответствующим различным значениям φ (слева и справа даны различные масштабы оси ординат). На диаграмме имеется также эталонная кривая, для которой поправочный коэффициент φ равен единице. Величина φ находится путем наложения разностной кривой (выполненной в одном из указанных для оси ординат масштабов) на вспомогательный график по ее положению между ближайшими кривыми на рис. I.20. Исправленные ординаты вычисляют по формуле

$$\Delta p_2 = \varphi \Delta p_1, \qquad (I.91)$$

где Δp_2 и Δp_1 — ординаты соответственно исправленные и фактические разностной кривой. Исправленная кривая наносится на диаграмму (см. рис. I.19, кривая *3*) и используется для определения вероятного расстояния до границы, влияющей на кривую изменения давления в реагирующей скважине. При этом исходят из теоретического положения о том, что влияние прямолинейной непроницаемой границы на реагирующую скважину можно заменить влиянием условной (действующей с дебитом ΔQ) скважины C, место которой соответствует точке зеркального отображения за линией границы возмущающей скважины (рис. I.21). При этом пройденный путь BC волны воздействия, создаваемой условной скважиной, равен сумме отрезков $AD+DB$, где AD и DB — радиусы-векторы эллипса, на касательной к которому лежит искомая граница раздела. Возмущающая A и реагирующая B скважины лежат в фокусах этого эллипса. Сумма радиусов векторов $AD+DB=BC=R_1$ может быть найдена следующим образом. По рис. I.19 находят t_1 и $\bar{t}$, соответствующие одинаковым значениям изменения давления $\Delta p'$ (ординат) на

разностной и промысловой кривых. Величина t_1 соответствует времени изменения давления на $\Delta p'$ в реагирующей скважине под влиянием условной скважины, находящейся на расстоянии R_1 от реагирующей, а величине t — времени прихода прямой волны аналогичной интенсивности ($\Delta p'$) от возмущающей скважины, расположенной на известном расстоянии R от реагирующей. Согласно (I.90) получим

$$t_1/t = R^2_1/R^2;\ R_1 = R\sqrt{t_1/t_2}. \qquad (I.92)$$

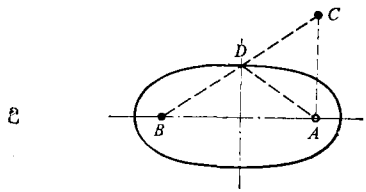


Рис. I.21. Схема распространения волны давления от возмущающей скважины

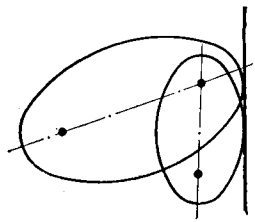


Рис. I.22. Схема ориентации непроницаемой границы раздела в пласте

По найденной сумме радиусов-векторов R_1 строят эллипс, используя в качестве фокусов исследуемые скважины A и B. Искомая граница может быть касательной к любой точке этого эллипса. Для ориентации границы необходимы дополнительные аналогичные исследования с использованием других скважин участка. При наличии второго эллипса, построенного по изложенной методике, удается установить ориентацию непроницаемой границы раздела в пласте (рис. I.22).

ГЛАВА II

ТЕХНИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основные задачи глубинных измерений:

измерение значения физической величины на определенной глубине в данный момент времени (исследования при установившихся процессах фильтрации);

регистрация изменения величины во времени (исследования при неустановившихся режимах фильтрации);

регистрация изменения величины по стволу скважины по глубине (определение геотермического градиента и температурных аномалий, послойное исследование и др.).

Скважинные приборы по способу выдачи сигнала измерительной информации разделяются на две категории:

автономные, в которых сигналы регистрируются (запоминаются) непосредственно в скважинном приборе;

дистанционные, обеспечивающие передачу сигнала по кабелю на поверхность и регистрацию показаний в наземной аппаратуре.

Автономные скважинные приборы широко применяют при измерении и регистрации давления и температуры во времени, а также при опробовании

ТАБЛИЦА II.1

ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАСОВЫХ ПРИВОДОВ

Показатели	Тип ЧП							
	26	27	233	229	230	231	232	211
Продолжительность хода, ч	15	15	2	4	8	16	32	4
Время одного оборота вала, мин	60	240	7,5	15	30	60	120	60
Момент на валу, Н·см		1,5		2,0				25
Область рабочей температуры, °С	—20	—20		—20				—20
	+150	+150		+150				+150
Погрешность хода при t=20 °С, %	3	3		0,5				8

скважин с помощью испытателей пластов. Дистанционные измерительные устройства используют в основном для измерения расходов, температуры, состава жидкости, а также для одновременного измерения нескольких параметров, связанных с регистрацией их изменения по стволу скважины.

Автономные приборы содержат измерительные преобразователи и регистрирующие устройства. Показания регистрируются пишущим пером на диаграммном бланке, перемещаемом с помощью специальных часовых приводов разных типов или усиленных часовых приводов (табл. II.1).

Записи на диаграммных бланках обрабатывают с помощью различных приспособлений для линейных измерений: микроскопов, компараторов и отсчетных столиков. Наиболее широко применяют полевые компараторы типа К-7, предназначенные для обработки диаграмм автономных приборов класса 0,4. При градуировке приборов диаграммы записи обрабатывают на универсальных микроскопах или лабораторных компараторах.

Полевые компараторы (рис. II.1) снабжены лупами часового типа с четырех- или десятикратным увеличением. Поле измерения составляет 200××70 мм или 130×130 мм. Для расшифровки записи на бланке лимб *11* устанавливают предварительно на нуль. После этого бланк закрепляют на столике так, чтобы нулевая линия по всей длине совпадала с нулевым делением линейки *5*, по которой определяют длину ординаты в целых миллиметрах. Вращением лимба *11* определяют сотые доли миллиметра до совмещения выбранной точки на кривой записи с ближайшей риской на линейке *5*.

Дистанционные измерительные устройства состоят из одного или нескольких датчиков (скважинных преобразователей) и наземной аппаратуры, соединенных между собой кабелем. В состав наземной аппаратуры входят преобразователи, показывающие и регистрирующие приборы, а также блок питания. Выходной сигнал датчиков большинства дистанционных измерительных устройств — это частота переменного тока.

Питание скважинного датчика осуществляется от блока питания наземной аппаратуры через одножильный кабель, который служит не только линией связи, но и грузонесущим. В некоторых случаях в качестве линии связи используют служебные жилы силовых кабелей, например, опробователей пластов.

Для спуска приборов в скважины с избыточным давлением на устье применяют специальные устройства — лубрикаторы, устанавливаемые на фонтанной арматуре (рис. II.2). Лубрикатор обычно представляет собой трубу, имеющую на одном конце сальник для уплотнения проволоки или кабеля, на котором прибор спускается в скважину. Перед началом спуска прибор помещают в лубрикатор, а затем открывают буферную задвижку и начинают спуск.

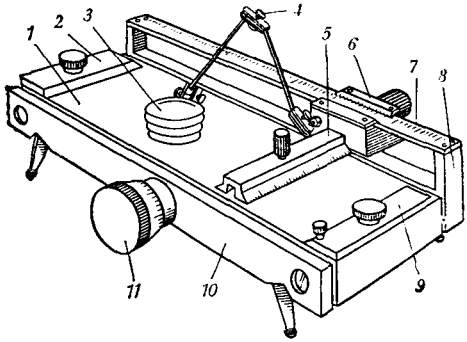


Рис. II.1. Полевой компаратор *К-7*:

1 — предметный столик; *2* и *9* — прижимы для закрепления диаграммного бланка; *3* — лупа; *4* — штатив; *5* — измерительная линейка; *6* — каретка; *7* — продольная линейка; *8* — кронштейн; *10* — планка; *11* — лимб

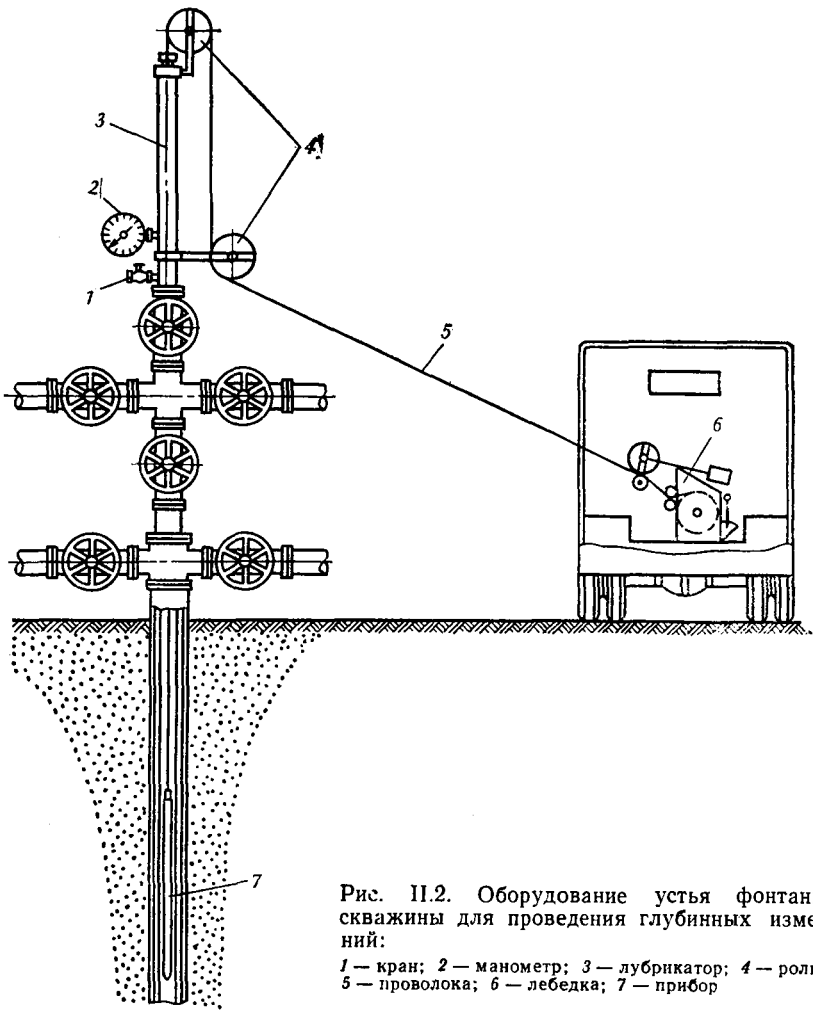


Рис. II.2. Оборудование устья фонтанной скважины для проведения глубинных измерений:

1 — кран; *2* — манометр; *3* — лубрикатор; *4* — ролики; *5* — проволока; *6* — лебедка; *7* — прибор

После окончания измерений прибор поднимают в лубрикатор и закрывают задвижку. Избыточное давление в лубрикаторе понижают до атмосферного открытием крана, после чего прибор извлекают из лубрикатора.

Для спуска автономных приборов применяют лаборатории Азинмаш. Приборы спускают на кабеле с помощью станции типа АПЭЛ или АИСТ, в которых, кроме каротажной лебедки, смонтирована наземная измерительная аппаратура, а также аппаратура для контроля управления спуско-подъемными операциями.

Глубину спуска автономных приборов контролируют по показаниям механического счетчика, вал которого кинематически соединен с мерным роликом, установленным на лебедке. При спуске датчиков дистанционных приборов счетчик глубины устанавливают на устье скважины. Вращение мерного шкива передается на электрический тахометр для определения скорости спуска кабеля и его длины, а также для привода лентопротяжного механизма самопишущего потенциометра при регистрации показаний скважинного прибора по глубине. Кроме счетчика глубины спуска, для контроля используют магнитные метки, нанесенные на кабель через равные расстояния. Прохождение магнитной метки отмечается прибором, расположенным перед оператором на панели блока контроля каротажа.

Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с повреждением брони кабеля или образованием узлов на проволоке, применяют устройства, устанавливаемые между лубрикатором и фонтанной арматурой. Это устройство УЛА-1 (рис. II.3) состоит из корпуса *1*, гидроцилиндров *2*, поршней *3*

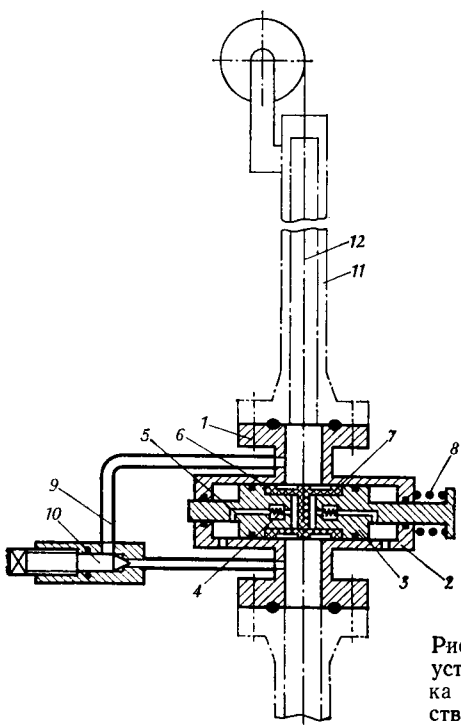


Рис. II.3. Устройство для предотвращения и ликвидации аварий

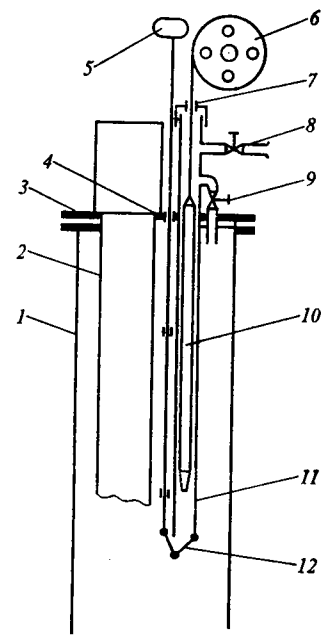


Рис. II.4. Схема оборудования устья насосной скважины для спуска приборов в межтрубное пространство:

1 — обсадная колонна; *2* — насосные трубы; *3* — планшайба; *4* — сальники; *5* — тяга; *6* — ролик; *7* — сальники; *8*, *9* — вентили для выпуска газа; *10* — прибор; *11* — погружной лубрикатор; *12* — клапан

с обратными клапанами *4* и каналами *5*, эластичных уплотнителей *6* и металлических вкладышей *7*. На штоке одного из поршней *3* установлена пружина *8*. Корпус снабжен отводным каналом *9* с иглой *10*. В рабочие полости гидроцилиндров *2* подается давление, под действием которого поршни *3* начинают сближаться. При соприкосновении торцов эластичных уплотнителей *6* обратные клапаны *4* открываются и рабочая жидкость через каналы *5* поступает в зазор между торцами поршней и эластичным уплотнителем, который надежно зажимает проволоку или кабель *12* и обеспечивает герметизацию полости лубрикатора *11*.

С помощью этого устройства можно также проводить ловильные работы в скважине, не прибегая к ее глушению. Ловильный инструмент вместе с пойманной проволокой (кабелем) подтягивают до упора в лубрикатор. Затем, уплотнив оставшуюся часть проволоки, снижают давление в лубрикаторе до атмосферного и продолжают подъем проволоки (кабеля), устранив предварительно причины аварийных ситуаций.

Насосные скважины исследуют либо с помощью лифтовых манометров, устанавливаемых под приемом насоса, либо спуском приборов в затрубное пространство. Для этого на устье скважины устанавливают эксцентричную планшайбу, а на конце насосно-компрессорных труб — специальный отклонитель. При наличии давления в затрубном пространстве применяются лубрикаторы, оборудованные клапаном *12* (рис. II.4), открывающимся и закрывающимся с помощью тяги *5*. Для исследования скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами, применяют так называемые «суфлеры», устанавливаемые под выкидом насоса. При посадке скважинного манометра на «суфлер» открывается отверстие, через которое чувствительный элемент прибора сообщается с затрубным пространством.

ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ

Для прямых измерений давления применяют скважинные манометры геликсного и пружинно-поршневого типов, а также газонаполненные дифманометры.

Автономные манометры геликсного типа применяют для измерения высоких давлений (до 150 МПа) при повышенных температурах в скважине (160—400°С). В настоящее время для исследования скважин выпускают нормальный ряд геликсных манометров типа МГН-2, а также манометры МГИ-1М, и МГИ-3, предназначенные для опробования скважин с помощью трубных испытателей пластов. Принципиальная схема манометра приведена на рис. II.5.

Измеряемое давление в скважине передается через разделительный сильфон *9* жидкости, заполняющей внутреннюю полость системы — сильфон — геликс. Под действием этого давления свободный конец геликса *7* поворачивается на угол, пропорциональный измеряемому давлению. Угол поворота конца пружины регистрируется на специальном бланке, вставленном в каретку *2*, которая перемещается поступательно по ходовому винту *4*, вращаемому часовым приводом *1*. Манометры МГН-2 снабжены двумя сменными ходовыми винтами с разным шагом и редуктором, что обеспечивает получение четырех масштабов записи времени без смены часового привода. Манометры МГИ-1М и МГИ-3 снабжены гидровыключателями, предназначенными для включения часовых приводов после спуска испытателя пластов на заданную глубину. Поэтому во время продолжительного спуска испытателя пластов давление во времени может не регистрироваться.

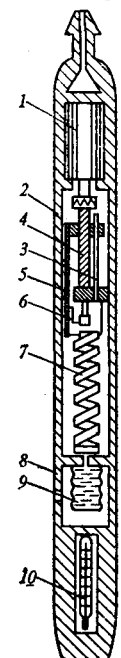


Рис. II.5. Схема геликсного манометра:

1 — часовой привод; *2* — каретка; *3* — направляющая; *4*— ходовой винт; *5*— бланк; *6* — пишущее перо; *7* — геликс; *8* — корпус прибора; *9* — сильфон; *10* — термометр

АБЛИЦА II.2

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МАНОМЕТРОВ

Показатели	МГН-2	МГИ-1М	МГИ-3	МГТ-1
Верхние пределы измерений, МПа	10—80	16—80	16—100	25
Область рабочих температур, °С	от —10 до +160	от —10 до +160	от —10 до +160	от —10 до +400
Приведенная погрешность, %	0,25; 0,6	0,25; 0,6; 1,0	0,25	2,0
Длина записи давления, мм	50	50	85	50
Длина хода каретки, мм	120	190	190	—
Диаметр корпуса, мм	32—36	36	56	36
Длина, мм	1500—1800	2280	2240	1700
Масса, кг	8—10	10,8	16,5	8,0

Это позволяет использовать большую часть диаграммного бланка для регистрации кривых притока жидкости и кривых восстановления давления в процессе испытания скважины.

Для контроля давления при процессах паротепловой обработки забоя применяют геликсный манометр МГТ-1, у которого вместо часового привода применен инерционный отметчик времени. Действие отметчика в перемещении каретки на 5 мм при резком подъеме или спуске прибора.

Таким образом, на бланке можно получить 10—12 точек, характеризующих изменение давления через произвольно выбранные периоды.

Техническая характеристика выпускаемых манометров приведена в табл. II.2.

Автономные манометры с вращающимся поршнем применяют для точной регистрации забойных давлений при температурах не более 100°С. Принцип действия манометров этого типа состоит в том, что измеряемое давление воспринимается уплотненным поршнем и уравновешивается натяжением винтовой цилиндрической пружины. Для устранения трения в уплотненном поршне он приводится во вращение с помощью двигателя (рис. II.6. рис. II.7).

ТАБЛИЦА II.3

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОНОМНЫХ МАНОМЕТРОВ С ВРАЩАЮЩИМСЯ ПОРШНЕМ

Показатели	МГН-1	МПМ-4	МСО-6
Верхние пределы измерения, МПа	4—30	12	40
Область рабочих температур, °С	от —10 до +100	от —10 до +60	от —10 до +100
Приведенная погрешность, %	0,25	1,0	0,6
Длина записи, мм	110	110	110
Диаметр корпуса, мм	32	25	32
Длина, мм	1800	1460	1600
Масса, кг	8,0	2,9	7,0

В манометрах МГН-1 и МПМ-4 вращение поршня осуществляется электродвигателем, питаемым от батареи сухих элементов. Поршень манометра МСО-5, предназначенный для бросаемых опробователей пластов, приводят во вращение усиленным часовым приводом 211-ЧПІ.

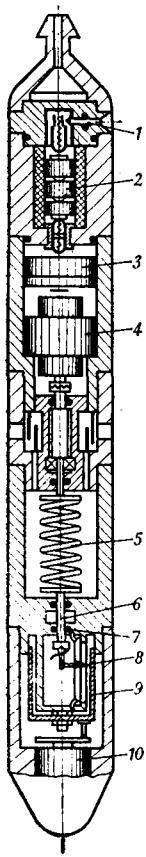


Рис. II.6. Автономный манометр МГН-1 с вращающимся поршнем:
1 — гидровключатель; *2* — блок питания; *3* — электронный прерыватель; *4* — электродвигатель; *5* — цилиндрическая пружина; *6* — поршень; *7* — уплотнительное кольцо; *8* — пишущее перо; *9* — барабан с диаграммным бланком; *10* — часовой привод.

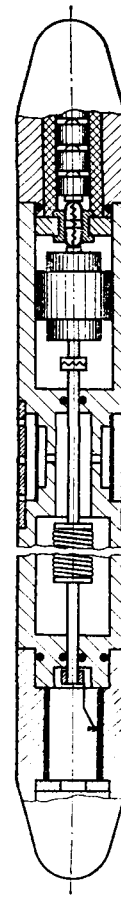


Рис. II.7. Автономный манометр МПМ-4 с вращающимся поршнем

В манометрах нормального ряда МГН-1 поршень соединен шарнирно с пишущим пером. Для увеличения продолжительности работы с одним комплектом сухих элементов поршень вращают периодически через равные промежутки времени. В манометре установлен электронный блок, автоматически размыкающий цепь питания электродвигателя. Периодически режим вращения поршня позволяет уменьшить энергию, потребляемую электродви-

гателем, и увеличить продолжительность работы прибора до 200 ч вместо 4 ч при режиме непрерывного вращения поршня.

Соотношение между временем остановки (паузы) $t_п$ и временем вращения $t_в$ должно находиться в зависимости от соотношения скоростей движения уплотненного поршня:

$$\frac{t_п}{t_в} = 0{,}43\,\frac{v_э}{v_п} - 1,$$

где $v_п$ — скорость поступательного перемещения поршня; $v_в$ — линейная скорость поршня.

Автономный манометр с вращающимся поршнем МПМ-4 (рис. II.7) предназначен для исследования насосных скважин через затрубное пространство. В этом манометре поршень непрерывно вращается электродвигателем через понижающий редуктор с передаточным отношением 1 : 25000. Запись ведется на неподвижном диаграммном бланке, так как двигатель при медленном вращении одновременно выполняет функцию часового привода. В манометре МСО-6 диаграммный бланк также устанавливают неподвижно, а поршень вращается непрерывно с помощью усиленного часового привода. Поэтому в отличие от манометров МГН-1 пишущее перо манометров МПМ-4 и МСО-6 жестко соединено с поршнем и совершает движение по винтовой линии при поступательном и вращательном движениях поршня.

Манометры МПМ-4 и МСО-5 (см. табл. II.3) в основном используют для измерения установившихся давлений ввиду сравнительно небольшой скорости вращения поршня. При измерении неустановившихся давлений возникает дополнительная динамическая погрешность, обусловленная трением в уплотнении поршня. Ее значение можно приближенно оценить (для $v_в \gg v_п$) по формуле

$$\delta_д \simeq \delta_{тр}\,\frac{v_п}{v_в},$$

где $\delta_{тр}$ — приведенная погрешность манометра с невращающимся поршнем.

Кроме того, погрешность по оси времени, обусловленная неравномерностью вращения, может существенно исказить действительный характер изменения давления, т. е. значение угла наклона кривой восстановления давления, тангенс которого входит в расчетные формулы по определению параметров пласта.

Давление, измеренное автономными манометрами, определяют по формуле

$$p = p_0 + Ml - \delta p_t,$$

где p_0 — давление, при котором начинается отсчет показаний; M — масштаб записи; l — измеренная ордината на бланке; δp_t — температурная поправка.

Значения p_0, M и δp_t определяют в процессе градуировки манометра при температурах, соответствующих крайним значениям температурного диапазона $t_к$ и $t_п$. Температурную поправку находят по формуле

$$\delta p_t = (a + bl)\,\Delta t,$$

где a и b — коэффициенты изменения соответственно начального давления p_0 и масштаба записи M от температуры; Δt — разность температур.

Если статическая характеристика манометра нелинейна, измеренное давление определяют по интерполяционной формуле

$$p = p_п + \frac{\Delta p}{\Delta l}\,(l - l_п).$$

При этом используют графики в паспорте манометра (рис. II.8), построенные в координатах l—t. По оси ординат отложены отрезки, соответствующие длине записи $l_к$ и $l_п$ при давлениях p_1, p_2, ..., $p_п$, ..., p_{10}, задаваемых в процессе градуировки манометра при температурах $t_к$ и $t_п$.

Дистанционные манометры для исследования фонтанных скважин применяют меньше. Это объясняется сравнительно высокой стоимостью работ, проводимых с помощью геофизических станций. В станции АИСТ для измерения давления применяют манометр МГД-36 с пределом измерения 20 МПа и рабочей температурой 80°С. Чувствительным элементом прибора служит неуплотненный поршень, что ограничивает его область применения ввиду утечек жидкости. Погрешность прибора МГД-36 составляет 2%.

Новый манометр с дистанционной передачей показаний разработан ВНИИИКАнефтегазом. Принцип действия манометра МГН-5 (рис. II.9) основан на силовой компенсации. Чувствительным элементом, воспринимающим измеряемое давление, служит геликсная пружина, свободный конец которой жестко соединен с компенсационной пружиной и с подвижным контактом нуль-органа, управляющего работой электродвигателя постоянного тока. При изменении давления свободный конец геликса поворачивается, и подвижный контакт замыкает цепь питания двигателя. Вал двигателя деформирует пружину кручения до тех пор, пока момент на пружине не уравновесит момент,

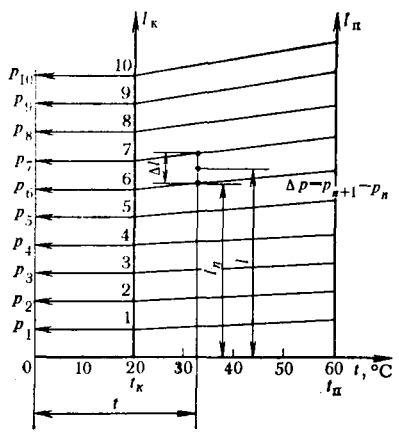


Рис. II.8. Градуировочный график манометра:

Δp — разность между заданными при градуировке значениями давлений p_{n+1} и p_n; *l* — измеренная ордината на бланке при температуре *t*; $l_п$ — ордината, соответствующая давлению $p_п$ при температуре *t*; *t* — температура среды в месте измерения давления

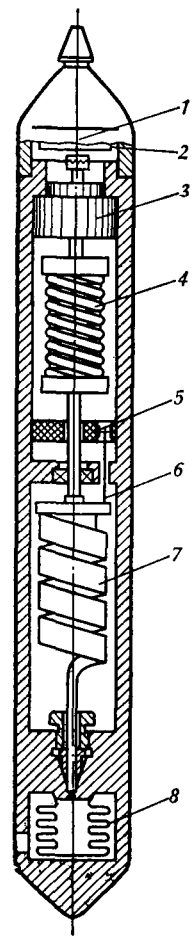


Рис. II.9. Схема дистанционного манометра с силовой компенсацией:

1 — выходной преобразователь; *2* — электродвигатель; *3* — редуктор; *4* — компенсационная пружина кручения; *5* — неподвижные контакты нуль-органа; *6* — подвижной контакт; *7* — геликсная пружина; *8* — сильфон

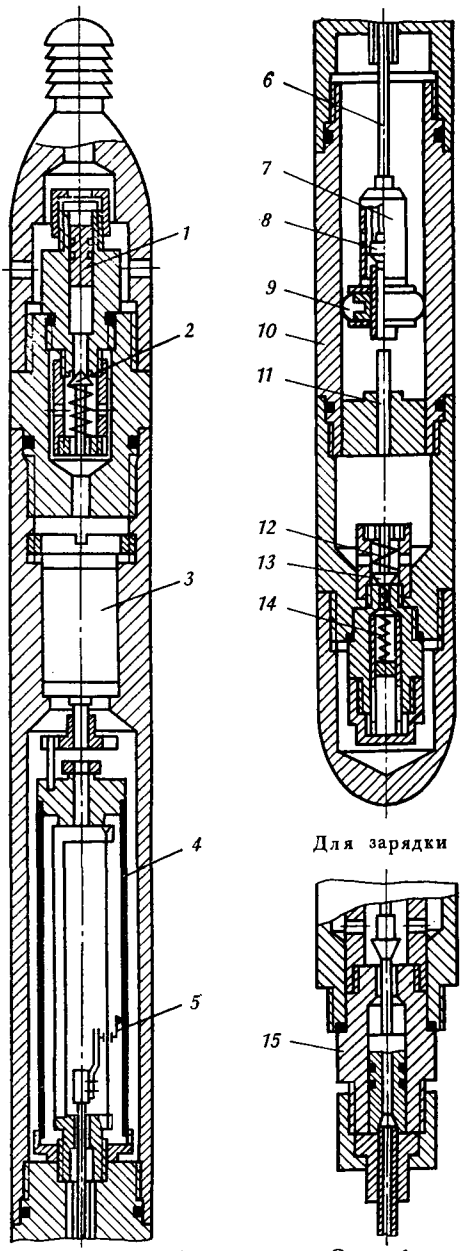


Рис. II.10. Схема дифманометра ДГМ-4М:

1 — пробка; *2* — верхний клапан; *3* — часовой привод; *4* — барабан с бланком; *5* — пишущее перо; *6* — штанга; *7* — уплотненный поршень; *8* — клапан; *9* — самоуплотняющаяся манжета; *10* — цилиндр; *11* — трубка для сообщения верхней и нижней секций прибора; *12* и *14* — пружины клапана; *13* — нижний клапан; *15* — наконечник для заполнения прибора сжатым газом через верхний клапан

развиваемый геликсом При этом подвижной контакт размыкает цепь питания двигателя, и последний остановится. Угол поворота вала служит характеристикой измеренного давления. Сигнал на поверхность дистанционно передается выходным преобразователем, соединенным с другим концом вала электродвигателя. В манометре может быть использован автономный регистратор с блоком питания при необходимости спуска прибора на проволоке. Пределы измерения давления 25 и 40 МПа, рабочая температура 100°С. Погрешность прибора при использовании автономного регистратора не превышает 0,6%, а при установке частотного преобразователя — 1,5%.

Для регистрации относительно небольших изменений давления при исследовании скважин методами восстановления (падения) давления и гидропрослушивания применяют газонаполненные дифманометры, чувствительность которых может быть значительно выше, чем у обычных манометров.

Однако газонаполненные дифманометры имеют сравнительно большую температурную погрешность, поэтому область их применения ограничивается, в основном, регистрацией небольших изменений давления при незначительных колебаниях температуры в процессе измерения.

На практике эти дифманометры применяют в тех случаях, когда ожидаемая депрессия на забое не превышает 25—30% от пластового давления.

Для исследования скважин разработаны дифманометры ДГМ-4М прямого действия, а также компенсационные дифманометры «Онега-1» и «Ладога-1».

Дифманометр ДГМ-4М (рис. II.9) состоит из верхней и нижней секций, разделенных уплотненным поршнем *7*, соединенным при помощи штанги *6* с пишущим пером *5*. В нижней и верхней секциях прибора установлены клапаны *2* и *13* для заполнения дифманометра сжатым газом.

Уплотненный поршень также снабжен клапаном *8*, который открывается в крайних положениях поршня, сообщая при этом верхнюю и нижнюю секции. Для регистрации кривых восстановления давления прибор заполняется сжатым газом через верхний клапан *2*, который после заполнения закрывается пробкой *1*. Если же регистрируют кривые падения давления, заполняют манометр через нижний клапан, снабженный пружинами *12* и *14*. Более сильная нижняя пружина *14* открывает клапан при давлении в скважине, меньшем на 0,04—0,05 МПа давления сжатого газа в полости прибора. После открытия клапана давление в нижней секции прибора становится равным давлению в скважине; и поэтому клапан, отжимаемый нижней пружиной, остается в процессе измерений открытым. При повышении давления в скважине уплотненный поршень перемещается вверх, и пишущее перо регистрирует изменение давления на бланке, вставленном в барабан *4*, вращаемый часовым приводом *3*.

Изменение давления при изотермическом процессе определяют по приближенной формуле

$$\Delta p = p_0 \frac{h}{M - h},$$

где h — измеренная ордината на бланке; M — постоянная дифманометра; p_0 — давление зарядки.

Давление зарядки рекомендуется определять по формуле

$$p_0 = \frac{p_{\text{скв}} T_0}{T_{\text{скв}}} + 0{,}5,$$

где $p_{\text{скв}}$ и $T_{\text{скв}}$ — давление и температура на заданной глубине, измеренные предварительно с помощью скважинных манометров и термометров; T_0 — температура воды в емкости, куда помещают дифманометр при зарядке сжатым газом для термостатирования и проверки герметичности резьбовых соединений корпуса.

С учетом изменения температуры разность давлений определяют по формуле

$$\Delta p = p_0 \left[\frac{(M - l_0)\, z_{\text{скв}} T_{\text{скв}}}{(M - l_{\text{п}})\, z_0 T_0} - 1 \right],$$

где $z_{\text{скв}}$ и z_0 — коэффициент сжимаемости газа при соответствующих температурах $T_{\text{скв}}$ и T_0 и давлениях $p_{\text{скв}}$ и p_0; l_0 — ордината, соответствующая $p_{\text{скв}}$; $l_{\text{п}}$ — измеренная ордината.

Типовая кривая изменения давления, регистрируемая на бланке прибора, показана на рис. II.11.

Изменение температуры в скважине регистрируется с помощью термометра, спускаемого совместно с дифманометром. Тепловая инерция дифманометра учитывается смещением кривой изменения температуры на 5 мин вправо по оси абсцисс. Во время подъема дифманометра давление сжатого газа в секциях прибора уменьшается, и после извлечения его из скважины газ через открытый клапан поршня и нижней секции полностью сбрасывается в атмосферу. Поэтому перед каждым спуском прибора в скважину его необходимо заполнять сжатым газом.

Компенсационный дифманометр «Ладога-1» в отличие от ДГМ-4М может быть использован для проведения нескольких измерений без перезарядки его сжатым газом. Действие дифманометра основано на силовой компенсации (рис. II.12). Внутреннюю полость прибора заполняют сжатым газом через иглы *15* и *16*, которые закрывают каналы, сообщающиеся с камерой *14* и полостью сильфона *11*. После заполнения прибора газом иглы закрываются, и клапан *12* «садится» на седло. Открытие клапана происходит при давлении в скважине, равном давлению сжатого газа. Измеряемое давление воздействует через жидкость, заполняющую полость клапана, на блок сильфо-

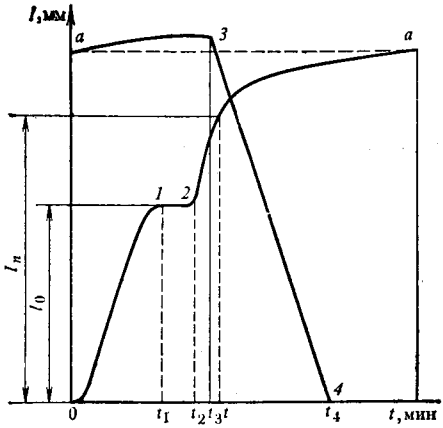


Рис. II.11. Типовая кривая изменения давления:
0—1 — линия изменения давления при спуске прибора после открытия нижнего клапана; *1—2* — линия стабилизации давления после остановки прибора на заданной глубине; *2 — а — 3* — кривая восстановления давления после закрытия скважины; *3—4* — линия уменьшения давления при подъеме прибора

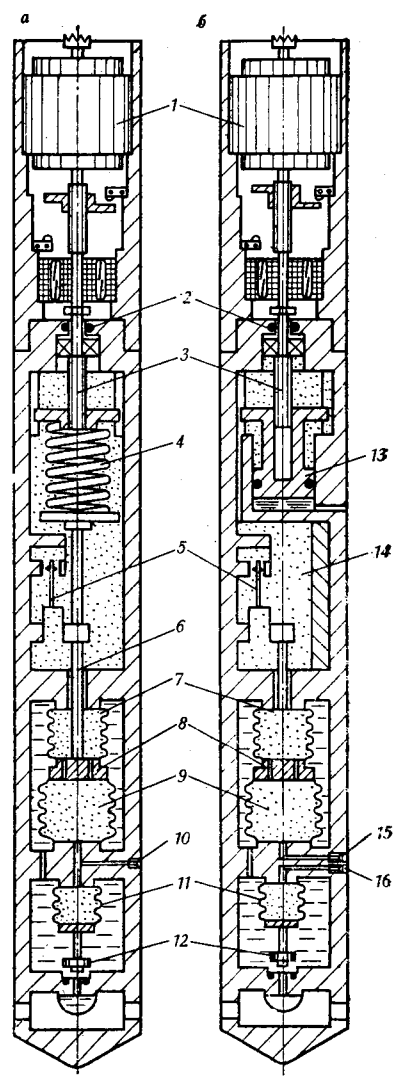


Рис. II.12. Датчики скважинных дифманометров с силовой компенсацией:
а — «Онега-1, *б* — «Ладога-1»

нов *7* и *9* разного диаметра с общим дном *8*, соединенным с подвижным контактом *5*. При замыкании контактов начинает работать электродвигатель *1*, концы вала которого кинематически соединены через сальник *2* с уплотненным поршнем *13* и ходовым винтом регистрирующего устройства. Поршень при поступательном движении сжимает газ в камере *14*, пока давление газа не станет равным измеренному давлению. После выравнивания давлений общее дно сильфонов возвратится в исходное положение и подвижной контакт *5* разомкнет цепь питания электродвигателя. При уменьшении давления ниже давления зарядки сжатый газ в сильфоне *11* закроет клапан *12*. Таким образом, после извлечения прибора из скважины давление зарядки в нем сохраняется. При закрытом клапане *12* давление сжатого газа передается жидкости, находящейся в полости клапана, и сильфоны разгружаются от одностороннего действия давления.

Измерительный преобразователь дифманометра «Ладога-1» может быть соединен с дистанционной приставкой, обеспечивающей передачу показаний по кабелю на поверхность. Обработку результатов измерений приводят по формулам, используемым для дифманометра ДГМ-4М. Диапазон регистрируемых давлений составляет от 10 до 30% от давления зарядки. Диапазон изменяется с помощью установки в камере *14* сменных вставок разного объема.

Дифманометры ДГМ-4М и «Ладога-1» обычно применяют при исследовании скважин методом восстановления (падения) давления. Использование этих приборов для гидропрослушивания скважин не всегда дает положительные результаты, так как диапазон регистрируемых изменений давления и чувствительность приборов зависят от давления зарядки. Причем чувствительность C дифманометров с увеличением давления уменьшается.

$$C = \frac{p_0 M}{(p_0 + \Delta p)^2} \approx \frac{M}{p_0 + \Delta p}.$$

В компенсационном дифманометре «Онега-1» (см. рис. II.11,*а*) для уравновешивания начального давления внутреннюю полость прибора также заполняют сжатым газом через иглу *10*. Однако в отличие от описанных дифманометров приращение давления измеряется по деформации компенсационной пружины *4*, концы которой соединены штангой *6* с общим дном *8* блока сильфонов и гайкой, перемещающейся поступательно по ходовому винту *3*. Дифманометр начинает работать после открытия клапана *12* при давлении в скважине, равном давлению зарядки прибора. Разность давлений воздействует на дно блока сильфонов, вызывая их деформацию. При этом подвижной контакт *5* замыкает цепь питания электродвигателя *1*, вал которого через уплотнение *2* соединен с ходовым винтом *3*. Гайка деформирует пружину *4* до тех пор, пока ее натяжение не станет равным усилию, действующему от перепада давления на блок сильфонов. При равенстве усилий подвижной контакт возвращается в исходное положение и размыкает цепь питания электродвигателя. Таким образом, деформация пружины будет прямо пропорциональна измеренной разности давлений $\Delta p = p_{скв} - p_0$. Дифманометр «Онега-1» может быть использован в качестве автономного или дистанционного прибора.

Диапазон изменяется установкой пружин различной жесткости. С помощью этого прибора можно проводить многократные измерения без необхо-

ТАБЛИЦА II.4

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИННЫХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ МАНОМЕТРОВ

Показатели	ДГМ-4М	„Ладога-1"	„Онега-1"
Наибольшее рабочее давление, МПа	30	40	25
Область рабочих температур, °С	от —10 до +80	от —10 до +100	от—10 до +100
Диапазон измеряемых приращений давления, МПа	10—20% От p_0	10—30% от p_0	0,5—3,5
Порог чувствительности, МПа	0,0005—0,001	0,0005—0,001	0,0005
Длина записи, мм	100	125	125
Диаметр, мм	36	36	36
Длина, мм	1000—1400	2200	2300
Масса, кг	6,3	10	10

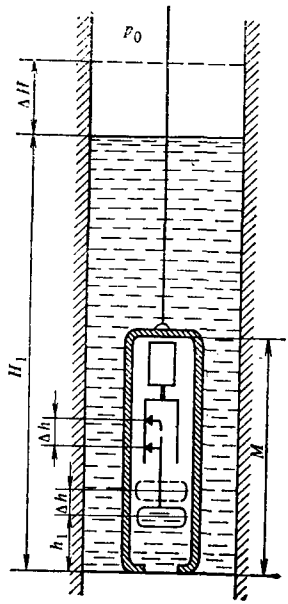


Рис. II.13. Схема измерения жидкости скважинным пьезографом

димости перезарядки его сжатым газом, так как полость регистрирующего устройства находится под атмосферным давлением. Чувствительность прибора постоянна во всем диапазоне и не зависит от давления зарядки.

Измеренное приращение давления определяют по формулам, применяемым при обработке результатов измерений геликсным или пружинно-поршневым манометром.

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ

Изменение уровня жидкости в наблюдательных и пьезометрических скважинах контролируют с помощью уровнемеров или пьезографов. При исследовании скважин, оборудованных штанговыми насосами, статический и динамический уровень определяют звукометрическими методами с помощью эхолотов.

Обычно уровень жидкости в глубиннонасосных скважинах определяют после выпуска газа из затрубного пространства в атмосферу, что приводит к вспениванию жидкости и нарушению режима работы скважины.

Для определения динамического уровня в скважинах с избыточным давлением в затрубном пространстве разработан метод волнометрирования, основанный на способности импульса упругой продольной волны отражаться от плотной преграды. Импульс волны создается с помощью возбудителя В-3, состоящего из термофона и корпуса с отверстиями для сообщения с затрубным пространством скважины. При закрытии и открытии отверстий корпуса возникают импульсы упругих волн, которые, отражаясь от репера, регистрируются эхолотом, подключенным к термофону. С помощью возбудителя В-3 определяют уровень при давлении 0,02—7,5 МПа.

Скважинные пьезографы применяют для регистрации изменения уровня жидкости во времени относительно какого-либо начального положения. Один из наиболее распространенных приборов — это погружной пьезограф ППИ-4М конструкции И. И. Иванова (рис. II.13). Прибор спускают в скважину под уровень жидкости. Так как его внутренняя полость заполнена воздухом, то под действием гидростатического давления столба жидкости H_1 воздух в корпусе — колоколе сожмется и поплавок поднимется вверх. Чем больше глубина погружения прибора под уровень жидкости, тем больше ход поплавка h_1. После остановки прибора на заданной глубине ход поплавка Δh будет характеризовать изменение уровня:

$$\Delta H = \frac{\Delta h}{h_1 - \Delta h}(H_1 + h_1 + \Delta h),$$

где ΔH — изменение уровня жидкости; H_1 — глубина спуска прибора под уровень; h_1 — отклонение поплавка от нулевой линии при спуске прибора на H_1.

Для получения более точных результатов с учетом барометрического давления и плотности жидкости расчеты ведут по формуле

$$\Delta H = \Delta h\left[\frac{H_0 M}{(M - h_1)(M - h_1 - \Delta h)} + 1\right],$$

где $H_0 = p_0/\gamma$; p_0 — барометрическое давление; γ — удельный вес жидкости в скважине; M — постоянная пьезографа.

При исследовании пластов методов гидропрослушивания и простаивающих скважинах ранее широко применяли аппарат Яковлева, представляющий собой портативную лебедку, снабженную пружинным индикатором веса и механическим счетчиком для определения длины проволоки, на которой спускают в скважину желонку (поплавок).

При установке аппарата Яковлева непосредственно на устье скважины применяют контргруз, служащий для уравновешивания массы поплавка, спускаемого в скважину. Этот простой метод иногда используется и в настоящее время для исследования неглубоких водяных скважин.

ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДОВ ЖИДКОСТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЕ

Одной из основных задач при исследовании многопластовых объектов является получение информации о распределении притоков жидкости и газа по каждому вскрытому пласту и построение по этим данным профилей притоков или поглощения нефти и воды. Послойные исследования проводят с помощью скважинных расходомеров (дебитомеров), влагомеров и плотномеров. С их помощью оценивают гидродинамические характеристики каждого из пластов, совершенство их вскрытия, а также долю участия пласта в общей добыче нефти по месторождению и величину их текущей и конечной нефтеотдачи.

Наибольшее распространение получили измерительные устройства с дистанционной передачей показаний.

Различают беспакерные и пакерные приборы. Беспакерные расходомеры применяют для исследований высокодебитных скважин, а также нагнетательных скважин при сравнительно больших расходах воды. Пакерные приборы снабжены специальными пакерующими устройствами, предназначенными для направления всего или некоторой части потока через канал, в котором размещен чувствительный элемент. Пакерные расходомеры обладают более высокой чувствительностью и обеспечивают возможность измерения небольших расходов (2—5 м³/сут).

Метрологические характеристики пакерных расходомеров зависят в большой степени от значения и стабильности коэффициента пакеровки $k_п$ определяемого соотношением

$$k_п = \frac{Q_п}{Q_п + Q_з},$$

где $Q_п$ — расход жидкости, проходящей через калиброванный канал прибора; $Q_з$ — расход жидкости, протекающей вне канала.

Чем больше коэффициент $k_п$, тем больше точность и чувствительность расходомера. Чувствительность всего расходомера прямо пропорциональна чувствительности первичного преобразователя и коэффициенту пакеровки. Вместе с тем чем больше коэффициент пакеровки, тем меньше максимальный расход, измеряемый прибором, так как одновременно увеличивается перепад давления и выталкивающая сила, действующая на прибор.

В скважинных расходомерах применяют управляемые пакеры зонтичного и фонарного типов, раскрываемых с помощью двигателей, а также пакеры, раскрываемые с помощью насосов (абсолютные пакеры).

Для измерения расходов жидкости и газа широко применяют дистанционные расходомеры с тахометрическими преобразователями, которые обладают рядом положительных качеств: большим диапазоном измеряемых расходов (1 : 10), простой конструкцией преобразователя скорости вращения чувствительного элемента в электрический сигнал и сравнительно небольшим влиянием параметров среды (плотность, вязкость) на показания прибора.

Измерительный преобразователь скважинного расходомера РГД-2М состоит (рис. II.14) из турбинки *8*, на оси которой укреплен магнит *7*, и магнитоуправляемого контакта (прерывателя), размещенного в герметичной камере. При вращении турбинки контакт замыкает и размыкает электрическую цепь питания скважинного преобразователя с частотой, пропорцио-

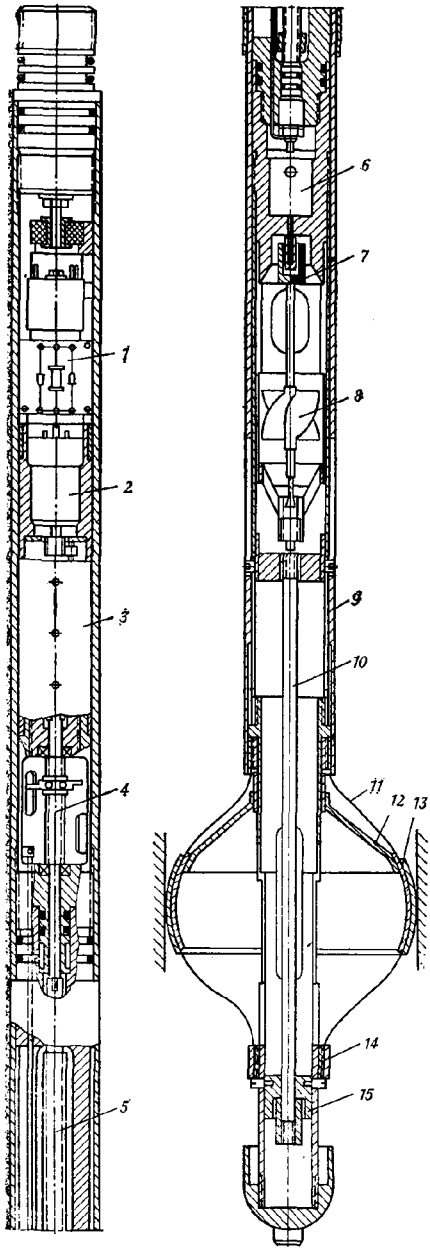


Рис. II.14. Скважинный расходомер РГД-2М:

1 — электронный блок; *2* — электродвигатель; *3* — редуктор; *4* — промежуточный ходовой винт; *5* — основной ходовой винт; *6* — прерыватель; *7* — магнитная муфта; *8* — турбинка; *9* — труба; *10* — тяга; *11* — пружины пакета; *12* — диафрагма; *13* — манжета; *14* — подвижная втулка; *15* — крестовина

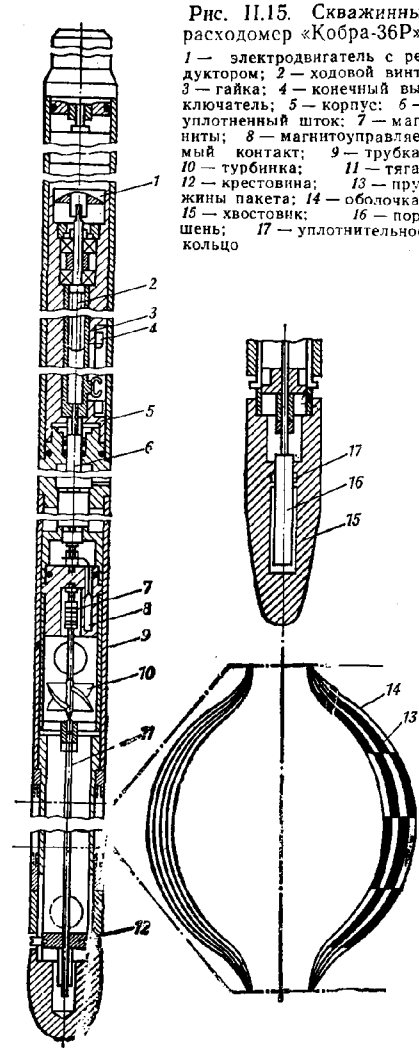


Рис. II.15. Скважинный расходомер «Кобра-36Р»:

1 — электродвигатель с редуктором; *2* — ходовой винт; *3* — гайка; *4* — конечный выключатель; *5* — корпус; *6* — уплотненный шток; *7* — магниты; *8* — магнитоуправляемый контакт; *9* — трубка; *10* — турбинка; *11* — тяга; *12* — крестовина; *13* — пружины пакета; *14* — оболочка; *15* — хвостовик; *16* — поршень; *17* — уплотнительное кольцо

нальной скорости ее вращения, а следовательно, и объемному расходу жидкости или газа.

Конструкции скважинных расходомеров в основном отличаются типом пакерующего устройства.

В расходомере РГД-2М (см. рис. II.14) пакер раскрывается с помощью электродвигателя постоянного тока. Каркас пакера изготовлен из пружинящих лент, обтянутых оболочкой из ткани или пленки. В закрытом состоянии оболочка пакера находится под трубой *9*, перекрывающей входные отверстия. При включении двигателя уплотненный вал вращает ходовой винт *5*, по которому перемещается гайка, соединенная с защитной трубой. Труба *9*

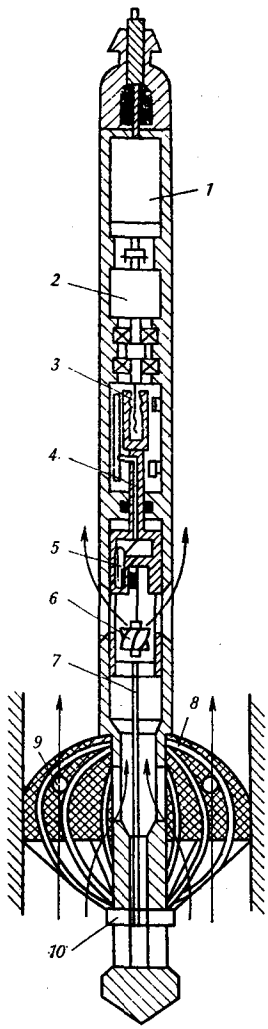


Рис. II.16. Расходомер ДГД-8:
1 — двигатель; *2* — редуктор; *3* — ходовой винт; *4* — шток; *5* — магнитоуправляемый контакт; *6* — турбинка; *7* — тяга; *8* — пружина пакера; *9* — оболочка пакера; *10* — ползун

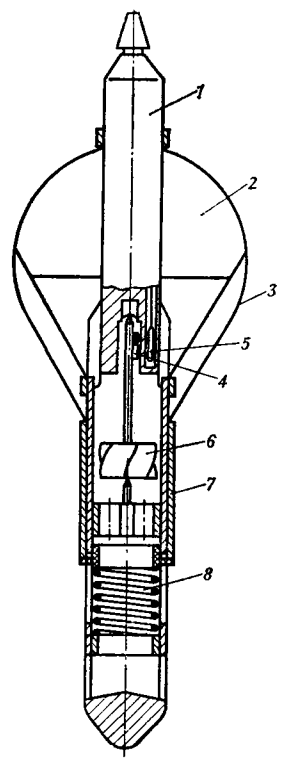


Рис. II.17. Расходомер «Терек-3» с бесприводным пакером:
1 — кабельная головка; *2* — оболочка пакера; *3* — пружинные ленты пакера; *4* — магнит; *5* — геркон; *6* — вертушка; *7* — подвижная втулка; *8* — пружина

перемещается вверх и снимается с пакера. При дальнейшем движении труба через крестовину *15* и тягу *10* поднимает втулку *14*, к которой крепятся пластины каркаса. При сжатии пластин пакер перекрывает кольцевую площадь и прижимает оболочку к обсадной трубе. Жидкость через входные окна поступает в калиброванный канал, где установлена турбинка, и через отверстия выходит из прибора. После проведения измерений пакер закрывается. Реверс двигателя обеспечивается изменением полярности напряжения.

В расходомере «Кобра-36Р» (рис. II.15) пакер выполнен в виде полого цилиндрического пакета, состоящего из тонких плоских пружин, которые при сжатии перекрывают кольцевой зазор. Отличительной особенностью этих расходомеров является то, что входные и выходные отверстия открываются только в процессе измерения. Это позволяет увеличить ресурс работы турбинки и предохраняет ее от засорения при спуско-подъемных операциях.

Расходомеры типа ДГД отличаются небольшим диаметром корпуса (26—30 мм). В малогабаритном расходомере ДГД-8 измерительный преобразователь расположен под приводом пакера (рис. II.16).

Открытие пакера осуществляется с помощью штока *4*, к нижнему концу которого прикреплен стакан с размещенным в нем измерительным преобразователем. Стакан перемещается вверх и через тягу *7*, соединенную с ползуном *10*, сжимает пружины пакера.

Расходомеры типа ДГД применяют для исследования фонтанных скважин, оборудованных лифтом малого диаметра или остеклованными трубами. Дебитомер ДГД-8 используют также для исследования скважин, оборудованных штанговыми насосами, при спуске его через затрубное пространство под прием насоса. Краткие технические характеристики расходомеров указанных типов приведены в табл. II.5.

Расходомеры типов РГД-3, РГД-4, РГД-5, предназначенные для исследования нагнетательных скважин, а также расходомер «Метан-2», предназначенный для исследования газовых скважин, являются беспакерными приборами. Расходомеры РГД-3 и РГД-5 спускают в обсадную колонну. На корпусе расходомера РГД-5 установлены резиновые манжеты, которые обеспечивают надежное перекрытие кольцевого зазора, не затрудняя спуско-подъемных операций. Таким образом, весь поток жидкости направляется в корпус, что позволяет повысить точность измерений. Прибор РГД-4 может быть спущен через эксплуатационные трубы диаметром 50—63 мм. В нижней части расходомера установлен центратор, состоящий из шарнирно соединенных полозьев, раскрываемых в скважине с помощью пружинного толкателя. Наличие центратора позволяет фиксировать положение корпуса относительно стенок скважины, что повышает точность измерений. Расходомеры указанных типов применяют в зависимости от измеряемых расходов воды и конструкции скважины (табл. II.6).

Для измерения расходов горячей воды, закачиваемой в пласт, ВНИИКАнефтегаз разработал скважинный расходомер «Терек-3» (рис. II.17)

ТАБЛИЦА II.5

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСХОДОМЕРОВ

Показатели	РГД-2М	РГТ-1	„Кобра-Р36"	ДГД-6	ДГД-6Б	ДГД-8
Пределы измерения, $м^3$/сут	5—200	5—200	5—200	5—200	5—200	3,6—36
Погрешность измерения, %	5	5	5	10	5	5
Рабочее давление, МПа	35	35	35	20	20	20
Рабочая температура, °С	70	100	70	100	80	80
Диаметр корпуса, мм	42	42	36	30	30	26
Длина, мм	1800	1630	1600	1500	1550	1360

ТАБЛИЦА II.6

ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСХОДОМЕРОВ ВОДЫ

Показатели	РГД-3	РГД-4	РГД-5
Пределы измерения, м³/сут	20—3000	70—2500	20—1000
Рабочее давление, МПа		50	
Рабочая температура, °С	120	120	120
Диаметр корпуса, мм	110	42	80
Длина, мм	880	900	1000
Масса, кг	12	4	10

Прибор снабжен зонтичным бесприводным пакером, состоящим из пружинных лент, на которых укреплена оболочка из ткани. При прохождении прибора через насосно-компрессорные трубы пружинящие ленты прижимают оболочку к корпусу прибора. В открытом стволе эти ленты прижимаются к стенкам скважины, раскрывая при этом оболочку пакера.

Бесприводной пакер позволяет существенно повысить чувствительность прибора по сравнению с беспакерным расходомером РГД-4, а также уменьшить значение нижнего предела измерений. Расходомеры с бесприводным пакером могут быть использованы также для исследования высокодебитных добывающих скважин. Для этого необходимо изменить положение зонтичного пакера.

Тепловые расходомеры в основном применяют как индикаторы движения жидкости, особенно в диапазоне малых скоростей. В некоторых случаях они могут быть использованы для приближенной оценки расхода жидкости. Наибольшее распространение в СССР получили термокондуктивные скважинные расходомеры типа СТД, разработанные ВНИИнефтепромгеофизикой.

Термокондуктивные расходомеры СТД (рис. II.18) являются беспакерными приборами, предназначенными для исследования низкодебитных скважин. Чувствительным элементом прибора служит терморезистор, представляющий собой медную трубку, в которой помещено сопротивление — намотанный тонкий медный провод. К терморезистору подводится большое напряжение, что позволяет нагреть его до температуры, превышающей температуру окружающей среды. При этом температура чувствительного элемента зависит от скорости движения обтекающей его жидкости. С увеличением скорости потока температура элемента уменьшается, соответственно уменьшается его сопротивление, что регистрируется наземной аппаратурой. Чувствительность прибора составляет примерно 0,5 м³/сут. Для исследования фонтанных скважин применяют расходомеры СТД-2 диаметром 36 мм. Приборы СТД-4 и СТД-16 диаметром соответственно 20 и 16 мм используют для исследования насосных скважин через затрубное пространство. Тепловая инерция серийно выпускаемых расходомеров составляет примерно 19—

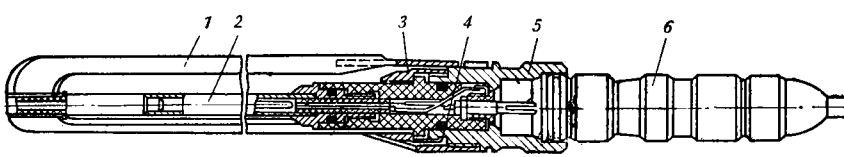


Рис. II.18. Термокондуктивный расходомер СТД:

1 — кожух прибора; *2* — терморезистор; *3* — гайка; *4* — уплотнительное кольцо; *5* — верхний мост; *6* — кабельный наконечник

20 с в режиме работы «измерение расхода». Этот прибор может быть использован также в качестве скважинного термометра с пределом измерения 80°С при работе в режиме «измерение температуры».

КОМПЛЕКСНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Достоверность информации, получаемой при исследовании скважин, зависит не только от метрологических качеств применяемых приборов, но и в значительной степени от методики измерений. Например, при измерениях расхода и влагосодержания нефтеводяной смеси с помощью приборов могут быть получены данные, содержащие случайные погрешности за счет изменения режима работы скважины в процессе исследования. Влияние указанных погрешностей уменьшается при использовании скважинных комплексных приборов, обеспечивающих практически одновременное определение разных физических величин. Кроме того, использование комплексных приборов позволяет сократить время, затрачиваемое на гидродинамические исследования скважин.

Скважинные расходомеры-влагомеры ВРГД-36 состоят из измерительного блока и пакерующего устройства (рис. II.19). Конструктивной особен-

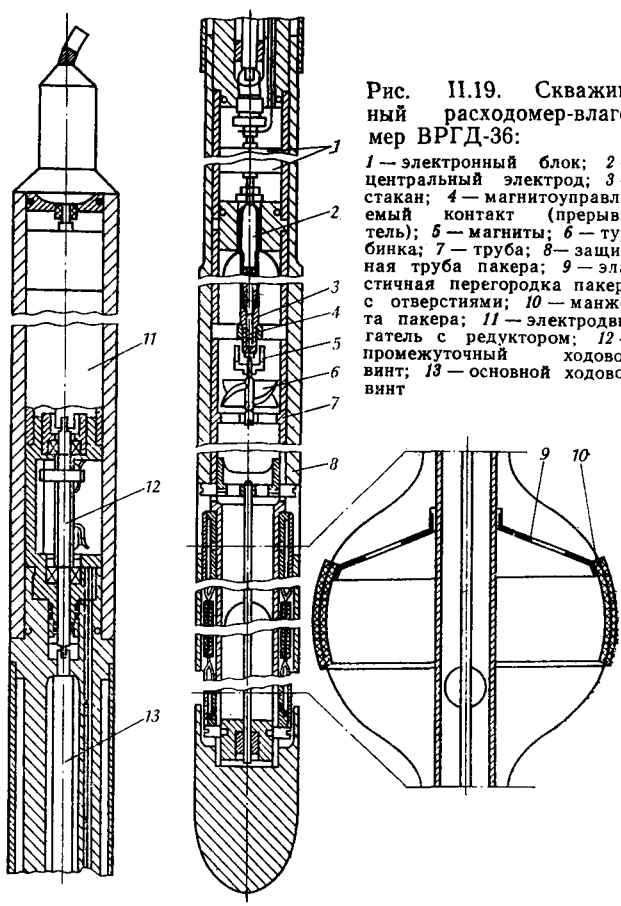


Рис. II.19. Скважинный расходомер-влагомер ВРГД-36:

1 — электронный блок; *2* — центральный электрод; *3* — стакан; *4* — магнитоуправляемый контакт (прерыватель); *5* — магниты; *6* — турбинка; *7* — труба; *8* — защитная труба пакера; *9* — эластичная перегородка пакера с отверстиями; *10* — манжета пакера; *11* — электродвигатель с редуктором; *12* — промежуточный ходовой винт; *13* — основной ходовой винт

ностью приборов является использование свободного конца емкостного преобразователя влагомера в качестве верхней опоры турбинки и размещение магнитного прерывателя в полости конденсатора. Последовательное расположение турбинки и конденсатора позволяет использовать вращение турбинки для образования мелкодисперсной смеси, протекающей через электроды проточного конденсатора. В приборе ВРГД-36 (диаметр 36 мм) использовано пакерующее устройство расходомера РГД-2М. Прибор «Кобра-36РВ» отличается тем, что в нем применено пакерующее устройство расходомера «Кобра-36Р». Диапазон измеряемых расходов составляет 0,2—2,5 м³/ч (4,8—60 м³/сут), а диапазон влажности 0—60%. Прибор предназначен для работы при температуре до 70°С и давлении до 25 МПа.

Скважинный дистанционный прибор ДРМТ-3, разработанный ВНИИКАнефтегазом, предназначен для одновременного измерения давления до 60 МПа и температуры до 180°С в фонтанных и насосных скважинах. Датчиками давления и температуры служат струнные преобразователи, принцип действия которых основан на использовании зависимости частоты поперечных колебаний струны от степени ее натяжения, определяемой значением действующего на струну растягивающего усилия.

Скважинный прибор (рис. II.20) состоит из преобразователей давления и температуры, объединенных конструктивно в одном герметичном корпусе. Каждый преобразователь выполнен в виде двух трубчатых пружин *3*, подвижные концы которых связаны перемычкой (струной) *5*, а неподвижные закреплены в основании *4*, имеющем систему каналов для одновременной подачи давления в полость трубчатых пружин. В основании неподвижно закреплен электромагнит *6*. Измеряемое давление воздействует на трубчатые пружины и преобразуется в усилие, вызывающее изменение степени натяжения перемычки, а следовательно, и частоты ее поперечных колебаний. Электромагнит служит для возбуждения колебаний перемычки, изготовленной из ферромагнитного материала, при подаче в него электрического импульса. По исчезновении импульса с электромагнита наводится переменная электродвижущая сила, частота которой равна частоте колебаний перемычки. Выходные сигналы датчиков давления и температуры разделены по частотам, что обеспечивает возможность одновременной передачи обоих сигналов по одножильному кабелю. В наземной аппаратуре эти сигналы разделяются с помощью полосовых фильтров, установленных на входе аппаратуры. Измерение и регистрация сигналов осуществляются наземной аппаратурой последовательно.

Наземная аппаратура состоит из цифрового измерителя ЦИ-3 и электроуправляемой печатающей машинки. Аппаратура работает цикличе-

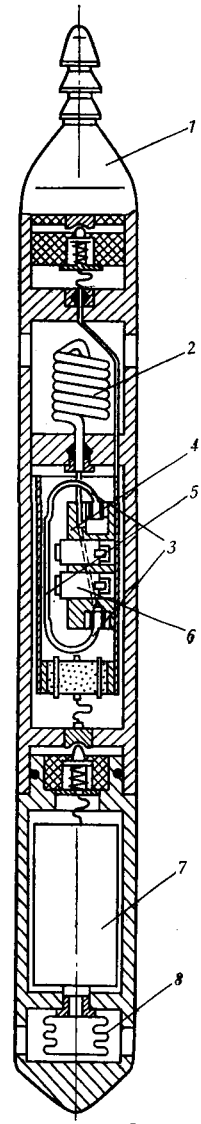


Рис. II.20. Схема дистанционного манометра-термометра ДРМТ:
1 — кабельный наконечник; *2* — термоприемник; *3* — трубчатые пружины; *4* — основание; *5* — перемычка; *6* — электромагнит; *7* — преобразователь давления; *8* — сильфон

ски, т. е. за один цикл измерения от датчиков с интервалом в 2 с передается измерительный сигнал. Время повторения циклов устанавливается равным от 10 с до 1 ч. На цифровом табло и на печатающей машинке регистрируются текущее время, результат измерения давления и температуры. С помощью измерителя ЦИ можно регистрировать показания также по глубине спуска прибора в скважину. При этом циклы измерений повторяются через 0,5, 5 и 10 м.

Комплексный прибор ДРМТ-3 имеет наружный диаметр 26 мм и длину 1100 мм. Масса прибора 3,5 кг. Основная приведенная погрешность давления составляет 0,4%, а температуры — 1% при тепловой инерционности не более 5 с. В настоящее время разработаны также конструкции приборов типа ДРМТ диаметром 20 мм.

Автономный комплексный прибор ПАК-1, разработанный ВНИИГИС, предназначен для измерения давления и температуры при исследовании скважин с помощью испытателей пластов типа КИИ-95 или КИИ-146.

Скважинный прибор содержит датчики давления и температуры. Чувствительным элементом датчика давления является полупроводниковый тензорезистор, наклеенный на металлическую мембрану. В качестве датчиков температуры используют резисторы, выполненные из медного провода диаметром 0,05 мм.

Выходной сигнал датчиков преобразуется в частотный сигнал, который в двоичном ходе регистрируется на магнитной ленте с помощью двухдорожечной магнитной головки и лентопротяжного механизма со съемной кассетой. В приборе имеется блок управления с программным устройством, который автоматически включает регистрирующее устройство на заданной глубине и «опрашивает» датчики по двум программам: по первой 5 раз в минуту, а по второй — 10 раз. Результаты измерения воспроизводят с помощью лентопротяжного механизма наземной панели при повышенной скорости, что позволяет сократить время воспроизведения до 30 мин.

Прибор имеет верхние пределы измерения давления от 25 до 60 МПа, а диапазон измерения температуры от 10°С до 100°С. Погрешность не превышает 2%. Диаметр скважинного прибора 42 мм, длина 1500 мм. Время непрерывной работы с одним блоком питания составляет 20 ч.

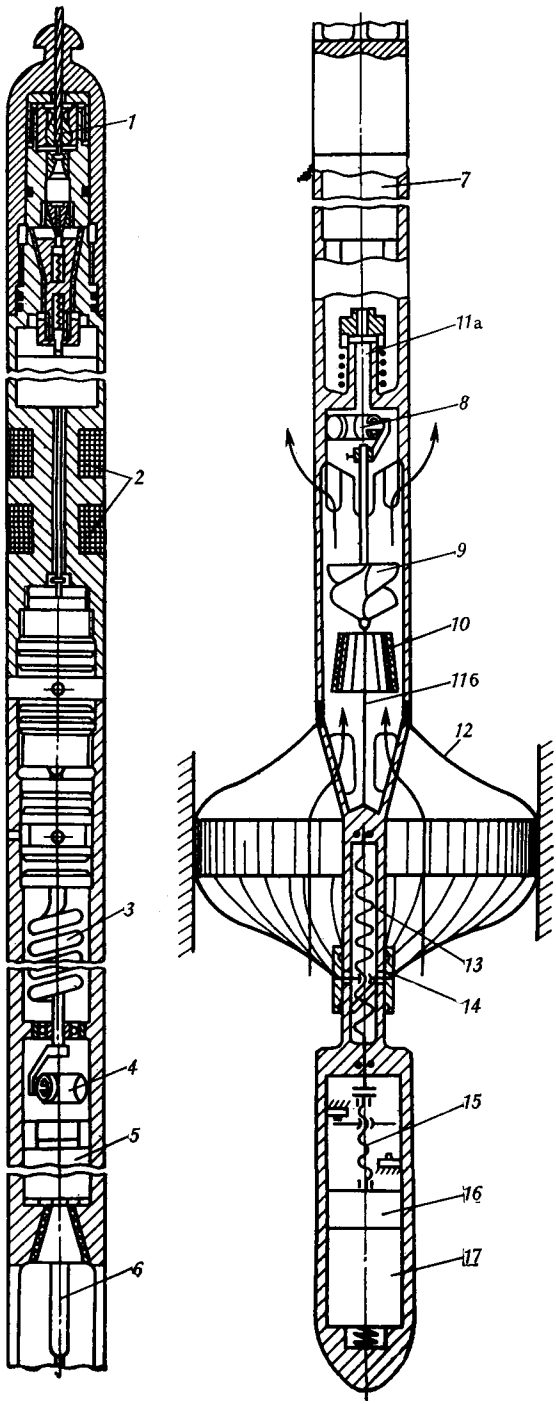
Комплексная аппаратура «Поток-5» предназначена для измерения давления, температуры, расхода и влажности жидкости. Скважинный прибор «Поток-5» (рис. II.21), спускаемый на одножильном кабеле *1*, состоит из датчиков указанных величин (p; T; Q; W), локатора сплошности L и пакерующего устройства с электромеханическим приводом $П$. Локатор сплошности обеспечивает точную привязку данных к разрезу скважины.

Датчик давления состоит из геликсной пружины *3* и индуктивного преобразователя. Свободный конец геликса соединен с ферритовым кольцом, входящим в катушку *4*. С повышением или понижением давления в скважине ферритовое кольцо перемещается внутри катушки, изменяя ее индуктивность. В качестве датчиков температуры использованы полупроводниковые элементы *6*. Изменение сопротивления этих элементов пропорционально уменьшению или увеличению температуры окружающей среды.

Для измерения расхода в приборе применен датчик расхода с заторможенной турбинкой *9*. Поток жидкости, воздействуя на турбинку, вызывает закручивание струи *11а* и *11б* на определенный угол, что приводит к перемещению сердечника *8* внутри катушки и изменению ее индуктивности. Содержание воды в нефти определяют с помощью конденсатора емкостного датчика.

Рис. II.21. Скважинный комплексный прибор «Поток-5»:

1 — кабель; *2* — трансформаторы локатора сплошности; *3* — геликсная пружина; *4* — индукционная катушка; *5*, *7* — электронные блоки; *6* — полупроводниковые элементы; *8* — сердечник; *9* — заторможенная турбинка; *10* — емкостной датчик; *11а* и *11б* — струны; *12* — пластины пакера; *13* — основной ходовой винт; *14* — подвижная втулка пакера; *15* — промежуточный ходовой винт; *16* — редуктор; *17* — электродвигатель


1
2
3
4
5
6
7
11a
8
9
10
11б
12
13
14
15
16
17

Катушки индуктивности датчиков давления и расхода входят в состав колебательных контуров *LC*-генераторов. Поэтому при изменении индуктивности изменяется частота выходного сигнала. Преобразование индуктивности в частоту происходит в электронных блоках *5* и *7*. Датчики подключаются к наземной аппаратуре последовательно или вызовом сигнала, или автоматически через 10—12 ч. При подключении по вызову время измерения не ограничено. В автоматическом режиме работы время измерения составляет 2—3 с.

Каркас пакера образован металлическими пластинами *12*, закрепленными в два ряда во втулках. При открытии пакера подвижная втулка *14* вначале совершает винтовое движение, поворачивая пластины, которые изгибаются и прижимают оболочку к стенкам скважины. Затем втулка движется параллельно оси прибора и усиливает прижатие пластин с оболочкой к стенкам скважины. При закрытии пакера пластины плотно прижимаются к корпусу прибора, перекрывая входные отверстия. В закрытом состоянии пакер имеет диаметр меньший, чем корпус прибора, что предохраняет его от повреждения при спуско-подъемных операциях.

Комплексный прибор «Поток-5» имеет следующие характеристики: верхний предел по давлению 25 МПа, диапазон измеряемых расходов 6—60 м³/сут или 15—150 м³/сут, пределы измерения температуры 20—100°С, диаметр корпуса 40 мм, длина 2900 мм, погрешность измерения давления 1,5%, температуры 1%, расхода 4%. Влагомер обеспечивает определение влажности в диапазоне до 100%.

АГРЕГАТНЫЙ КОМПЛЕКС СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ

Применение различных категорий и типов скважинных приборов, имеющих одинаковое функциональное назначение, не всегда является достаточно обоснованным и создает определенные трудности при организации их промышленного выпуска, а также при их эксплуатации. ВНИИКАнефтегазом и ВНИИнефтью разработан агрегатный комплекс (АК) скважинных приборов, предназначенный для проведения гидродинамических исследований. АК состоит из автономных приборов и дистанционных измерительных устройств, спроектированных по блочному методу.

Каждое изделие комплекса (рис. II.22) состоит из блока чувствительных элементов *I*, блока электродвигателя *II*, а также унифицированных блоков регистрирующего устройства *III* и электропитания *IV*, автономных приборов и специальных приставок *V* и *VI* для дистанционных измерительных устройств. В автономных и дистанционных приборах одного назначения используют одинаковые измерительные преобразователи с унифицированным выходным сигналом, а во всех автономных или дистанционных приборах разного назначения используют соответственно либо одинаковые регистрирующие устройства с блоком питания, либо одинаковые преобразователи для передачи унифицированного сигнала по одножильному кабелю. Унификация выходного сигнала позволила применить для приборов разного назначения АК один тип наземной показывающей и регистрирующей аппаратуры.

В состав АК входят описанные приборы для измерения давления и температуры МГН-5, «Онега-1», «Ладога-1», «Молния».

Для сборки автономного прибора, спускаемого в скважину на проволоке, измерительный преобразователь манометра, дифманометра или термометра (блоки *I* и *II*) соединяется с регистрирующим устройством и блоком питания.

При необходимости проведения исследований с помощью дистанционных приборов этот же измерительный преобразователь соединяют с дистанционной приставкой и спускают в скважину на одножильном кабеле. Дистанционная приставка *V* с импульсным преобразователем представляет собой устройство, преобразующее угол поворота вала электродвигателя в электрические импульсы, число которых прямо пропорционально углу поворота вала, а их полярность — направлению вращения. Использование этой приставки обеспечивает высокую точность дистанционной передачи показаний.

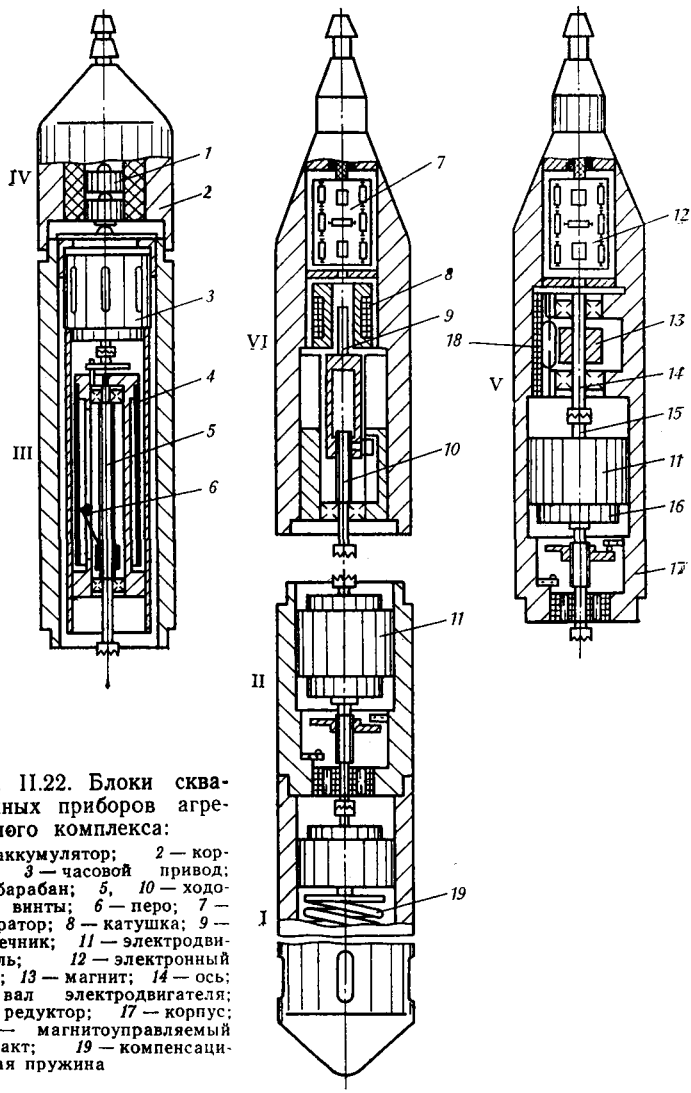


Рис. II.22. Блоки скважинных приборов агрегатного комплекса:

1 — аккумулятор; *2* — корпус; *3* — часовой привод; *4* — барабан; *5*, *10* — ходовые винты; *6* — перо; *7* — генератор; *8* — катушка; *9* — сердечник; *11* — электродвигатель; *12* — электронный блок; *13* — магнит; *14* — ось; *15* — вал электродвигателя; *16* — редуктор; *17* — корпус; *18* — магнитоуправляемый контакт; *19* — компенсационная пружина

Для обеспечения возможности применения скважинных преобразователей с аппаратурой станций АИСТ используют второй тип дистанционной приставки *VI* с частотным преобразователем, схема которого аналогична схеме частотного преобразователя давления аппаратуры «Поток-5». В этой приставке угол поворота вала электродвигателя преобразуется в поступательное перемещение сердечника, который меняет индуктивность катушки генератора.

Характеристика приставки с частотным преобразователем нелинейна, и выходной сигнал зависит от изменения температуры. Поэтому погрешность приборов больше, чем приборов с импульсным преобразователем.

ГЛАВА III
ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ФОНТАННЫХ И ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН И УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Один из разделов комплексного проекта разработки и промыслового обустройства — техника эксплуатации скважин. При проектировании фонтанного или газлифтного способа добычи нефти необходимо решить ряд задач, связанных с подъемом жидкости от забоя к устью скважины, а именно:

при фонтанной эксплуатации

1) установить режимы работы фонтанных скважин на отдельных этапах разработки по проектным данным;

2) выбрать глубину спуска и диаметр НКТ;

3) определить устьевое противодавление, когда обеспечивается наибольший приток жидкости;

4) рассчитать забойное давление и обводненность, соответствующие условиям прекращения фонтанирования;

при газлифтной эксплуатации

1) определить дебит при заданных устьевом противодавлении и удельном расходе газа;

2) рассчитать местоположение пусковых клапанов;

3) рассчитать удельные расходы газа при работе на оптимальном и максимальном режимах;

4) рассчитать глубину установки рабочего клапана (или муфты) для подачи газа в колонну НКТ и диаметр труб.

Упомянутые задачи решаются на основе законов движения газожидкостных смесей (ГЖС) в вертикальных трубах.

ВЫБОР МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА

Все методики расчета газожидкостного подъемника основаны на результатах лабораторных или промысловых исследований движения газожидкостных смесей в трубах. Следует отдать предпочтение той группе методик расчета, в которых учитывается структура потока, поскольку ее влиянием обусловлен в значительной мере градиент давления при движении газожидкостной смеси.

Выбор методики расчета в первую очередь определяется постановкой задачи.

Методика А. П. Крылова основана на лабораторных опытных данных; поскольку кинематическая вязкость жидкости изменялась в широких пределах ($1 \cdot 10^{-6}$—$106 \cdot 10^{-6}$ м^2/с), то рекомендуемые соотношения пригодны и для обводненной продукции (кажущаяся вязкость водонефтяной смеси в десятки раз больше вязкости нефти). Тем более что, как показали опыты, относительная плотность смеси (от которой в основном зависит общий градиент давления) практически не зависит от физических свойств жидкости (конечно, в пределах тех свойств жидкости, с которыми проводились опыты). Как правило, суммарный расход смеси (свободный газ и жидкость) был больше 170—260 м^3/сут.

В этой методике предусматривается, что структура потока пробковая. Наряду с расчетом распределения давления по колонне НКТ приводятся соотношения для определения расходов жидкости и газа при движении смеси на оптимальном и максимальном режимах.

Методика Н. Н. Константинова дает возможность считать давление по длине колонны насосно-компрессорных труб в условиях пробковой структуры потока, когда

$$\lg \frac{gd^3}{\nu^2_{ж}} = 3 - 18,$$

где $\frac{gd^3}{\nu^2_{ж}} = Ga_{ж}$ — критерий Галилея: мера отношения сил молекулярного трения и тяжести в потоке; g — ускорение свободного падения; d — диаметр трубы; $\nu_{ж}$ — кинематическая вязкость жидкости.

Методика основана на опытных данных автора, Мура и Уайльда, Берингера и других.

Методика Пирвердяна А. М., Гузик А. И. и др. позволяет рассчитать расходы жидкости и газа в условиях оптимального и максимального режимов. Она применима, когда объемное количество выделившегося газа (по мере подъема смеси в трубах) пренебрежимо мало по сравнению с общим объемом свободного газа. Успешно эта методика может быть использована для обводненных газлифтных скважин.

Методика Шербестова Е. В. и Леонова Е. Г. позволяет определить расстояние от устья скважины до сечения с заданным давлением или решить обратную задачу (без учета объема выделившегося газа и ряда других допущений).

В рекомендуемых соотношениях предусмотрено наличие пробковой структуры смеси, они достаточно простые и не требуют трудоемких расчетов. Эта методика может быть также использована и для расчета распределения давления по длине труб.

Методика Р. И. Медведского, Ф. Г. Аржанова и др. позволяет расчетным путем установить распределение давления по длине колонны НКТ (для вертикальных и наклонных скважин), определить добывные возможности газлифтных скважин (обводненных и безводных). Сравнение расчетного распределения давления с фактическим показывает хорошую сходимость. Достаточная точность расчетов обеспечивается, когда число Фруда больше единицы.

Методика Поэтмана и Карпентера разработана на основании обобщения промысловых данных. Рекомендуемый авторами график для установления общих потерь напора при движении смеси построен независимо от структуры потока, используется для построения кривой давление — глубина, расчета места установки рабочего клапана, потребного расхода газа.

По данным некоторых зарубежных авторов этот метод пригоден, если дебит находится в пределах 3—200 м³/сут, газовый фактор 18—180 м³/м³, вязкость нефти небольшая. Вблизи верхнего или нижнего пределов возможна значительная ошибка.

Методика Данса и Роса рассчитана на все возможные структуры потока. В этой методике используется обширный графический материал, представленный в безразмерных координатах. По рекомендуемым графикам проводятся расчеты (распределения давления, минимального градиента давления и т. д) в широком диапазоне изменения вязкости жидкости (0,8—300 мПа·с). Имеются рекомендации по расчету движения ГЖС, если в потоке жидкости содержится не более 10% воды.

Методика Г. Уоллиса преимущественно пригодна для движения смеси при пробковой структуре. Она охватывает широкий диапазон изменения вязкости и скорости движения смеси. Результаты расчетов распределения давления согласуются с рекомендациями Н. Н. Константинова.

ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Точность результатов расчетов обусловлена в основном соответствием используемых соотношений реальным условием и достоверностью исходных данных.

В расчетах движения газожидкостной смеси необходимо знать: давление насыщения нефти газом, свойства (плотность, вязкость, объемный коэффициент) жидкой и газообразной фаз, количество растворенного газа в нефти при различных температурах и давлениях. Очень часто эти данные известны только при пластовой температуре. В связи с этим используются известные в литературе графические или эмпирические зависимости, которые позволяют установить изменения свойств не только от давления, но и от температуры.

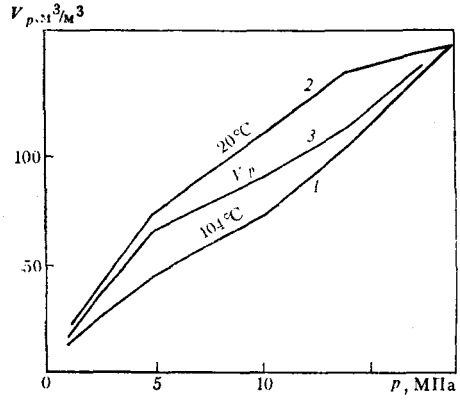


Рис. III.1. Схематическая зависимость между количеством растворенного газа и давлением:

1 — при пластовой температуре; *2* — при поверхностной температуре; *3* — осредненная зависимость

Чтобы установить зависимость от температуры количества выделившегося газа, необходимо иметь по крайней мере графики $V_р = f(p)$ ($V_р$ — количество растворенного газа, p — давление), соответствующие температурам $T_{пл}$ и T_0 (T_0 — нормальная температура).

В соответствии с ними (рис. III.1) строится график зависимости изменения температуры и давления по мере подъема смеси.

Анализ промысловых данных показывает, что при движении газожидкостной смеси по вертикальным трубам можно принять

$$T = T_у + (p - p_у)\frac{T_{заб} - T_у}{p_{заб} - p_у},$$

где $p_{заб}(p_у)$ — забойное (устьевое) давление; $T_у$ — предполагаемая температура на устье; $T_{заб}$ — температура на забое.

Рассчитать объемное количество растворенного газа при заданном давлении p и расчетной температуре T можно на основании линейной интерпретации. Этот способ определения растворимости газа в нефти используется при расчете распределения давления по длине труб. Рассмотрим расчет растворимости на примере.

Пример. Рассчитать объемное количество растворенного газа (приведенное к температуре 20°С и нормальному давлению) при давлениях: устьевое давление 1,0 МПа, и следующих забойных давлениях 2,5; 5,0; 10,0; 15,0; 17,0 МПа. Температура на забое скважины 95°С, на устье 25°С. Исходные данные растворимости при температурах 20°С и 104°С следующие.

p, МПа	18,6	13,8	10,0	5,0	2,5	1,3	1,0
V, м³/м³ (при $T = 20$ °С) . . .	—	139	110	74	39	23	18
V, м³/м³ (при $T = 104$ °С) . .	150	103	72	45	26	16	13

Прежде всего необходимо установить давление насыщения $p_{нас}$, соответствующее забойной температуре. Если отсутствуют данные об изменении давления насыщения от температуры, то можно воспользоваться следующей зависимостью между давлением насыщения и температурой:

$$\frac{18,6 - 13,8}{104 - 20} = 0,0571 = \frac{p_{нас} - 13,8}{95 - 20}.$$

Отсюда $p_{нас}$=18,1 МПа. Полученное давление насыщения при забойной температуре больше заданного забойного давления (17 МПа), что указывает на приток газированной жидкости к забою скважины.

Количество растворенного газа при давлении насыщения 18,1 МПа и T=95°С рассчитывается исходя из линейной интерполяции, а именно:

$$\frac{150 - 139}{18,6 - 13,8} = 2,29 = \frac{V_{нас} - 139}{18,1 - 13,8}.$$

Отсюда $V_{нас}$=149 м³/м³.

Количество растворенного газа при забойном давлении 17 МПа и $T=95$ °С определим следующим образом. Давлению насыщения 17 МПа (рис. III.1) соответствует температура, определяемая из соотношения

$$\frac{18,6-13,8}{104-20}=0,0571=\frac{17,0-13,8}{T-20}.$$

Отсюда T=76°С. Количество растворенного газа при 17 МПа и температуре 76°С рассчитывается из соотношения

$$\frac{150-139}{18,6-13,8}=2,29=\frac{V_{\text{нас1}}-139}{17,0-13,8}.$$

Отсюда $V_{\text{нас}}$=146 м³/м³.

Теперь определим количество растворенного газа $V_{\text{нас2}}$ при давлении 17 МПа и температуре 95°С из соотношения

$$\frac{146-134}{76-104}=-0,429=\frac{V_{\text{нас2}}-134}{95-104}.$$

Отсюда $V_{\text{нас2}}$=138 м³/м³. В этом соотношении 134 м³/м³ представляет собою количество растворенного газа при давлении 17 МПа и температуре 104°С. Эта величина определяется по графику. Объемное количество свободного газа, поступающего к забою скважины, будет $V_{\text{нас}}-V_{\text{нас2}}=149-138=11$ м³/м³.

Аналогично ведется расчет при давлениях $p_{\text{заб}}>p>13,8$ МПа. Значительно проще расчеты при давлениях $p\leqslant 13,8$ МПа. Так, температура в колонне НКТ при давлении 13,8 МПа

$$T=25+(13,8-1,0)\frac{95-25}{17,0-1,0}=81\text{°С},$$

а количество растворенного газа при этой температуре определится из следующего соотношения:

$$\frac{139-103}{20-104}=-0,429=\frac{V_x-103}{81-104}.$$

Отсюда V_x=113 м³/м³. Таким образом, при снижении давления от 17,0 до 13,8 МПа и уменьшении температуры от 95°С до 81°С количество выделившегося газа составит 138—113=25 м³/м³. Результаты расчетов температуры, количества растворенного и выделившегося газа следующие:

p, МПа	17,0	13,8	10,0	5,0	2,5	1,3	1,0
T, °С	95	81	64	43	32	26	25
$V_{\text{р}}$, м³/м³	138	113	90	66	37	22	18
$V_{\text{с}}$, м³/м³	11	36	59	83	112	127	131

$V_{\text{р}}$ — количество растворенного газа: $V_{\text{с}}$ — количество свободного газа.

В последней строке находятся данные о суммарном количестве свободного газа, поступающего вместе с 1 м³ нефти.

Если при расчетах необходимо знать только среднее количество растворенного в нефти газа, то по графику (см. рис. III.1, кривая *3*) определяется среднеинтегральное значение (при заданном интервале изменения давления).

Все методы расчета предусматривают наличие сведений об объемном расходе жидкой фазы. Изменением объемного расхода жидкой фазы по мере подъема смеси можно пренебречь и расчеты проводить исходя из средней температуры в колонне НКТ.

Для оценки средней температуры можно использовать графики, рекомендуемые в литературе. В соответствии с этими графиками температурный градиент потока (в °С на 100 м) определяется по эмпирической формуле.

$$\Gamma=\frac{\Gamma_0}{1+0,00121\,(q+v)^{1,1}\sqrt{\Gamma_0}}. \qquad \text{(III.1)}$$

Γ_0 — геотермический градиент для данной площади, °С/100 м; $q+v$ — общий дебит смеси соответственно жидкости и газа, м³/сут.

Это соотношение применимо для труб с внутренним диаметром 6,2 см. Для труб диаметром 5,03 см общий дебит надо увеличить в 2 раза. Если диаметр труб 7,59 см, то общий дебит надо умножить на 0,67.

Соотношение (III.1) приближенное и не учитывает свойства нефти и газа, различие в передаче тепла через кольцевое пространство, заполненное жидкостью или газом, и ряд других факторов. Тем не менее оно дает удовлетворительные результаты для решения некоторых задач, связанных с движением ГЖС (например, для определения средней температуры в колонне НКТ, температуры смеси у устья скважины).

Подъем смеси сопровождается увеличением скорости, что приводит к уменьшению температурного градиента, поэтому при расчетах следует учитывать изменение расхода смеси не только за счет давления, но и за счет изменения температуры.

Поскольку одновременный учет давления и температуры при установлении объемного расхода смеси встречает математические затруднения, рекомендуется проводить расчет по формуле (III.1) в такой последовательности:

1) определяется объемный расход свободного газа (с учетом растворимости) при нескольких произвольно выбранных давлениях (от забойного до устьевого) и среднеарифметической температуре (среднее значение между пластовой и поверхностной температурами);

2) рассчитываются температурные градиенты по формуле (III.1) при принятых ранее давлениях;

3) численным методом рассчитывается среднеинтегральное значение температурного градиента потока.

Расчетная устьевая температура устанавливается на основании соотношения

$$T_у = T_{пл} - 0{,}01\Gamma_{ср}H,$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура; $\Gamma_{ср}$ — температурный градиент потока; H — глубина залегания продуктивного горизонта.

Другие методы расчета распределения температуры по длине колонны НКТ требуют знания целого ряда величин, которые чаще всего неизвестны поэтому их применение затруднительно.

На основе данных распределения температуры по длине колонны НКТ можно приближенно установить местоположение сечения, где начинается образование парафиновых отложений.

В уравнениях движения ГЖС фигурирует вязкость жидкой и газообразной фаз. Данные о вязкости с достаточной степенью точности можно принимать по средней температуре в колонне НКТ.

Если забойное давление выше давления насыщения, то при расчетах, связанных с подъемом жидкости, необходимо знать местоположение сечения, где начинается выделение газа из нефти.

От температуры потока зависят давление насыщения и количество выделившегося газа. Так как подъем смеси сопровождается снижением температуры, то это приводит к уменьшению давления насыщения и растворимости. М. Д. Штоф, Ю. И. Белов и В. П. Прончук для расчета давления насыщения при заданной температуре рекомендуют следующее соотношение:

$$p_{наст} = p_{нас} - k(T_{пл} - T), \qquad \text{(III.2)}$$

где $p_{наст}$ — давление насыщения при температуре T, МПа; $p_{нас}$ — давление насыщения при пластовой температуре $T_{пл}$, МПа;

$$k = \frac{0{,}1R_0\ (N_{c1} - 0{,}8N_{N2})}{7018 + 0{,}916R_0\ (N_{c1} - 0{,}8N_{N2})},\ \text{МПа/°С},$$

R_0 — газовый фактор, полученный при однократном разгазировании, м³/т; N_{N2}, (N_{c1}) — молярное содержание соответственно азота и метана, полученное при однократном разгазировании, %.

Это эмпирическое выражение получено по результатам исследований 51 пластовой нефти различных районов (Куйбышевская и Оренбургская области, Западная Сибирь, Северный Сахалин, Удмуртская АССР). Газовые факторы колебались в широких пределах (от 10,3 м³ до 366 м³/т). В широких пределах изменялся и коэффициент k пропорциональности (0,0024—0,0619 МПа/°С). Проверка приведенного соотношения по данным 73 нефтей показала, что среднее отклонение составляет 2,2%, максимальное достигает 10,4%.

Пример. Установить местоположение сечения, где начинается выделение газа, при следующих исходных данных.

Диаметр НКТ 5,03 см; дебит скважины 200 т/с, плотность пластовой нефти 750 кг/м³ геотермический градиент 3,2°С/100 м; температурный коэффициент нефти α, учитывающий изменение плотности, 0,7 кг/(м³·°С); коэффициент пропорциональности k, учитывающий изменение давления насыщения в зависимости от температуры, 0,03 МПа/°С; забойное давление 11 МПа; давление насыщения при пластовой температуре 50°С составляет 9,0 МПа.

Решение. Объемная производительность скважины 200 : 0,75=267 м³/сут. Температурный градиент потока в соответствии с (III,1)

$$\Gamma = \frac{3,2}{1 + 0,00121\ (2 \cdot 267)^{1,1}\sqrt{3,2}} = 1,01\ ^\circ\text{С}/100\ \text{м}.$$

Пренебрегая гидравлическими сопротивлениями в области однофазного потока (v=0), имеем

$$p_{\text{заб}} = X\,\rho_{\text{н}} g\,10^{-6} + p_{\text{н}} - 0,01 k \Gamma X,$$

где X — расстояние от забоя до сечения, где начинается выделение газа из нефти, м; $\rho_{\text{н}}$ — средняя плотность нефти в области однофазного потока с учетом температурного коэффициента; $\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{пл}} + 0,01\,\frac{\alpha}{2}\,\Gamma X$; Γ — расчетный геотермический коэффициент, °С/100 м.

Подставив исходные данные и расчетную величину Γ в приведенное соотношение, получим

$$11 = X\left(750 + \frac{0,01 \cdot 0,7}{2} \cdot 1,01\,X\right) 9,8\ 10^{-6} + 9 - 0,01 \cdot 0,03 \cdot 1,01 X,$$

Отсюда X=279 м.

Таким образом,

$$T = 50 - 2,79 \cdot 1,01 = 47^\circ\text{С};$$

$$\rho_{\text{ср}} = 750 + \frac{0,7}{2}\,(50 - 47) = 751\ \text{кг/м}^3;$$

$$p_{\text{нас}T} = 9 - 0,03\ (50 - 47) \approx 8,9\ \text{МПа}.$$

При этой же производительности скважины, но диаметре трубы 6,2 см результаты будут следующие: Γ=1,59 °С/100 м, T=45°С, $p_{\text{нас}T}$=8,85 МПа, X=288 м.

Если не учитывать изменение температуры по длине колонны НКТ, то X=267 м.

Наиболее ощутимо зависимость высоты столба однофазного потока от температуры проявляется при сравнительно низких дебитах и высоких геотермических градиентах.

Несколько иначе подходит к определению давления насыщения в работающей скважине К. В. Виноградов. Он предлагает в координатах давление — температура строить две кривые. Первая — зависимость между давлением в колонне НКТ и температурой (по данным глубинных измерений). Вторая — зависимость между давлением насыщения и температурой (по экспериментальным данным). Точка пересечения этих кривых соответствует

действительному давлению насыщения и соответствующему значению температуры.

При обосновании выбора исходных данных немаловажную роль играет численное значение газового фактора. Все рекомендуемые соотношения включают в себя эту величину. Однако расчеты должны всегда сопровождаться оценкой ошибки полученных результатов. Для этого необходимо учитывать предельные (минимальные и максимальные) значения исходных величин.

ДВИЖЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В КОЛОННЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

В колонне насосно-компрессорных труб вместе с жидкостью обычно движется свободный газ. Изучение законов движения газожидкостной смеси (ГЖС) по колонне НКТ необходимо не только для расчетов, связанных с фонтанной или газлифтной эксплуатацией, но и при эксплуатации скважин погружными электронасосами, штанговыми, струйными и другими насосами.

Уравнение движения ГЖС записывается в следующем виде:

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_{ж} g} \cdot \frac{dp}{dl} = \frac{\rho_c}{\rho_{ж}} + \frac{1}{\rho_{ж} g}\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр} + \frac{1}{\rho_{ж} g}\left(\frac{dp}{dl}\right)_{ин}, \qquad \text{(III.3)}$$

где ε — общий градиент давления, выраженный в высоте столба жидкости плотностью $\rho_{ж}$, приходящийся на единицу длины трубы; g — ускорение свободного падения; ρ_c — плотность газожидкостной смеси; $\frac{1}{\rho_{ж} g}\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр}$ — градиент давления, обусловленный силами сопротивления, выраженный в высоте столба жидкости плотностью $\rho_{ж}$, приходящейся на единицу длины трубы; $\frac{1}{\rho_{ж} g}\left(\frac{dp}{dl}\right)_{ин}$ — градиент давления, обусловленный инерционными силами.

Все слагаемые этого уравнения безразмерные, что облегчает расчеты и обобщение результатов исследований.

Величина ρ_c определяется суммой

$$\rho_c = \rho_{ж}(1-\varphi) + \rho_г \varphi, \qquad \text{(III.4)}$$

где $\rho_г$ — плотность газовой фазы; φ — истинная газонасыщенность (отношение площади сечения трубы, занятой газовой фазой, к общей площади трубы).

Отношение ρ_c к $\rho_{ж}$ называется относительной плотностью смеси.

От суммарного расхода жидкости и газа, различия давлений на концах трубы от инерционного члена может ощутимо зависеть общая сумма. Это слагаемое можно определить по формуле

$$h_{ин} = \frac{1}{\rho_{ж} g}\left(\frac{dp}{dl}\right)_{ин} = \frac{(v_2 - v_1)(v_2 + v_1 + 2q)}{2gL f^2}, \qquad \text{(III.5)}$$

где $v_2(v_1)$ — объемный расход газа при давлении $p_2(p_1)$; q — объемный расход жидкости; L — длина НКТ, где в нижней части трубы давление p_1, а в верхней p_2; f — площадь сечения трубы.

Обычно $h_{ин}$ невелико по сравнению с общей суммой, поэтому многими авторами это слагаемое не учитывается.

В последние десятилетия широкое распространение для описания процессов движения ГЖС нашли безразмерные параметры. Особое значение в гидродинамике ГЖС приобретает метод подобия, который позволяет изучать многие факторы в широком диапазоне их изменения.

Критериальное уравнение установившегося изотермического процесса течения ГЖС может быть записано в наиболее общем виде следующим образом:

$$f_1(\mathrm{Eu_c}) = f_2(\mathrm{Fr_c}, \mathrm{Re_c}, \mathrm{We}, \beta, \overline{\mu_0}, \overline{\rho_0}),$$

где $Eu_c=\Delta p_{тр}/\rho_c w^2_c$ — критерий Эйлера — отношение гидравлических сопротивлений к динамическому напору на рассматриваемом участке потока; $Fr_c=w^2_c/gd$ — критерий гравитационного подобия, определяется отношением сил инерции к силе тяжести; $Re_c=w_c d/\nu_c$ — критерий Рейнольдса, является мерой отношения в потоке сил инерции и молекулярного трения; $We=\sigma/g(\rho_ж-\rho_г)d^2$ — критерий Вебера, является мерой отношения силы поверхностного натяжения к силе тяжести; $\beta=\bar{v}/(\bar{v}+q)=\alpha/(\alpha+1)$ — расходная газонасыщенность; $\bar{\mu}_0=\mu_ж/\mu_г$; $(\bar{\rho}_0=\rho_ж/\rho_г)$ — приведенная вязкость (плотность); $w_c=(v+q)/f$ — скорость движения смеси; σ — поверхностное натяжение на границе жидкость — газ; ν_c — кинематическая вязкость газожидкостной смеси; $\alpha=v/q$ — газовое число; d — диаметр трубы; v и q — объемные расходы газа и жидкости при заданных давлении и температуре; ρ_c — плотность смеси.

Чаще всего при движении газонефтяной смеси по НКТ нефть — сплошная фаза, а газ — дискретная. При очень высоких объемных содержаниях свободного газа (что редко встречается на практике) последний представляет сплошную среду.

По мере увеличения обводнения в добываемой продукции вода из прерывистой фазы переходит в сплошную. Более сложная система — среда, состоящая из трех компонентов — нефти, воды и газа. Еще более сложной будет система, где присутствует песок. Вследствие высокой степени дисперсности системы в значительной мере осложняются расчеты, связанные с движением ГЖС. Рекомендуемые в литературе расчетные зависимости пригодны только применительно к определенным структурам потока.

Различают несколько структур потока.

1. Пузырьковая — газообразная фаза распределена в жидкости в виде небольших (по сравнению с диаметром трубы) пузырьков, которые движутся относительно жидкости.

2. Снарядная (пробковая) — газообразная фаза представлена в виде крупных пузырей, поперечные размеры которых соизмеримы с диаметром трубы. По своей форме пузыри напоминают снаряды с головкой параболического очертания. Газовые пузыри чередуются с жидкостными перемычками, где могут быть мелкие газовые пузырьки.

3. Эмульсионная — газообразная фаза распределена в потоке в виде мелких пузырей, разделенных жидкими пленками.

4. Кольцевая (стержневая) — газообразная фаза образует ядро потока, а жидкость в виде пленки движется по стенкам трубы.

5. Дисперсная — мелкие капли жидкости распределены равномерно в общем потоке газа.

Наряду с указанными структурами потока имеется ряд промежуточных.

При подъеме ГЖС по колонне НКТ в зависимости от газового числа и физических свойств жидкости структура потока может изменяться.

При движении ГЖС в нефтяных скважинах наблюдаются преимущественно пузырьковая и пробковая структуры потока.

В формуле (III.3) наибольшее значение имеет первое слагаемое. Многие авторы при расчетах φ исходят из модели потока дрейфа, поэтому истинная линейная скорость газа

$$w_г=\frac{v}{f\varphi}=A\frac{q+v}{f}+w_0, \qquad (III.6)$$

где w_0 — превышение линейной скорости газа над скоростью смеси.

Коэффициент A, характеризующий неравномерный профиль скорости смеси по радиусу, согласно А. П. Крылову, равен единице (w_0=1 м/с). Ряд авторов считает, что A может меняться от 1,0 до 1,5 и рекомендуют принимать его равным 1,2.

Зубер и Финдлей, учитывая неравномерное распределение скорости и газонасыщенности по радиусу трубы, указывают, что коэффициент A зависит от отношения φ_c к φ_0 (φ_c — истинная газонасыщенность у стенки трубы, φ_0 — газонасыщенность на оси трубы). Если $\varphi_c:\varphi_0>1$, то $A<1$, при

$\varphi_c : \varphi_0 < 1$ $A = 1—1{,}5$. При движении газонефтяной смеси в начальной стадии выделения газа из нефти рассматриваемое отношение должно быть больше единицы, т. е. $A < 1$.

Если $A = 1$, то в выражении (III.6) под скоростью смеси понимается осредненная скорость гипотетической однородности среды, т. е. не учитывается различие в действительных скоростях отдельных фаз. Из (III.6) следует, что

$$\varphi = v/(A(q+v)+w_0 f), \qquad \text{(III.7)}$$

где $w_0 f$ — объемный расход газа, если он движется в трубе с линейной скоростью w_0.

Если $q = 0$, то w_0 — скорость проскальзывания пузырей в неподвижной жидкости (барботаж).

В потоке газонефтяной смеси наряду с крупными пузырями существует множество мелких, поэтому затруднительно дать структурную характеристику.

Для расчета истинной газонасыщенности целесообразно пользоваться наиболее общими выражениями, пригодными, в частности, для смешанной структуры. Так, Д. А. Лабунцов, И. П. Корнюхин и Э. А. Захарова, рассматривая поток ГЖС, состоящий из небольших сферических пузырей, движущихся без скольжения, и крупных пузырей, где имеется относительная скорость, рекомендуют соотношение

$$\varphi = \frac{\beta}{1 + \dfrac{w_п k_0}{w_c}}, \qquad \text{(III.8)}$$

где $w_п k_0$ — групповая скорость всплытия пузырей;

$$w_п = 1{,}5 \sqrt[4]{g\sigma\,(\rho_ж - \rho_г)\,\rho_ж^{-2}}; \qquad \text{(III.9)}$$

$w_п$ — скорость движения одиночного пузыря (при $q = 0$), когда диаметр трубы значительно больше размера крупных пузырей (формула Франк-Каменецкого); k_0 — поправочный коэффициент (фактор взаимодействия), учитывающий зависимость действительной скорости от наличия множества пузырей,

$$k_0 = 1{,}4 \left(\frac{\rho_ж}{\rho_г}\right)^{0{,}2} \left[1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж}\right]^5.$$

Величина k_0 в значительной мере зависит от отношения $\rho_ж : \rho_г$:

$\rho_ж/\rho_г$	1	10	100	1000
k_0	0	1,31	3,34	5,54

Во многих лабораторных исследованиях $\rho_ж/\rho_г$ порядка 1000, поэтому при пузырьковом течении $k_0 \approx 5$. Для водовоздушной смеси $w_п = 0{,}243$. Если $w_п k_0 = 1$ м/с (по А. П. Крылову), то $\rho_ж/\rho_г = 250$, отсюда $\rho_г = 4$ кг/м^3 (при $\rho_ж = 1000$ кг/м^3), что приблизительно соответствует давлению 0,3 МПа.

При расчетах φ можно рекомендовать формулу (III.8). Однако при больших скоростях движения смеси эта формула дает завышенное значение φ, так как при $w_0 \gg w_п k_0$ $\varphi = \beta$.

Формула Франк-Каменецкого характеризует скорость подъема пузыря диаметром от 0,1 до 2 см.

Для пузырьков диаметром меньше $0{,}5 \cdot 10^{-1}$ см скорость подъема зависит от вязкости жидкости (формула Стокса).

Использовать формулу Стокса затруднительно, поскольку диаметр пузырька неизвестен.

С ростом относительной скорости и увеличением диаметра трубы истинная газонасыщенность уменьшается, что приводит к росту плотности смеси. В связи с этим при выборе диаметра колонны НКТ для подъема смеси следует отдать предпочтение трубам малого диаметра.

Наряду с рассмотренными выражениями для расчета φ рекомендуются и другие.

$$\varphi = \frac{\beta}{4 + 0{,}35\,\mathrm{Fr}_1^{-0{,}5}} \quad \text{(пробковая структура течения смеси)}, \qquad \text{(III.10)}$$

$$\varphi = \frac{\beta}{A + 1{,}53\,\mathrm{Fr}_1^{-0{,}5}\left[\frac{\sigma}{g\Delta\rho d^2}\right]^{0{,}25}} \quad \text{(пузырьковая структура)}, \qquad \text{(III.11)}$$

где

$$\mathrm{Fr}_1 = \frac{\rho_ж w_c^2}{(\rho_ж - \rho_г)\, gd}, \quad \Delta\rho = \rho_ж - \rho_г.$$

В зависимости от конкретных условий истинная газонасыщенность при пробковой структуре потока может быть больше или меньше газонасыщенности при пузырьковой структуре. Это вытекает из сравнения вторых слагаемых в знаменателе приведенных отношений, а именно:

$$a = 4{,}37\left[\frac{\sigma}{g\Delta\rho d^2}\right]^{0{,}25}$$

$\sigma = 72$ мН/м; $d = 4{,}03$ см (7,59); $a = 1{,}13$ (0,82);
$\sigma = 23$ мН/м; $d = 4{,}03$ см (7,59); $a = 0{,}85$ (0,62).

Д. Никлин для расчета истинной газонасыщенности (применительно к пробковой структуре) предлагает в формуле (III.10) принимать A=1,2, а множитель в знаменателе равным 0,292. По данным Девиса и Тейлора этот множитель равен 0,328.

В наиболее общем виде соотношение для расчета истинной газонасыщенности можно представить следующим образом:

$$\varphi = \frac{\beta}{A_1 + (A_2/w_c)}, \qquad \text{(III.12)}$$

где A_1 и A_2 — коэффициенты, зависящие от структуры потока, свойств жидкости и газа.

Если $A_1 \gg A_2/w_c$, A_1=1,2, то получится соотношение, рекомендованное Армандом.

Для промысловой практики особое значение имеет движение ГЖС при q=0, т. е. в условиях пуска скважины. При определении мест расстановки пусковых клапанов и потребных минимальных расходов газа, обеспечивающих движение смеси до устья скважины, необходимо знать распределение давления по длине колонны НКТ.

Согласно Никлину, Зуберу и др., если пренебречь массой газа, а расширение его принимать изотермическим, то

$$v_{ср} = \frac{T_{ср} v_0 p_0}{T_0 (p_1 - p_2)} \ln\frac{p_1}{p_2} = \frac{w_{0f}(1-\varepsilon)}{1 - A(1-\varepsilon)}, \qquad \text{(III.13)}$$

где v_0 — объемный расход газа, приведенный к нормальным условиям; $T_{ср}$ — средняя температура в колонне НКТ; p_1 и p_2 — давления на концах трубы; $\varepsilon = (p_1 - p_2)/L\rho_ж g$; A=1—1,5.

На основе этого соотношения устанавливается изменение давления по длине колонны НКТ:

$$l = \frac{(p_1 - p)(w_{0f} + v_{ср}A)}{\rho_ж g\,[w_{0f} + v_{ср}(A-1)]}. \qquad \text{(III.14)}$$

При известных значениях v_0, p_1, w_0, f, $\rho_ж$ и задавшись величиной p рассчитывают высоту l (расстояние от сечения, где давление p_1, до сечения, где давление p).

Аналогичные расчеты можно проводить и по уравнению А. П. Крылова. Тогда $A=1$, $w_0=1$ м/с.

Для расчета потерь на трение рекомендуется много соотношений. Ограничимся несколькими. Потери на трение при движении ГЖС больше по сравнению с движением однородной жидкости. Многие формулы можно представить в следующем виде:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_0 \frac{(1-\varphi_m)^n}{(1-\varphi)^{n_1}}, \qquad (III.15)$$

где $\left(\frac{dp}{dl}\right)_0$ — сопротивление при движении однородной жидкости; $\varphi_m = \frac{v\rho_г}{v\rho_г + q\rho_ж}$ — массовая газонасыщенность, n и n_1 — эмпирические коэффициенты.

Согласно А. А. Арманду, $n_1=1{,}53$, $n=0$ (при $\varphi \leqslant 0{,}8$). По рекомендации Леви $n=1{,}75$, $n_1=2$.

Г. Э. Одишария, В. А. Мамаев и др. рассчитывают гидравлические сопротивления при пробковой структуре потока по следующей формуле:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр} = \lambda_c \frac{w_c^2}{2d}\left[\frac{\beta^2}{\varphi}\rho_г + \frac{(1-\beta)^2}{1-\varphi}\rho_ж\right], \qquad (III.16)$$

где

$$\lambda_c = \psi\lambda; \quad \lambda = 0{,}068\left(\frac{58}{Re_c} + \frac{2k}{d}\right)^{0,2};$$

$$Re_c = w_c\left(\frac{\beta}{\nu_г} + \frac{1-\beta}{\nu_ж}\right)d$$

k — шероховатость трубы; ψ — приведенный коэффициент сопротивления;

$$\psi = \{1 - 0{,}78\beta\,[1 - \exp(-2{,}2\sqrt{Fr_c})] -$$

$$- 0{,}22\,[1 - \exp(-15\bar{\rho})]\,\beta\}\,(1-\beta)^{-1};$$

$\bar{\rho} = \rho_г/\rho_ж$.

Другие рекомендации по определению гидравлических сопротивлений приведены ниже.

ДВИЖЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ

Методика А. П. Крылова

В результате обработки собственных опытных данных и данных Мура и Уайльда рекомендуется следующее уравнение движения ГЖС:

$$i = \frac{dp}{\rho_ж g dl} = \frac{q + a_0}{q + a_0 + v} + a_1 v^2 + a_2 q^{1,75} + a_3 vq \ldots, \qquad (III.17)$$

где q и v — объемные расходы жидкости и газа (при заданном давлении), м³/с; $a_0=0{,}785d^2\cdot 10^{-4}$; d — диаметр трубы, см.

В этом выражении первое слагаемое представляет собой относительную плотность смеси, следующие три — гидравлические сопротивления трения. Второе слагаемое — сопротивление при движении в трубах только газа.

ТАБЛИЦА III.1

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ УРАВНЕНИЯ (III.17)

Динамическая вязкость жидкости, мПа·с	Диаметр трубы d, см				
	4,03	5,03	6,2	7,6	10,2
	Коэффициент a_1				
—	25,51	7,82	2,57	0,87	0,20
	Коэффициент a_2				
1	3287	1147	425	163	43
5	4916	1715	635	243	65
20	6952	2426	898	344	91
	Коэффициент a_3				
1	10724	3540	1244	453	112
5	16036	5293	1861	677	168
20	22679	7486	2632	957	237

Третье слагаемое соответствует потерям напора на трение при движении в трубах только жидкости. Расчетные значения потерь на трение занижены, так как они определяются на основе приведенных скоростей жидкости ($w_{\text{пр ж}}$) и газа ($w_{\text{пр г}}$):
$w_{\text{пр ж}}=q/f$; $w_{\text{пр г}}=v/f$.

В связи с этим вводится дополнительное (четвертое) слагаемое для учета гидравлических сопротивлений при совместном движении жидкости и газа.

Поскольку эксперименты проводятся обычно при пробковой структуре потока, формула (III.17) отвечает именно этим условиям.

ТАБЛИЦА III.2

ДОЛЯ ПЕРВОГО СЛАГАЕМОГО В УРАВНЕНИИ (III. 17) ПО СРАВНЕНИЮ С ОБЩЕЙ СУММОЙ, %

Режим фонтанирования	ε=0,1	ε=0,3	ε=0,5	ε=0,7	ε=0,9
	Вязкость 1 мПа·с				
Оптимальный	70*(72)**	80(83)	87(89)	92(93)	96(97)
Максимальный	58(55)	52(52)	51(52)	51(52)	51(53)
	Вязкость 5 мПа·с				
Оптимальный	69(71)	78(81)	85(88)	91(92)	96(97)
Максимальный	58(55)	52(52)	51(52)	51(52)	51(53)
	Вязкость 20 мПа·с				
Оптимальный	69(70)	78(80)	84(86)	90(92)	96(96)
Максимальный	58(55)	52(52)	52(52)	52(52)	51(54)

* Для труб диаметром 4,03 см.
** Для труб диаметром 7,59 см.

Значения коэффициентов в зависимости от вязкости и диаметра трубы представлены в табл. III.1. Причем коэффициент a_1 рассчитан по данным вязкости воздуха. Вязкость нефтяного (попутного) или природного газа несколько меньше вязкости воздуха, но значение второго слагаемого невелико, поэтому это приближение не вносит существенной ошибки в общую сумму.

В уравнении (III.17) от первого слагаемого часто существенно зависит общая сумма. В табл. III.2 указана доля (в процентах) первого слагаемого по сравнению с общей суммой.

Из табл. III.2 следует, что при движении ГЖС в условиях оптимального режима с ростом общего градиента возрастает роль относительной плотности и при общих градиентах $\varepsilon > 0{,}3$ в условиях максимального режима относительная плотность практически не зависит от диаметра трубы и вязкости жидкости.

В результате обработки экспериментальных данных А. П. Крыловым предложены эмпирические соотношения для определения производительности газожидкостного подъемника при работе на максимальном и оптимальном режимах:

$$q_{max} = 55 \cdot 10^{-6} d^{3} \varepsilon^{1,5}; \qquad \text{(III.18)}$$

$$q_{опт} = q_{max} (1 - \varepsilon), \qquad \text{(III.19)}$$

$$v_{max} = \frac{15{,}5}{10^{5} \varepsilon^{0,5}} d^{2,5}, \qquad \text{(III.20)}$$

$$v_{опт} = v_{max} (1 - \varepsilon)^{2}. \qquad \text{(III.21)}$$

Производительности по жидкости и газу в (III.18—III.21) определяются в м³/с, а диаметр трубы d в см.

При $\varepsilon = 0{,}6$ достигается наибольшая производительность по жидкости в условиях оптимального режима. В приведенных выражениях предусматривается, что вязкость газа равна вязкости воздуха, а вязкость жидкости составляет 5 мПа·с. Кроме того, они выведены для «коротких» (элементарных) подъемников, где общий градиент ε остается неизменным. В реальных условиях длина колонн НКТ достигает значительных величин, поэтому происходит изменение общего градиента и расхода свободного газа. А. П. Крылов предложил считать, что распределение давления по длине труб подчиняется линейному закону, а изменение объема газа — закону Бойля — Мариотта, тогда

$$\varepsilon = \frac{p_1 - p_2}{\rho_{ж} g L},$$

$$v = \frac{v_0 p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}{p_1 - p_2},$$

где p_1 и p_2 — давление на концах трубы длиною L; $\rho_{ж}$ — средняя плотность жидкой фазы в НКТ; v_0 — объемный расход свободного газа, приведенный к нормальному давлению p_0, м³/с.

По (III.18—III.21) рассчитываются удельные расходы (газовые числа) при движении ГЖС на максимальном и оптимальном режимах, а именно:

$$R_{max} = 2{,}82 \varepsilon^{-2} d^{-0,5}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \qquad \text{(III.22)}$$

$$R_{опт} = 2{,}82 \varepsilon^{-2} d^{-0,5} (1 - \varepsilon), \text{ м}^3/\text{м}^3. \qquad \text{(III.23)}$$

При определении v_0 (м³/с) следует учитывать, что подъем смеси сопровождается выделением газа из нефти, поэтому

$$v_0 = q [R_0 - 0{,}5\alpha (p_1 + p_2)] \frac{T_{ср}}{T_0}, \qquad \text{(III.24)}$$

где $0{,}5\alpha(p_1+p_2)$ — количество растворенного газа в единице объема нефти, соответствующее среднему давлению $0{,}5(p_1+p_2)$ и средней температуре $T_{ср}$ в НКТ; α — коэффициент растворимости газа при среднем давлении и средней температуре.

Если давление у приема колонны НКТ выше давления насыщения $p_{нас}$, то длина колонны труб, по которой движется ГЖС, определяется по следующему уравнению:

$$L = L_0 - \frac{p_1 - p_{нас}}{\rho_{ж} g\,(1+n)}, \qquad \text{(III.25)}$$

$$n = \lambda \frac{q^2}{2f^2 dg},$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений в области однофазного потока; L_0 — расстояние от устья до башмака колонны НКТ, м.

Обычно величиной n можно пренебречь, т. е. не учитывать сопротивление в области движения однофазного потока.

В соответствии с (III.17) по мере подъема смеси (при неизменном диаметре труб, свойств и расходе жидкости) общий градиент уменьшается, достигая минимального значения, а затем возрастает. В реальных условиях это наблюдается редко. Чаще всего общий градиент уменьшается монотонно, и достигает минимального значения, когда $2a_1v+a_3q=(q+a_0)/(q+a_0+v)^2$.

Если учесть реальные расходы жидкости и то, что $2a_1 \ll a_3$ (см. табл. III.1), тогда

$$v \approx \sqrt{\frac{q+a_0}{a_3 q}} - q - a_0. \qquad \text{(III.26)}$$

В расчетах, связанных с определением пусковых давлений, расстановки пусковых клапанов, периодической эксплуатацией газлифтных скважин необходимо знать характеристику работы газожидкостного подъемника в начальной точке ($q=0$).

Расход газа, обеспечивающий подъем жидкости до устья скважины, определяется выражением

$$v \approx a_0\left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right) \qquad \text{(III.27)}$$

или

$$v_{0\,нач} = \frac{a_0\,[\rho_{ж} g L - p_1 + p_2)]}{p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}.$$

Согласно (III.17), общий градиент давления при $q=0$ определяется суммой

$$\varepsilon = \frac{a_0}{v+a_0} + a_1 v^2. \qquad \text{(III.28)}$$

Расход газа, соответствующий минимальному градиенту, определяется по уравнению

$$2a_1 v = \frac{a_0}{(v+a_0)^2}. \qquad \text{(III.29)}$$

Если градиент давления меньше указанных величин, то при любом расходе газа жидкость не достигнет устья скважины (табл. III.3).

ТАБЛИЦА III.3

ВЕЛИЧИНЫ ε_{min} и v, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ПО ФОРМУЛАМ (III.28) и (III.29)

d, см	4,03	5,03	6,2	7,6
v, м³/с	0,0284	0,0490	0,0820	0,1340
ε	0,0634	0,0578	0,0549	0,0484

На основе обширных опытов[1] были рекомендованы следующие соотношения для величины истинной газонасыщенности ГЖС:

$$\varphi = \frac{v}{v + q + 0{,}233 d^2 \sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}} \quad \text{(пузырьковая структура)}, \tag{III.30}$$

$$\varphi = \frac{d\sqrt{v}}{d\sqrt{v} + 0{,}603q + 0{,}094 d^{1,5}\sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}} \quad \text{(пробковая структура)}. \tag{III.31}$$

Потери на трение

$$i_{тр} = 9{,}25 \cdot 10^{-7} \frac{v^2}{d^{16/3}} + 0{,}81 \cdot 10^{-3} \frac{q^{1,75}}{d^{4,75}} \sqrt[4]{\mu} + m (vq)^k,$$

где q и v — объемные расходы жидкости и газа, м³/с; d — диаметр трубы, м; $\sigma_в$ — поверхностное натяжение на границе вода — воздух; σ — поверхностное натяжение на границе нефть — газ;

μ — вязкость жидкости, мПа·с; $m = \frac{1{,}1}{d^3 10^3} \sqrt[3]{q} \mu^{0{,}025}$.

Коэффициент k зависит от диаметра трубы:

d	4,03	5,03	6,20	7,59 (см)
k	1,06	0,87	0,73	0,65

Сопоставление расчетов давления у башмака колонны НКТ по приведенным формулам с замерами давлений дает расхождение порядка 2—3%.

Граница перехода от пузырьковой структуры к пробковой определяется следующим соотношением:

$v = 1{,}751 d^{2,5} + 1{,}25q$,

где v и q — в м³/с, d — в м.

Соотношение (III.30) и (III.31) можно представить также в следующем виде:

$$\varphi = \frac{\beta}{1 + \dfrac{0{,}293\sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}}{w_c}}, \tag{III.32}$$

$$\varphi = \frac{\beta}{1 + \dfrac{w_0}{w_c}}, \tag{III.33}$$

где

$$w_0 = \frac{0{,}767q\sqrt{v}}{d^3} - \frac{1{,}27q}{d^2} + \frac{0{,}12\sqrt{v}}{d^{1,5}}\sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}.$$

[1] Опыты проведены Г. С. Лутошкиным под руководством А. П. Крылова

Из (III.32) следует, что скорость пузырьков составляет $0{,}293\sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}$ м/с.

Если $\sigma=\sigma_в$, то $w_0=0{,}293$ м/с. Примерно такое же значение (0,243 м/с) получается по формуле Франк-Каменецкого (III.9).

Для снарядного режима течения при $q=0$

$$w_0=\frac{0{,}12\sqrt{v}}{d}\sqrt[3]{\sigma/\sigma_в}$$

Формулы А. П. Крылова (III.18—III.21) применимы только для вязкости жидкости 5 мПа·с, кроме того, при выводе указанных соотношений были сделаны некоторые допущения.

С целью уточнения приведенных выражений, а также для учета вязкости жидкости Р. С. Андриасовым на основании результатов численного анализа уравнения (III.17) при изменении вязкости от 1 до 20 мПа·с рекомендуются следующие эмпирические соотношения:

$$Q_{max}=\frac{10{,}9d^{2,602}\varepsilon}{\mu^{0,135}}-\frac{1{,}55d^{2,434}}{1+0{,}1574\sqrt[3]{\mu}}\ (м^3/сут), \qquad (III.34)$$

$$Q_{опт}=Q_{max}(1-\sqrt{\varepsilon})^n,\ (м^3/сут), \qquad (III.35)$$

где $Q_{опт}$ и Q_{max} — расходы (дебиты) лифта соответственно при оптимальном и максимальном режимах его работы; μ — коэффициент абсолютной вязкости, мПа·с; ε — общий градиент давления; d — внутренний диаметр трубы, см; $n=A_1-B_1\sqrt{\mu}$;

$A_1=0{,}3280+1{,}256\cdot10^{-2}d$;

$B_1=0{,}01156+0{,}0406\cdot10^{-2}d$.

Расчетные данные свидетельствуют о том, что при максимальном режиме течения отношение относительной плотности смеси ($\rho_с/\rho_ж$) к общим потерям (ε) — практически постоянная величина, равная 0,519, и не зависит от диаметра и вязкости жидкости (при $\varepsilon\geqslant0{,}2$). Поэтому

$$v_{max}=(Q_{max}+6{,}78d^2)(1{,}927\varepsilon^{-1}-1). \qquad (III.36)$$

При оптимальном режиме

$$v_{опт}=(Q_{опт}+6{,}78d^2)\left[\frac{1}{(0{,}63+0{,}357\varepsilon^{0,628})\varepsilon}-1\right]. \qquad (III.37)$$

На основе приведенных соотношений рассчитываются удельные расходы при максимальном и оптимальном режимах течения смеси.

Объемные расходы свободного газа, приведенные к нормальным условиям, рассчитываются по формуле (если считать газ идеальным, состояние газа подчиняется закону Бойля — Мариотта)

$$v_0=\frac{v(p_1-p_2)T_0}{p_0T_{ср}\ln\frac{p_1}{p_2}},$$

где $T_{ср}$ — средняя абсолютная температура в НКТ; p_1 и p_2 — давления на концах трубы.

На основании (III.35) установлено, что:

1) градиент давления, при котором оптимальный дебит достигает наибольшего значения, практически не зависит от вязкости жидкости и определяется эмпирической зависимостью

$$\varepsilon=0{,}7865-0{,}00666d, \qquad (III.38)$$

где d — диаметр трубы, см;

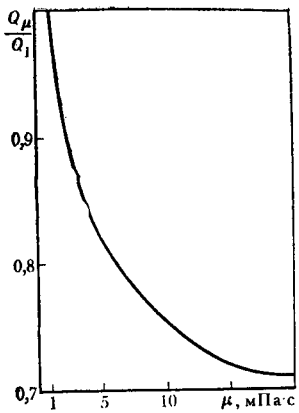


Рис. III.2. Зависимость относительного дебита (Q_μ/Q_1) от абсолютной вязкости μ.

Q_μ, Q_1 — наибольшие оптимальные дебиты соответственно при вязкости жидкости μ и 1 мПа·с

2) отношение наибольшего оптимального дебита Q_μ для заданной вязкости к аналогичному дебиту Q_1 при вязкости жидкости в 1 мПа·с для всех диаметров труб остается неизменных и зависит только от абсолютной вязкости жидкости (рис. III.2).

Наибольшие оптимальные дебиты при вязкости жидкости 1 мПа·с следующие:

d, см	4,03	5,03	6,20	7,59
Q_1, м³/сут	129	224	378	622

Пример 2. Рассчитать наибольший оптимальный дебит по жидкости и соответствующий расход газа при следующих исходных данных: d=5,03 см, μ=12 мПа·с.

Решение. По (III.38) рассчитываем общий градиент давления:

$$\varepsilon = 0{,}7865 - 0{,}00666 \cdot 5{,}03 = 0{,}753.$$

По графику (см. рис. III.2) устанавливается коэффициент пропорциональности для жидкости вязкостью 12 мПа·с. Он равен 0,742. Наибольший оптимальный дебит для диаметра 5,03 см равен 224 м³/сут, тогда $Q_{опт} = 224 \times 0{,}742 = 166$ м³/сут.

Согласно (III.37), $v_{опт} = 145$ м³/сут.

Эмпирическая зависимость[1] для максимального дебита компрессорного подъемника диаметром 6,2 см имеет следующий вид:

$$Q_{max} = \left(1170 - 24{,}6\frac{\mu}{\rho_ж}\right)\varepsilon^{1,5}. \qquad \text{(III.39)}$$

При μ=5 мПа·с и $\rho_ж$=0,8 т/м³ имеем

$$Q_{max} = 1016\varepsilon^{1,5},\ \text{м}^3/\text{сут}. \qquad \text{(III.40)}$$

Согласно (III.18),

$$Q_{max} = 1133\varepsilon^{1,5}.$$

Таким образом, максимальная производительность лифта по А. П. Крылову больше, чем по формуле бывш. АзНИТОНа, примерно на 12%.

ТАБЛИЦА III. 4

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ (В М³/СУТ) ПО ЖИДКОСТИ ПО ТРЕМ ФОРМУЛАМ

Номера формул	ε			
	0,8	0,6	0,4	0,2
(III.18)	811	527	296	101
(III.40)	727	472	257	91
(III.34)	707	504	302	99

Из табл. III.4 следует, что формулы, полученные для коротких колонн НКТ, вполне пригодны для расчетов длинных колонн НКТ.

Пример 3. Рассчитать распределение давления по длине колонны НКТ, основываясь на (III.17), и сопоставить полученные результаты с за-

[1] Наблюдения на компрессорных скважинах проведены группой инженеров бывш. АзНИТОН.

мерами глубинным манометром. Исходные данные: дебит безводной скважины 122 т/сут. В скважину на глубину 1600 м спущена колонна труб диаметром 6,2 см. Абсолютное давление у устья скважины 1 МПа, давление насыщения 9,7 МПа. Плотность дегазированной нефти 844 кг/м³, а при давлении насыщения и пластовом давлении примерно одинакова и составляет 790 кг/м³, средняя вязкость 5 мПа·с. Газовый фактор 60 м³/т. Плотность газа 1,3 кг/м³. Устьевая температура 15°, а на глубине 1600 м 29°С. Результаты замеров давления в МПа на различных глубинах (цифры в скобках в м): 1,0(0); 2,03(300); 3,08(500); 4,9(800); 6,3(1000); 7,04(1100); 9,72(1440).

Решение. Определим объемные расходы жидкой и газообразной фаз с учетом растворимости газа в нефти при различных давлениях. Величинами давлений следует задаваться. Градиенты давлений рассчитаем при следующих значениях p: 1; 2, 3; 5; 7; 9,7 МПа. Чаще всего при сравнительно низких давлениях зависимость между объемом свободного газа и давлением имеет криволинейный характер, поэтому при расчетах глубин l в верхней части колонны НКТ задаются большим числом значений давлений.

Так как данные о зависимости плотности нефти от давления (при различных содержаниях растворенного газа) отсутствуют, то можно принять линейную зависимость

$$\rho=\rho_0-pb_0,$$

где ρ_0 — плотность нефти при $p=0$; b_0 — эмпирический коэффициент, учитывающий зависимость плотности от давления. Подставляя в это равенство значения плотностей при атмосферном давлении и давлении насыщения, получим систему уравнений, из которой найдем $\rho_0=845$ и $b_0=5{,}62$, таким образом, $\rho_ж=845-5{,}62p$, кг/м³, где p — абсолютное давление в МПа.

Аналогично предыдущему примем линейную зависимость между растворимостью газа в нефти и давлением, тогда коэффициент растворимости

$$\alpha=\frac{60\times 844}{1000\,(9{,}7-0{,}1)}=5{,}28\ \text{МПа}^{-1},$$

где $60\times 844/1000=50{,}6$ м³/м³ — газовый фактор.

Таким образом, при заданном давлении p массовое количество поступающего вместе с нефтью растворенного газа составит (в кг/сут)

$$5{,}28\,(p-0{,}1)\cdot\frac{122000}{844}\cdot 1{,}3=992{,}2\,(p-0{,}1),$$

где плотность газа, 1,3 кг/м³.

Секундный объемный расход жидкой фазы (в м³/с)

$$q=\frac{122000+992{,}2\,(p-0{,}1)}{86400\rho_ж}.$$

Секундный объемный расход (в м³/с) свободного газа, приведенный к атмосферному давлению и температуре 20°С,

$$v_0=\frac{[50{,}6-5{,}28\,(p-0{,}1)]\,122000}{86400\times 844}.$$

При определении секундного объемного расхода свободного газа, приведенного к заданному давлению, исходим из средней температуры в колонне НКТ.

$$v=\frac{p_0v_0T}{pT_0},$$

где $T=295=0{,}5(15+29)+273$ — средняя температура потока в колонне труб, К.

ТАБЛИЦА III.5

ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Параметр	p, МПа					
	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	9,7
$\rho_ж$, кг/м³	839	834	828	817	806	790
$\rho_г$, кг/м³	13,0	26,0	39,0	65,0	91,0	—
$v \cdot 10^3$, м³/с	7,59	3,45	2,00	0,84	0,35	0
$q \cdot 10^3$, м³/с	1,70	1,72	1,75	1,80	1,85	1,93
φ	0,617	0,435	0,309	0,161	0,075	0
ρ_c, кг/м³	329	482	584	695	753	790
ε	0,416	0,599	0,720	0,864	0,944	1,011
$\frac{dp}{dl}$, МПа/м	0,00349	0,00499	0,0596	0,00706	0,00761	0,00799
l, м	—	236	183	307	273	346
L, м	—	236	419	726	999	1346

Пользуясь приведенными формулами, рассчитывают $\rho_г$, $\rho_ж$, v и q. Затем на основании (III.17) определяется общий градиент. Так, для устьевого давления имеем

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_ж g} \cdot \frac{dp}{dl} = \frac{1{,}70 \cdot 10^{-3} + 3{,}02 \cdot 10^{-3}}{1{,}70 \cdot 10^{-3} + 7{,}59 \cdot 10^{-3} + 3{,}02 \cdot 10^{-3}} +$$

$$+ 2{,}57\,(7{,}59 \cdot 10^{-3})^2 + 635\,(1{,}70 \cdot 10^{-3})^{1{,}75} + 1861 \cdot 7{,}59 \cdot 10^{-3} \times 1{,}70 \cdot 10^{-3}$$

или

$$\varepsilon = 0{,}383 + 0{,}0001 + 0{,}009 + 0{,}024 = 0{,}416.$$

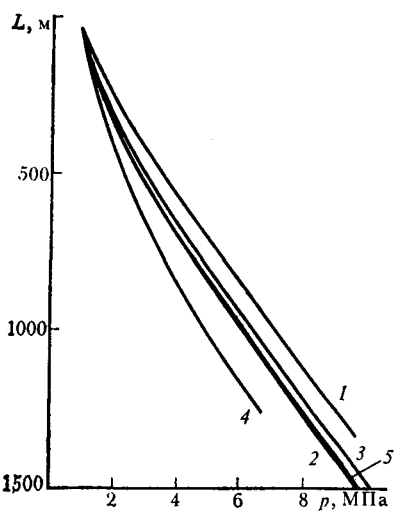


Рис. III.3. Распределение давления по длине колонны НКТ:

1 — по формуле А. П. Крылова; *2* — по комбинированной формуле; *3* — замеренное; *4* — по Поэттману и Карпентеру; *5* — по Н. Н. Константинову

Первое слагаемое в этом выражении представляет собой отношение $\rho_c/\rho_ж$. Учитывая, что $\rho_ж$ при давлении 1 МПа составляет 839 кг/м³, а плотность газа 13 кг/м³; по уравнению (III.4) находим, что $\varphi = 0{,}617$, $\rho_c = 329$ кг/м³.

Величина ε как известно, представляет собой общий градиент давления, выраженный в метрах столба жидкой фазы на 1 м трубы. Плотность жидкой фазы с глубиною меняется. Для сравнения градиентов по различным рекомендациям необходимо знать градиенты (МПа на 1 м), т. е. величину $0{,}01\varepsilon\rho_ж$ ($\rho_ж$ — плотность жидкой фазы, г/см³). На основе данных табл. III.5 устанавливаем распределение давления по длине колонны НКТ. Так, изменение давления от 1 до 2 МПа происходит на длине колонны труб

$$l = \frac{2{,}0 - 1{,}0}{0{,}5\,(0{,}00349 + 0{,}00499)} =$$

$$= 236 \text{ м},$$

где $0{,}5(0{,}00349 + 0{,}00499)$ — среднеарифметическое значение градиента давления.

Аналогично рассчитываются последующие значения l, а затем проводится суммирование (см. последнюю строку табл. III.5).

На рис. III.3 представлено расчетное распределение давления по длине труб (кривая *1*).

На этом же рисунке приводится кривая *2*. В этом случае расчет φ производился по III.8, а потери на трение определялись по А. П. Крылову (комбинированная формула).

Методика Н. Н. Константинова

Для пробковой структуры с цилиндрической формой пробок общий градиент давления выражается суммой

$$\frac{1}{\rho_{ж} g}\cdot\frac{dp}{dl}=1-\overline{l}+\frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}}\overline{l}+(1-\overline{l})\frac{\lambda_{ж}}{d}\cdot\frac{w_{c}^{2}}{2g}+$$

$$+\frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}}\overline{l}\,\frac{\lambda_{г}}{d\sqrt{\overline{f}}}\cdot\frac{u^{2}}{2g}, \qquad \text{(III.41)}$$

где $\overline{l}=\varphi/\overline{f}$ — доля длины трубы, занятая пузырями снарядной формы; $\overline{f}=\left(\frac{d_{г}}{d}\right)^{2}$ — доля сечения трубы, занятая пузырями; $d_{г}(d)$ — диаметр пузыря (трубы); $\lambda_{ж}=\frac{1{,}68}{\mathrm{Re}_{c}^{0{,}31}}$ — коэффициент сопротивления для жидкой перемычки между пузырями, определяемый по приближенной формуле, полученной по опытным данным для пароводяной смеси; $w_{c}=(v+q)/\overline{f}$ — средняя линейная скорость движения жидкости в перемычке, равная скорости движения смеси; $\mathrm{Re}_{c}=w_{c}d/\nu_{ж}$ — число Рейнольдса, определяемое по скорости смеси, диаметру трубы и вязкости жидкости $\nu_{ж}$; $\lambda_{г}=\frac{0{,}316\nu_{г}^{0{,}25}}{u^{0{,}25}d^{0{,}25}\overline{f}^{0{,}125}}$ — коэффициент сопротивления газа, определяемый по Блазиусу, где за скорость принимается относительная скорость u движения пузырей по отношению к жидкости в кольцевом слое между стенками трубы и пузырями, а за диаметр принимается диаметр пузыря; $\nu_{г}$ — кинематическая вязкость газа; $u=\frac{v(1-\varphi)-q\varphi}{f(1-\overline{f})\varphi}$ — относительная скорость движения пузырей по отношению к жидкости в кольцевом слое между пузырем и стенками трубы.

В уравнении (III.41) третье и последнее слагаемые обычно очень малы по сравнению с общей суммой, поэтому

$$\frac{\Delta p}{\rho_{ж} g\Delta L}=\left(1-\frac{\varphi}{\overline{f}}\right)\left(1+0{,}84\,\frac{\mathrm{Fr}_{c}^{0{,}845}}{\mathrm{Ga}_{ж}^{0{,}155}}\right). \qquad \text{(III.42)}$$

Основываясь на опытных данных Берингера и Газлайна (кинематическая вязкость жидкости достигала $107\cdot10^{-6}$ м^2/с), а также на собственных опытных данных с водовоздушной смесью, Н. Н. Константинов пришел к выводу, что дробь $(1-\overline{f})^{3}/\overline{f}^{2}\lambda'_{ж}$ остается постоянной, равной $\approx0{,}055$. Отсюда коэффициент сопротивления трения о стенки трубы для кольцевого слоя жидкости $\lambda'_{ж}=18{,}2(1-\overline{f})^{3}/\overline{f}^{2}$.

Скорость подъема пузыря в неподвижной жидкости ($q=0$) определяется соотношением $v_{п}\approx1{,}04\sqrt{d}$.

Для расчета $\bar{f}$ Н. Н. Константинов предлагает эмпирическое соотношение $(1-\bar{f})^{3,428}/\bar{f}^2=0{,}0181\ \mathrm{Ga}_{ж}^{-1/7}$,

где $\mathrm{Ga}_{ж}=\dfrac{gd^3}{\nu^2_{ж}}$ — критерий Галилея.

Применение этой формулы для определения $\bar{f}$ (при заданном критерии Галилея) связано с трудоемкими расчетами, поэтому нами предлагается соотношение

$$\bar{f}=\left(1+\frac{0{,}1058}{\mathrm{Ga}_{ж}^{0,04157}}\right)^{-3}. \qquad \text{(III.43)}$$

Результаты опытов показывают, что $\bar{f}$ не зависит от длины пузыря.

Если принять вязкость воды равной $1\cdot10^{-6}$ м²/с, то при d=4,03 см и d=7,59 см $\mathrm{Ga}_{ж}$ соответственно равно $642\cdot10^6$ и $4289\cdot10^6$. При этих значениях $\mathrm{Ga}_{ж}$, согласно (III.43), $\bar{f}$ равно 0,875 и 0,884. Для кинематической вязкости в двести раз большей, чем для воды, $\bar{f}$ равно 0,815 и 0,827 (соответственно для диаметров 4,03 см и 7,59 см).

Константинов Н. Н. предлагает следующие соотношения для расчета истинной газонасыщенности:

$$\varphi=\frac{\beta}{\dfrac{m}{n}+\sqrt{\dfrac{K}{nw^2_c}-\dfrac{r}{n^2}}}\quad\left(\text{при }\frac{\varphi}{\beta}<\bar{f}\right), \qquad \text{(III.44)}$$

$$\varphi=\frac{\beta}{\dfrac{m_1}{n_1}-\sqrt{\dfrac{r}{n^2_1}-\dfrac{k}{n_1w^2_c}}}\quad\left(\text{при }\frac{\varphi}{\beta}>\bar{f}\right), \qquad \text{(III.45)}$$

где

$n=B\bar{f}^{2,5}+1;\quad n_1=B\bar{f}^{2,5}-1;$

$m=B\bar{f}^{1,5}+1;\quad m_1=B\bar{f}^{1,5}-1;$

$K=A\bar{f}^{0,5}(1-\bar{f})^3;$

$r=B\bar{f}^{0,5}(1-\bar{f})^2;$

$A=2g\left(\dfrac{\rho_{ж}}{\rho_г}-1\right)\dfrac{d}{\lambda_г}$ (м²/с²);

$B=\dfrac{\rho_{ж}}{\rho_г}\dfrac{\lambda'_{ж}}{\lambda_г};$

$\lambda'_{ж}=0{,}33\left[\dfrac{1}{\mathrm{Ga}_{ж}(1-\bar{f})^3}\right]^{1/7}.$

Поскольку $\lambda_г$ зависит от φ (см. III.44 и III.45), φ следует определять методом подбора. В нефтяных скважинах чаще всего $\varphi/\beta<\bar{f}$, т. е. надо применять (III.44), которое можно упростить, если учесть, что

$\dfrac{\rho_{ж}}{\rho_г}-1\approx\dfrac{\rho_{ж}}{\rho_г};\quad B\bar{f}^{2,5}\pm1\approx B\bar{f}^{2,5},$

$B\bar{f}^{1,5}\pm1\approx B\bar{f}^{1,5},\quad \dfrac{K}{w^2_c}\gg\dfrac{r}{n}.$

Тогда

$$\varphi \approx \frac{\beta}{\frac{1}{\bar{f}} + \frac{2{,}46\,(1-\bar{f})^{1{,}71}}{\bar{f}} \sqrt{\frac{Ga_{ж}^{1/7}}{Fr_c}}}. \qquad (III.46)$$

Аналогичная зависимость используется Уоллисом, а именно:

$$\varphi = \frac{\beta}{a + b\,Fr_c^{-0,5}}, \qquad (III.47)$$

где a и b — коэффициенты, зависящие от физических свойств смеси.

Для водовоздушной смеси

$$\varphi = \frac{\beta}{1{,}14 + 0{,}341\,Fr_c^{-0,5}}.$$

Отсюда следует, что скорость подъема пузыря в неподвижной жидкости составляет 0,341 $\sqrt{gd}$ (Дэвис и Тейлор теоретически установили коэффициент перед радикалом равным 0,35). Согласно (III.46), влияние $Ga_{ж}$ на численное значение φ невелико. Так, если $Ga_{ж}=0{,}26\cdot10^{6}$ (d=4,03 см, $\nu=500\cdot10^{-6}$ м^2/с), то $\bar{f}$=0,802, а множитель перед радикалом станет равным 0,337. Несмотря на значительное изменение вязкости, от нее ощутимо не зависит относительная скорость газовых пробок.

С ростом скорости смеси (что равносильно увеличению числа Фруда) второе слагаемое в знаменателе (III.46) стремится к нулю, поэтому $\varphi_{max}=\bar{f}\beta$. Если учесть, что $\bar{f}$=0,815—0,884, то $\varphi_{max}\approx0{,}850$. Множитель 0,85 больше на 2% по сравнению с рекомендацией Арманда.

В начальной точке (q=0, β=1), как это следует из уравнения А. П. Крылова, при определенном значении расхода газа (см. табл. III.3) общий градиент давления достигает минимального значения. Если же исходить из соотношения (III.41), то этого не наблюдается.

Точность расчетов движения газожидкостной смеси во многом зависит от правильности определения истинной газонасыщенности. Рекомендуемые различными авторами соотношения для расчета истинной газонасыщенности нередко в значительной степени отличаются друг от друга. Приведем результаты расчетов (q=0, β=1) при пробковой структуре потока:

$$\varphi = \frac{1}{A_1 + B_1\sqrt{\frac{C_1}{Fr} - 1}} \quad \text{(по Н. Н. Константинову)}, \qquad (III.48)$$

$$\varphi = \frac{1}{1 + \frac{B_2}{(Fr\,gd)^{0,25}}} \quad \text{(по А. П. Крылову — Г. С. Лутошкину)}, \qquad (III.48')$$

где

$$A_1 = \frac{1}{\bar{f}}, \quad B_1 = (1-\bar{f})\,\bar{f}^{-2,25}, \quad B_2 = 0{,}106d^{-0,5}\sqrt[3]{\sigma_{ж}/\sigma_{в}},$$

$$C_1 = 6{,}06\,(1-\bar{f})^{1,429}\bar{f}^{-2,5}Ga_{ж}^{1/7}.$$

d, м	0,0503	0,0620	0,0759	
φ (Fr = 3)	0,802	0,799	0,797	формула (III.48)
φ (Fr = 1)	0,696	0,697	0,698	формула (III.48)
φ (Fr = 3)	0,700	0,732	0,761	формула (III.48′)
φ (Fr = 1)	0,639	0,675	0,707	формула (III.48′)

Из приведенных данных следует, что, несмотря на значительное изменение $Ga_ж$, истинная газонасыщенность (при неизменном Fr) практически не зависит от диаметра.

Пример 4. На основе данных примера 3 рассчитать градиенты давления, истинную газонасыщенность и распределение давления по длине колонны труб. Расчеты вести по (III.42) и учесть, что средняя вязкость нефти в колонне НКТ составляет $6{,}64 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Решение. Для труб диаметром 6,2 см и вязкости $6{,}64 \cdot 10^{-6}$ м²/с $Ga_ж = 53 \cdot 10^6$. Согласно (III.43) $\bar{f} = 0{,}863$. φ и ε рассчитываем по (III.46) и (III.42). Результаты расчетов следующие:

p, МПа	1	2	3	5	7	9,7
β	0,817	0,667	0,533	0,318	0,160	0
φ	0,656	0,508	0,389	0,218	0,104	0
ε	0,370	0,494	0,614	0,795	0,921	1,038
dp/dl, МПа/м	0,00311	0,00411	0,00509	0,00650	0,00743	0,00820
l, м	—	277	217	345	287	345
L, м	—	277	494	839	1126	1471

Таким образом расчетные величины L достаточно близки к глубинам замеров давления (см. рис. III.3).

Методика А. М. Пирвердяна, А. И. Гузик и др.

В основу теории положено уравнение (III.3). Массой газа и инерционным слагаемым авторы пренебрегают. Кроме того, они считают что: а) при развитой турбулентности (что свойственно фонтанным и газлифтным скважинам) гидравлические сопротивления не зависят от числа Re; б) величина истинной газонасыщенности зависит от β и Fr_c; в) в газе содержится большое количество метана, поэтому можно пренебречь поправками на сжимаемость; г) потери напора на трение определяются соотношением А. А. Арманда и Е. И. Невструевой; д) плотность жидкой фазы по мере подъема остается неизменной.

В окончательном виде уравнение записывается следующим образом:

$$-\frac{dp}{dl} = \rho_ж g f\left(\frac{p}{\Gamma p_0};\ \frac{q^2}{gd^5}\right). \qquad \text{(III.49)}$$

Используя экспериментальные графики А. А. Точигина $\varphi = f(\beta)$ (при фиксированном значении параметры Фруда смеси) и решая уравнение (III.49) численным методом, можно применить следующие эмпирические соотношения:

$$\left.\begin{aligned} \frac{q}{g^{1/2}\,d^{5/2}} &= A\varepsilon^n, \\ \frac{\Gamma p_0 p_у^{1/2}}{p_б^{3/2}} &= A_1\varepsilon^{n_1}, \end{aligned}\right\} \qquad \text{(III.50)}$$

где q — объемный расход жидкости, м³/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; Γ — газовый фактор, м³/м³; ε — общие потери напора на единицу длины трубы; $p_у$ — устьевое давление; $p_б$ — давление у башмака колонны НКТ; A, A_1, n, n_1 — эмпирические безразмерные коэффициенты.

Для максимального дебита: $A = 3{,}55$; $n = 1{,}59$, $A_1 = 0{,}107$, $n_1 = -2{,}51$; при работе подъемника на оптимальном режиме: $A = 0{,}96$, $n = 1{,}27$, $A_1 = 0{,}027$, $n_1 = -3{,}16$.

Эти формулы получены для труб диаметром 4,03 и 6,2 см и при условии, что $\rho_т/\rho_ж = 0{,}0006$.

Если при подъеме жидкости по колонне большое значение имеет количество выделившегося из нефти газа (по сравнению с поступающим свободным газом к башмаку НКТ), то погрешность приведенных соотношений воз-

растает. Таким образом, с увеличением обводненности скважины сходимость между расчетными и фактическими данными должна возрастать.

Сравнение расчетных величин с промысловыми данными позволило авторам сделать вывод о применимости для расчетов теории А. А. Арманда и Е. Е. Невструевой, полученной для «коротких» колонн труб при $\beta \leqslant 0{,}9$.

Методика Е. В. Шербестова и Е. Г. Леонова

Е. В. Шербестов и Е. Г. Леонов, основываясь на численном анализе решений системы уравнений (уравнения движения, неразрывности, состояния) С. Г. Телетова, рекомендуют приближенные выражения для расчета распределения давления (при пробковой структуре потока) по высоте скважины, когда ведется бурение с применением аэрированной жидкости. Авторы указывают, что предлагаемые формулы могут быть использованы и для решения задач, связанных с фонтанной и газлифтной эксплуатацией скважин.

Рекомендуемые соотношения записываются в следующем виде:

$$l_1 = \frac{10^3 n}{\rho_ж g A_1}\left[p_1 - p' + ka\left(\frac{A_1 - nB_1}{A_1 n}\right)\lg\frac{p_1}{p'}\right] \qquad \text{(III.51)}$$

при $(\mathrm{Fr_c} < 3{,}72)$,

$$l_2 = \frac{10^6}{\rho_ж g A}\left[p' - p_2 + ka\left(1 + \frac{B}{A}\right)\lg\frac{p' + p_0\dfrac{aB}{A}}{p_2 + p_0\dfrac{aB}{A}}\right] \qquad \text{(III.52)}$$

при $(\mathrm{Fr_c} \geqslant 3{,}72)$,

где $k = 2{,}3 p_0 \dfrac{z_{ср}}{z_0}\dfrac{T_{ср}}{T_0}$; $z_{ср}\,(z_0)$ — коэффициент сжимаемости газа при средних (нормальных) условиях; $T_{ср}(T_0)$ — средняя (нормальная) температура, К; $a = v_0/q$ — приведенное газовое число; v_0 — объемный расход свободного газа при $p_{ср}$ и $T_{ср}$, приведенный к нормальным условиям, м³/с; q — объемный расход жидкости при средних условиях, м³/с;

$A = 1 + 0{,}81\eta + 0{,}0051(\eta + 0{,}81)q^2/d^5$;

$B = 0{,}19 + 0{,}0041(1 + \eta/(\eta + 0{,}81)q^2/d^5$;

$\eta = (v_0/q)\cdot(\rho_{г0}/\rho_ж)$

$\rho_{г0}$ — плотность свободного газа при нормальных условиях, кг/м³; $\rho_ж$ — плотность жидкой фазы при средних условиях; $A_1 = n + \eta + n^2 C_1$; $B_1 = 2C_1 n$

$C_1 = 0{,}0041\dfrac{q^2}{d^5}\dfrac{\eta n + 1}{n}$; $n = 1 + \dfrac{0{,}185 q}{d^{2{,}5}}$;

d — внутренний диаметр трубы, м; p_1 — давление в нижнем сечении трубы ($p_1 \leqslant p_{нас}$), МПа; p' — давление в трубе, где $\mathrm{Fr_c} = 3{,}72$; p_2 — давление в верхнем сечении трубы, МПа; l_1 — длина трубы, м, где $p' \leqslant p \leqslant p_1$, l_2 — длина трубы, м, где $p_2 \leqslant p < p'$.

Применение указанных формул ограничивается максимальным дебитом 69 м³/сут (по жидкости) для труб диаметром 4,03 см. Для других диаметров (5,03; 6,2; 7,59 см) — 121, 203, 337 м³/сут соответственно. Отношение v_0/q не должно быть более 150 м³/м³ (для водо-воздушной смеси). Применительно к газонефтяным смесям максимальный газовый фактор составляет $0{,}15\rho_ж$ ($\rho_ж$ в кг/м³).

При интегрировании были сделаны следующие допущения:

1) инерционным членам в уравнении движения пренебрегли, поскольку он по сравнению с другими слагаемыми очень мал;

2) температура, коэффициент сжимаемости газа z, объемный расход жидкости по всей длине труб остаются неизменными;

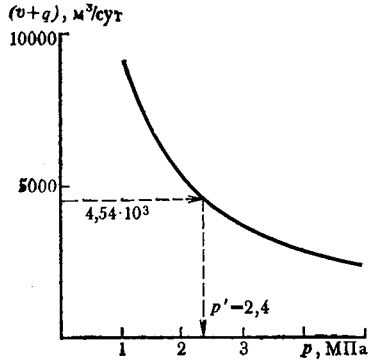


Рис. III.4. Зависимость между суммарным объемным расходом смеси и давлением

3) в широком диапазоне изменения истинной газонасыщенности от коэффициента гидравлического сопротивления λ существенно не зависит результат определения давления, и он может быть принят равным 0,05;

4) при движении смеси отсутствуют фазовые превращения;

5) структура смеси пробковая, а истинная газонасыщенность описывается соотношением, рекомендованным В. А. Мамаевым, Г. Э. Одишария и др.:

$$\varphi = \frac{2{,}2\sqrt{\mathrm{Fr_c}}}{1+2{,}2\sqrt{\mathrm{Fr_c}}}\,\beta \quad (\mathrm{Fr_c} < 3{,}72);$$

$$\varphi = 0{,}81\beta \qquad (\mathrm{Fr_c} \geqslant 3{,}72).$$

Приведенные формулы не учитывают физических свойств смеси и могут быть использованы только применительно к смесям, которые по своим свойствам близки к воздуховодяным ($800 < \rho_ж < 1100$ кг/м³; $1{,}0 < \rho_г < 50$ кг/м³; $1 < \mu_ж < 20$ мПа·с; $\mu_г > 10^{-2}$ мПа·с).

Если $\mathrm{Fr_c} = 3{,}72$, то

$$v + q = 4{,}74 d^{2{,}5}. \qquad \text{(III.53)}$$

Суммарный расход смеси, найденный по формуле (III.53), следующий:

d, см	4,03	5,03	6,20	7,59
$(v+q)$, м³/сут	134	232	392	650

Поскольку в нефтяных скважинах по мере подъема смеси газ выделяется из нефти, расчеты надо вести по осредненным v_0, q; $\rho_ж$.

Осреднение целесообразно проводить следующим образом. Задаваясь несколькими произвольными значениями давления, рассчитывать v_0, q, $\rho_ж$ и строить графики $v_0 = f(p)$; $q = f(p)$; $\rho_ж = f(p)$.

На основе этих графиков рассчитывать среднеинтегральные величины рассматриваемых переменных в интервалах изменения давления $p_1 - p^1$ и $p^1 - p_2$. Если $p_1 > p_{нас}$, то для нижнего интервала осреднения проводят при изменении давления от $p_{нас}$ до p^1.

Пример 5. По условиям примера 3 определить давление у башмака колонны НКТ по формулам Е. В. Шебрестова и Е. Г. Леонова.

Решение. На основе данных табл. III.5 рассчитываются числа Фруда при устьевом давлении и давлении насыщения.

При устьевом давлении

$$\mathrm{Fr_c} = \left[\frac{(7{,}59+1{,}7)\ 10^{-3}}{0{,}785\times 0{,}062^2}\right]^2 \frac{1}{9{,}81\times 0{,}062} = 15{,}6 > 3{,}72.$$

При давлении насыщения

$$\mathrm{Fr_c} = \left(\frac{1{,}33\times 10^{-3}}{0{,}785\times 0{,}062^2}\right)^2 \cdot \frac{1}{9{,}81\times 0{,}062} = 0{,}67 < 3{,}72.$$

Таким образом, на интервале изменения давления от 9,7 до 1 МПа расчеты следует вести по формулам (III.51) и (III.52).

Для определения p^1 по данным табл. III.5 рассчитывается сумма $v+q$ и строится график $v+q=f(p)$ (рис. III.4). Из графика следует, что $p^1 = 2{,}4$ МПа, так как для труб диаметром 6,2 см граница применимости формул (III.51) и (III.52) соответствует суммарному расходу смеси, равному $4{,}54\times 10^{-3}$ м³/с (формула III.53).

При решении примера 3 было установлено, что

$$\rho_{ж} = 845 - 5{,}6p,$$

$$v_0 = \frac{[50{,}6 - 5{,}28\,(p - 0{,}1)]/\cdot 122000}{86400 \times 844}.$$

Поскольку $\rho_{ж}$ и v_0 линейно зависят от давления, при определении средних значений рассматриваемых величин можно исходить из среднеарифметических давлений на каждом интервале изменения давления. Для нижнего интервала (от 9,7 до 2,4 МПа) среднее давление составляет 5,9 МПа, поэтому

$$\rho_{ж} = 845 - 5{,}6 \cdot 5{,}9 = 812 \text{ кг/м}^3.$$

$$v_0 = \frac{[50{,}6 - 5{,}28\,(5{,}9 - 0{,}1)] \cdot 122000}{86400 \cdot 844} = 33{,}5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Аналогично ведется расчет и для верхнего интервала давлений, где среднее составляет $0{,}5(2{,}4+1{,}0) = 1{,}7$ МПа. Тогда $\rho_{ж} = 835$ кг/м^3, $v_0 = 70{,}3 \times 10^{-3}$ м^3/с.

Секундный объемный расход жидкой фазы определяется следующим соотношением (см. пример 3):

$$q = \frac{122000 + 992{,}2\,(p - 0{,}1)}{86400\rho_{ж}}.$$

Для нижнего интервала $q = 0{,}00182$ м^3/с.

Для верхнего интервала $q = 0{,}00171$ м^3/с.

Основываясь на соотношениях (III.51) и (III.52), рассчитываем длину интервалов.

Для верхнего интервала при $z \approx z_0$

$$k = 2{,}3p_0 \frac{295}{293} = 0{,}232, \quad a = v_0/q = 70{,}3 \cdot 10^{-3}/1{,}71 \cdot 10^{-3} = 41{,}1,$$

$$n = 1 + 0{,}185q/d^{2{,}5} = 1 + 0{,}185 \cdot 0{,}00171/0{,}062^{2{,}5} = 1{,}331,$$

$$\eta = (v_0/q)\,(\rho_{г0}/\rho_{ж}) = (70{,}3 \cdot 10^{-3}/1{,}71 \cdot 10^{-3})\,(1{,}3/835) = 0{,}064.$$

$$A = 1 + 0{,}81\eta + 0{,}0051\,(\eta + 0{,}81)q^2/d^5 = 1 + 0{,}81 \cdot 0{,}064 + 0{,}0051\,(0{,}064 + 0{,}81)\frac{(1{,}71^{-3})^2}{0{,}062^5} = 1{,}066.$$

$$B = 0{,}19 + 0{,}0041\,[1 + \eta\,(\eta + 0{,}81)]\,q^2/d^5 = 0{,}19 + 0{,}0041\,[1 + 0{,}064/(0{,}064 + 0{,}81)]\,(1{,}71 \cdot 10^3)^2/0{,}062^5 = 0{,}204.$$

$$l_2 = \frac{10^6}{835 \cdot 9{,}81 \cdot 1{,}066}\left[2{,}4 - 1 + 0{,}232 \cdot 41{,}1\left(1 - \frac{0{,}204}{1{,}066}\right) \times \lg \frac{2{,}4 + 0{,}1\,\dfrac{41{,}1 \cdot 0{,}204}{1{,}066}}{1 + 0{,}1\,\dfrac{41{,}1 \cdot 0{,}204}{1{,}066}}\right] = 382{,}5 \text{ м}.$$

Аналогичные расчеты проводятся по формуле (III.51) для нижнего интервала, где давление изменяется от 9,7 до 2,4 МПа:

$$a = 18{,}407;\ n = 1{,}352;\ \eta = 0{,}0295;\ C_1 = 1{,}07 \cdot 10^{-2};$$

$$A_1 = 1{,}414;\ B_1 = 0{,}0285;\ l_1 = 1100{,}2 \text{ м}$$

Таким образом, на глубине $383 + 1100 = 1483$ м давление равно 9,7 МПа (см. рис. III.4). Замеренное давление на глубине 1600 м составляет 10,89 МПа. Расчетное давление на этой глубине $9{,}7 + 0{,}01\,(1600 - 1483)\,0{,}790 = 10{,}1$ МПа, т. е. меньше замеренного на 0,27 МПа, что составляет 2,5% (по сравнению с результатами замеров).

В основу теории положено уравнение (III.3) без учета инерционного члена и принято, что $\varphi=a\beta$, тогда

$$\frac{dp}{dl}=g\rho+\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр}, \qquad (III.54)$$

где $\rho=\rho_\beta(a+b\delta)$ — плотность смеси, рассчитанная по истинной газонасыщенности, кг/м³; $\rho_\beta=(1-\beta)\rho_н+\beta\rho_г=m_0/\delta$ — плотность смеси, рассчитанная по расходной газонасыщенности, кг/м³; $m_0=\rho_{н0}+R_0\rho_{г0}$ — масса газожидкостной смеси, приходящаяся на 1 м³ дегазированной нефти (приведенной к нормальным условиям p_0 и T_0), кг/м³; $\rho_{н0}$ ($\rho_{г0}$) — плотность нефти (газа) при нормальных условиях, кг/м³; R_0 — газовый фактор, м³/м³; $\delta=(R_0-r)\times b_г+b_н$ — объемный коэффициент газожидкостной смеси; r — количество растворенного газа, приходящееся на единицу объема дегазированной нефти при заданных p и T, м³/м³; $b_г=\frac{p_0}{p}\cdot\frac{zT}{T_0}$ — объемный коэффициент свободного газа при давлении p и температуре T; $b_н$ — объемный коэффициент нефти; z — коэффициент сжимаемости газа, $b=(1-a)\rho_{н0}/b_н m_0$;

$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{тр}=\lambda\,\mathrm{Fr}_0\,g m_0\delta$; $\mathrm{Fr}_0=\frac{q_0^2}{f^2 2gd\,86400}$ — условное число Фруда, рассчитанное по линейной скорости движения ($q_0=f$) дегазированности нефти; $\lambda=0{,}11\left(\frac{k_э}{d}+\frac{68}{\mathrm{Re}_н}\right)^{0{,}25}$ — коэффициент гидравлического трения газожидкостного потока, рассчитывается по обобщенной формуле А. Д. Альтшуля; $\mathrm{Re}_н=\frac{\rho_\beta q d}{f\mu_н}$ — —условное число Рейнольдса, рассчитанное по приведенной скорости жидкости и вязкости нефти; $k_э$ — эквивалентная равномерно зернистая шероховатость.

Величина $k_э$ в значительной мере зависит от состояния труб. Для новых стальных труб $k_э$=0,01—0,02 мм. С течением времени численное значение $k_э$ возрастает в несколько раз.

Для высокодебитных скважин рекомендуется исходить из соотношения Арманда (a=0,833). После подстановки выражения для потерь напора на трение и ρ в (III.54)

$$gm_0 l=\int_{p_2}^{p_1}\frac{\delta dp}{a+b\delta+\lambda\,\mathrm{Fr}_0\,\delta^2}, \qquad (III.55)$$

где p_1 и p_2 — давления на концах трубы длиною l; l определяется численным интегрированием правой части приведенного соотношения.

Для наклонных скважин вместо Fr_0 следует использовать $\mathrm{Fr}_0/\cos\alpha$ (α — угол между осью скважины и вертикалью). Под l понимается разность отметок сечений, где давления p_1 и p_2. Если угол наклона по высоте — величина переменная (что характерно для реальных условий), то всю глубину скважины необходимо разделить на несколько участков и для каждого участка принимать α постоянной.

Если в (III.55) принять a=1 (следовательно, b=0), то получится уравнение Поэтмана и Карпентера.

Авторы считают, что коэффициенты a и b в (III.54) зависят от числа Фруда смеси $\mathrm{Fr}_c=(v+q)^2/(2f^2gd)$.

Зависимость указанных коэффициентов от числа Fr_c устанавливают по результатам обработки промысловых данных (распределение давления по длине колонны НКТ, свойств нефти и газа).

Используя данные поинтервальных замеров давления, на основании (III.55) можно определить коэффициенты a и b. Для этого рассматриваемое соотношение следует представить в следующем виде:

$$a + b\delta = \frac{\delta}{gm_0} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l} - \lambda \operatorname{Fr}_0 \delta^2. \qquad \text{(III.56)}$$

Если коэффициент λ считать по длине труб неизменным, то, пользуясь соотношением (III.56), можно определить его. Для этого вычитаемое надо перенести в левую часть уравнения.

При расчетах δ надо исходить из среднеарифметического давления на интервале Δl. Коэффициенты a и b определяются методом средних или наименьших квадратов. Накопленный статистический материал позволит обобщить обширные промысловые данные и ввести коррективы в численные значения изучаемых коэффициентов.

Сравнение расчетных кривых распределения давления по длине труб с результатами промысловых замеров показало, что при $\operatorname{Fr}_c < 1$ требуемая точность не обеспечивается.

Методика Поэттмана и Карпентера

Поэттман и Карпентер, основываясь на уравнении Бернулли и пренебрегая изменением кинетической энергии потока, рассматривают движение газожидкостной смеси как течение однородной среды

$$\Delta h = \frac{\int_{p_1}^{p_2} V_y dp}{1 + \frac{2w^2_{ср}}{gd} f_0}, \qquad \text{(III.57)}$$

где Δh — расстояние между двумя сечениями трубы; p_2, p_1 — давление в верхнем и нижнем сечениях трубы; V_y — удельный объем смеси; $V_y = 1/\rho_c$; ρ_c — плотность смеси при давлении p и температуре T; $w_{ср}$ — средняя линейная скорость движения смеси на участке длиною Δh; d — диаметр трубы; f_0 — коэффициент гидравлических сопротивлений.

Изменение общего градиента давления за счет относительной скорости и трения учитывается вторым слагаемым в знаменателе.

Так как линейная скорость смеси по длине колонны НКТ изменяется, то правильно вместо (III.57) написать выражение

$$h = \int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{\rho_c g \left(1 + \frac{2w^2_c}{gd} f_0\right)}, \qquad \text{(III.58)}$$

h определяется численным интегрированием; ρ_c (в кг/м³) и w_c (в м/с) определяют при помощи соотношений

$$\rho_c = \frac{M_н + M_в + M_г}{V_н + V_в + V_г} = \frac{M_c}{V_c} \qquad \text{(III.59)}$$

$$w_c = \frac{4V_c}{\pi d^2} \cdot \frac{1}{86400},$$

где M_c — суммарная масса нефти ($M_н$), воды ($M_в$) и газа ($M_г$), добываемых в сутки, кг/сут; V_c — общий расход смеси, м³/сут; $V_н$, $V_в$, $V_г$ — расходы соответственно нефти, воды и газа, приведенные к давлению p и температуре T, м³/сут.

В отличие от ряда других исследований здесь не учитывается зависимость плотности смеси от относительной скорости.

Авторы считают, что режим течения смеси турбулентный (область вполне шероховатого трения), поэтому сопротивление не зависит от вязкости смеси.

В результате обработки промысловых данных рекомендуется графическая зависимость для определения коэффициента f_0 как функции произведения $d\rho_c w_c$ (d — диаметр трубы, м; ρ_c — плотность смеси, кг/м³, w_c — скорость смеси, м/с), которое имеет размерность абсолютной вязкости. Рассматриваемое произведение по всей длине колонны НКТ (при неизменном диаметре) остается постоянным, т. е. f_0 не зависит от структуры потока и содержания свободного газа в газожидкостной смеси.

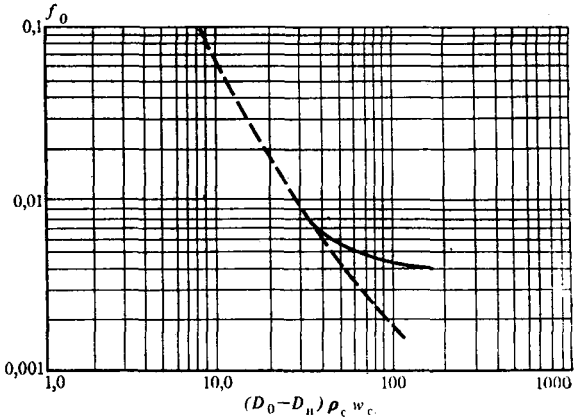


Рис. III.5. График для определения коэффициента f_0

Для удобства расчетов f_0 графическую зависимость, предложенную Поэттманом и Карпентером, целесообразно представить в виде эмпирических формул

$$f_0 = 10^{y-3}, \qquad \text{(III.60)}$$

где

$$y = \frac{30{,}663}{x^{0{,}6578}} - 10{,}433, \quad (\text{при } d\rho_c w_c > 4);$$

$$y = 14{,}145 - 3{,}153x \quad (\text{при } d\rho_c w_c \leqslant 4);$$

$$x = 3 + \lg(d\rho_c w_c).$$

При движении ГЖС по кольцевому пространству f_0 определяется по графику (рис. III.5), представленному в виде сплошной линии (пунктирная линия соответствует движению смеси по круглой трубе). Тогда скорость смеси

$$w_c = \frac{4v_c}{\pi (D_0^2 - D_н^2)},$$

где D_0 — внутренний диаметр обсадной колонны; $D_н$ — внешний диаметр НКТ.

Методика Данса и Роса

Эта методика основана на результатах большого числа лабораторных исследований и (как утверждают авторы) проверена по данным промысловых замеров.

В зависимости от расхода газа все режимы (структуры) потока подразделяются на три группы.

1. В непрерывной жидкой фазе имеются мельчайшие газовые пузырьки, газовые пробки. К этой же группе относится турбулентное движение вспенившейся смеси.

2. Движение смеси представлено в виде чередующихся порций газа и жидкости. Частично имеет место турбулентное движение вспенившейся смеси.

3. Газовая фаза непрерывна, в потоке газа содержатся капли жидкости.

Для фонтанных и газлифтных скважин характерны только структуры первых двух групп. Поэтому приведем соотношения, применимые для этих групп.

Граница перехода от первой группы смеси ко второй определяется следующим соотношением:

$$\frac{v}{f}\sqrt[4]{\frac{\rho_ж}{g\sigma}} = L_1 + L_2\frac{q}{f}\sqrt[4]{\frac{\rho_ж}{g\sigma}}, \qquad (III.61)$$

где L_1 и L_2 — безразмерные функции, зависящие от безразмерного диаметра D_0 (рис. III.6); $D_0 = d\sqrt{\rho_ж g/\sigma}$.

При движении смеси по кольцевому пространству $d = d_1 - d_2$, где d_1, d_2 — внешний и внутренний диаметры кольца.

В основу расчета положено уравнение движения смеси без учета инерционного слагаемого (для первых двух групп структур):

$$\varepsilon = 1 - \varphi\left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж}\right) + 4f_{тр}\frac{q^2}{2f^2gd}\left(1 + \frac{v}{q}\right). \qquad (III.62)$$

Величина φ определяется в зависимости от группы структур. Для первой группы

$$A_1 + A_2\frac{q}{f}k + \left(A_3 - \frac{0{,}032A_4}{dk}\right)\left(\frac{vk}{f+qk}\right)^2 = \left(\frac{v}{\varphi} - \frac{q}{1-\varphi}\right)\frac{k}{f}. \qquad (III.63)$$

Для второй группы

$$(1 + A_5)\frac{\left(\frac{vk}{f}\right)^{0{,}962} + 0{,}908dk + A_6}{\left(1 + A_7\frac{qk}{f}\right)^2} = \left(\frac{v}{\varphi} - \frac{q}{1-\varphi}\right)\frac{k}{f}, \qquad (III.64)$$

где $k = \sqrt[4]{\rho_ж/g\sigma}$; $A_1 - A_7$ — безразмерные функции, определяемые по графикам (рис. III.7, III.8) в зависимости от безразмерной абсолютной вязкости $\mu_э = \mu_ж\sqrt[4]{g/(\sigma_ж\sigma^3)}$. Для расчета коэффициента гидравлических сопротивлений используется соотношение $f_{тр} = f_1f_2/f_3$, где f_1 — безразмерный коэффициент, определяемый по графику (рис. III.9) в зависимости от числа Рейнольдса, рассчитанного по приведенной скорости жидкости ($Re_ж$):

$$Re_ж = \frac{\rho_ж q\,1}{\mu_ж f},$$

$$f_3 = 1 + 0{,}141f_1\sqrt{v/q},$$

f_2 — безразмерный коэффициент корреляции, определяемый по графику (рис. III.10).

Из всех трех рассмотренных коэффициентов от f_1 в наибольшей мере зависит численное значение $f_{тр}$. Это свидетельствует о том, что $f_{тр}$ при движении однородной жидкости преимущественно зависит от числа Рейнольдса.

На основе приведенных соотношений проводится расчет распределения давления по длине колонны труб и решается ряд других задач.

Порядок расчетов следующий. При заданных расходах газа и жидкости, плотности ее, поверхностного натяжения (в зависимости от давления и тем-

пературы), диаметра трубы на основе (III.61) устанавливается группа структур. В зависимости от этого выбирается формула (III.63) или (III.64). Определив необходимые коэффициенты, рассчитывают истинную газонасыщенность (это достигается решением квадратного уравнения). Затем рассчитываются сопротивление на трение и общий градиент давления.

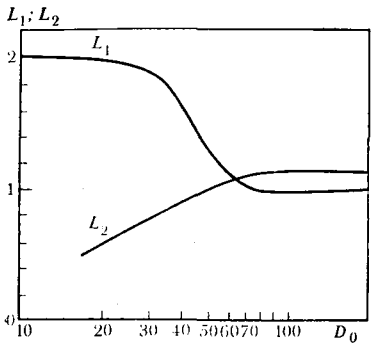
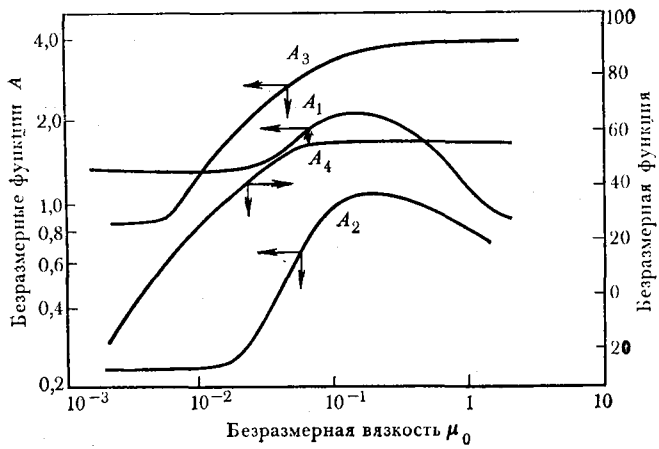


Рис. III.6. Зависимость безразмерных функций L_1 и L_2 от безразмерного диаметра D_0.

Рис. III.7. Зависимость безразмерных функций A_1—A_4 от безразмерной вязкости μ_0



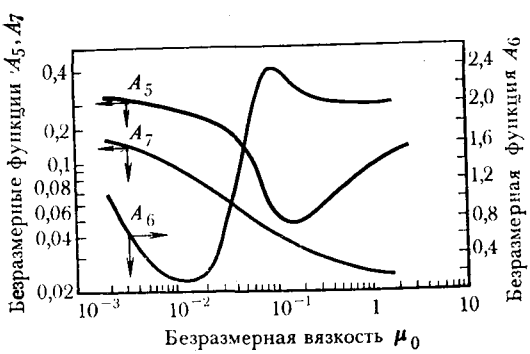


Рис. III.8. Зависимость безразмерных функций A_5—A_7 от безразмерной вязкости μ_0

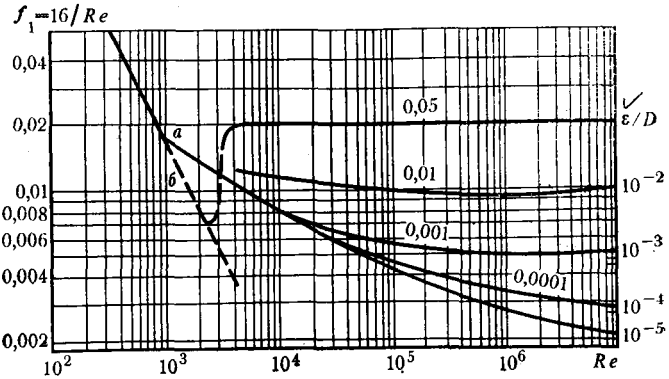


Рис. III.9. Зависимость f_1 от Re

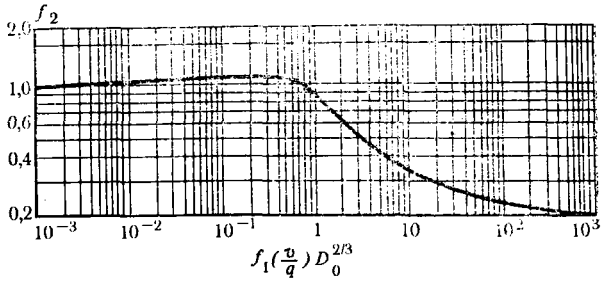


Рис. III.10. Зависимость f_2 от параметра $f_1(v/q)D_0^{2/3}$

Наличие большого числа коэффициентов корреляций, определяемых по соответствующим графикам, может привести к ошибкам в результатах расчетов. В связи с этим целесообразно отдельные участки кривых (которые представляют интерес для скважин данной залежи) представлять в виде полиномов, что облегчает технику расчетов.

Методика Г. Уоллиса

В этой методике учитывается, что скорость подъема одиночного снарядного газового пузыря в неподвижной жидкости зависит от подъемной силы, вязкости жидкости, поверхностного натяжения и инерции жидкости.

Согласно Г. Уоллису,

$$w_п = K_1 \rho_ж^{-1/2} [gd\,(\rho_ж - \rho_г)]^{1/2}, \qquad (III.65)$$

где

$$K_1 = 0{,}345\,(1 - e^{-0{,}029N_f})\,(1 - e^{(3{,}37-N_1)/m}),$$

N_f — безразмерная обратная вязкость; $N_f = \dfrac{[d^3 g\,(\rho_ж - \rho_г)\,\rho_ж]^{1/2}}{\mu_ж}$; N_1 — число Этвеша; $N_1 = \dfrac{gd^2\,(\rho_ж - \rho_г)}{\sigma}$; m — функция числа N_f;

$m=10$ при $N_f>250$; $m=69N_f^{-0,35}$ при $18\leqslant N_f<250$; $m=25$ при $N_f<18$.

Если $\rho_{ж}\gg\rho_{г}$, то $N_f=\sqrt{Ga}$.

Для большинства нефтяных скважин $N_f>250$, поэтому $m=10$. Действительно, если $d=4,03$ см, $\rho_{ж}=0,7$; $\rho_{г}=0,01$, $\mu_{ж}=0,7$ мПа·с, то $N_f=251$.

По данным $w_{п}$ рассчитывается истинная газонасыщенность:

$$\varphi=v[1,2(v+q)+w_{п}f]^{-1}. \qquad \text{(VI.66)}$$

Общий градиент давления, обусловленный силой тяжести и трением, определяется суммой

$$\varepsilon=1-\varphi+\frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}}\varphi+(1-\varphi)\lambda\frac{\rho_{ж}w_{с}^{2}}{2gd}, \qquad \text{(VI.67)}$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений, определяемый по формуле Колбрука; $\lambda=\dfrac{0,309}{\left(\lg\dfrac{Re_{ж}}{7}\right)^{2}}$; $Re_{ж}$ — условное число Рейнольдса, рассчитанное по скорости смеси и вязкости жидкости; $Re_{ж}=\dfrac{(v+q)\rho_{ж}d}{f\mu_{ж}}$.

При определении гидравлических сопротивлений предусматриваются потери на трение в той части труб, где движется только жидкость, т. е. на длине $(1-\varphi)L$ (L — длина всей трубы).

С учетом поправки на величину потерь давления, обусловленных ускорением,

$$\varepsilon_{0}=\varepsilon/U, \qquad \text{(III.68)}$$

где

$$U=1-\frac{\rho_{ж}w^{2}_{ж\,пр}w_{г\,пр}}{(w_{ж\,пр}+w_{п})\,p};$$

ε определяется соотношением (III.67); $w_{ж\,пр}$ и $w_{г\,пр}$ — приведенные скорости жидкости и газа; p — абсолютное давление.

При пробковом течении смеси, когда длина пузыря достигает десятков диаметров трубы, следует вводить поправку в численное значение истинной газонасыщенности вследствие наличия жидкости в кольцевом пространстве между пузырем и стенками трубы. Эта поправка учитывается введением множителя

$$\varphi_{ист}=\varphi\left(1-\frac{2\delta}{d}\right)^{-2}, \qquad \text{(III.69)}$$

где δ — толщина жидкой пленки, окружающей газовый пузырь цилиндрической формы.

Исходя из элементарной теории движения жидкости в кольцевом пространстве, можно записать следующее соотношение:

$$\frac{w_{ж\,пр\,0}}{w_{п}}=\left[1,\ 2\frac{w_{с}}{w_{п}}+1\right]\left[1-\frac{2\delta}{d}\right]^{2}-\frac{w_{с}}{w_{п}}, \qquad \text{(III.70)}$$

где $w_{ж\,пр\,0}$ — приведенная скорость жидкости, стекающей через кольцевое пространство.

Если $Re_{г}$ (число Re пленки) меньше 3500, то

$$\frac{w_{ж\,пр\,0}}{w_{п}}=3,85N_f\left(\frac{\delta}{d}\right)^{3}; \qquad \text{(III.71)}$$

при $3500 < Re_г < 30000$

$$\frac{w_{ж\,пр\,в}}{w_п} = 190\left(\frac{\delta}{d}\right)^{3/2}, \qquad (III.72)$$

где

$$Re_г = 1{,}33g\,(\rho_ж - \rho_г)\,\rho_ж \delta^3 \mu_ж^{-2}. \qquad (III.73)$$

Порядок расчета следующий:

1) рассчитывают безразмерную обратную вязкость N_f;

2) рассчитывают $w_c/w_п$;

3) приравнивая (III.71) к (III.70) (т. е. принимая, что $Re_г < 3500$), методом подбора или графоаналитическим путем определяют отношение δ/d, а затем δ;

4)по (III.73) определяют $Re_г$. Если $Re_г$ окажется больше 3500, то расчет величины δ/d повторяют, основываясь на соотношении (III.72);

5) рассчитывают истинную газонасыщенность по (III.66).

Таким образом, общий градиент давления с учетом ускорения потока и уточнения истинной газонасыщенности примет следующий вид:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_0}{U}\left[\frac{1-\varphi_{ист}}{1-\varphi}\right]. \qquad (III.74)$$

Нетрудно заметить, что $\varepsilon > \varepsilon_0$.

Чтобы установить, как распределяется давление по длине труб, надо определить градиент давления (см. формулу III.67) при нескольких значениях p.

Рассмотренную методику расчетов можно использовать для установления режима работы фонтанных или газлифтных скважин.

Точность полученных результатов определяется, в первую очередь, вязкостью жидкой фазы. Если $N_f < 300$, то движение смеси существенно зависит от вязкости и рассмотренные соотношения становятся неточными.

Особенности расчетов движения газоводонефтяной смеси

По мере разработки залежи скважины обычно обводняются. В результате увеличивается плотность смеси, а эффективный газовый фактор уменьшается. В результате градиент давления в колонне НКТ растет. Нередко в нижней части скважины движется смесь вода — нефть. Таким образом, по длине колонны НКТ в нижней части движется смесь вода — нефть, а в верхней газ — нефть — вода. При расчете градиента давления в нижней части труб необходимо учитывать относительную скорость нефти.

Аналогично соотношениям, описывающим движение ГЖС, применительно к водонефтяной смеси имеем:

$w_н = w_в + w_0$ — смесь типа нефть в воде,

$w_н = w_в - w_0$ — смесь типа вода в нефти,

где $w_н$ ($w_в$) — истинная скорость движения нефти (воды); w_0 — относительная скорость.

Согласно этим соотношениям,

$$w_н = 0{,}5\left[A + \sqrt{A^2 + 4\,\frac{q_н}{f}\,w_0\,\frac{B}{100-B}}\right], \qquad (III.75)$$

где $A = \frac{q_н}{f}\cdot\frac{100}{100-B} - w_0$; B — процентное содержание воды в добываемой продукции.

Для смеси второго типа

$$w_н = 0{,}5\left[A_1 + \sqrt{A^2{}_1 - 4\,\frac{q_н}{f}\,w_0}\right], \qquad (III.76)$$

где

$$A_1 = \frac{q_н}{f} \cdot \frac{100}{100 - B} + w_0.$$

Область применимости приведенных соотношений зависит от объемного содержания воды.

По данным Ф. И. Котяхова, объемная концентрация диспергированной фазы, когда происходит инверсия, составляет 0,7. В. М. Люстрицкий считает, что инверсия фаз происходит при 0,5. А. Н. Адонин, А. И. Гужов и И. Я. Литвинов, основываясь на специальных исследованиях, пришли к выводу, что инверсия фаз зависит не только от концентрации диспергированной фазы, но и от скорости движения смеси. Скорость потока способствует коалесценции капель.

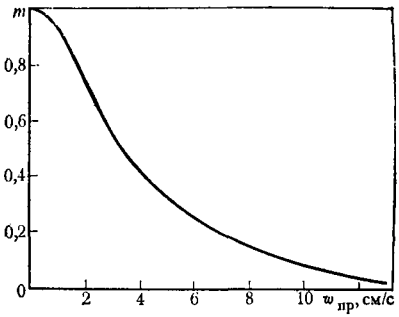


Рис. III.11. График для определения поправочного коэффициента m в зависимости от приведенной скорости нефти или воды

Строго говоря, относительная скорость зависит от типа смеси; тем не менее в первом приближении можно считать, что для обоих типов смеси она одинакова. Согласно рекомендации Ф. И. Котяхова, М. Г. Осипова, В. А. Харькова,

$$w_0 = m w_к,$$

где $w_к$ — скорость всплывания одиночной капли нефти в воде; m — поправочный коэффициент, зависящий от приведенной скорости движения.

Величина $w_к$ составляет 13—14 см/с. Коэффициент m определяется по графику (рис. III.11).

Для второго типа смеси можно воспользоваться этим же графиком, но по горизонтали откладывать приведенную скорость воды. В соответствии с этим графиком при $q_н/f \approx 14$ см/с $m=0$, т. е. оба компонента движутся с одинаковыми скоростями.

Плотность смеси (вода — нефть) независимо от типа определяется по формуле

$$\rho_с = \rho_н \varphi_н + \rho_в (1 - \varphi_н). \qquad (III.77)$$

Чтобы обеспечить наименьший градиент за счет столба смеси, необходимо создать условия, когда $m=0$. Тогда

$$\rho_с = \rho_н (1 - B) + \rho_в B,$$

где B — доля воды в смеси.

Потери напора на трение зависят от степени дисперсности системы. Максимальные значения потерь на трение достигаются при инверсии фаз, что вызвано наличием максимальной эффективной вязкости.

Пример 6. Установить целесообразность применения труб диаметром 6,2 см для скважины с дебитом нефти 15 м³/сут и воды 70 м³/сут ($B = 82{,}5\%$).

Решение. Приведенная скорость нефти

$$w_{пр\,н} = \frac{15 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0{,}785 \cdot 6{,}2^2} = 5{,}8 \text{ см/с}.$$

Согласно графику (см. рис. 11), $m \approx 0{,}25$, поэтому $w_0 = 0{,}25(13—14) = 3{,}3—3{,}5$ см/с. В соответствии с (III.75) $w_в = 32{,}5$ см/с.

Из соотношения

$$w_в = \frac{q_в}{f\,(1-\varphi_н)}$$

определяется $\varphi_н$. В данном случае $q_в = 70$ м³/сут $= 810$ см³/с, $f = 30{,}2$ см², поэтому $\varphi_н = 0{,}175$.

Таким образом, плотность смеси $\rho_с = 0{,}8 \cdot 0{,}175 + 1{,}1 \cdot 0{,}825 = 1{,}05$ г/см³, где 0,8 и 1,1 — соответственно плотность нефти и воды.

Замена труб на трубы меньшего диаметра приведет только к уменьшению плотности (в третьем знаке после запятой), что нецелесообразно, так как при этом возрастут потери на трение.

Потери на трение следует определять по формуле Дарси — Вейсбаха

$$p_{тр} = \lambda_0 \left(\frac{q_н + q_в}{f}\right)^2 \frac{\rho_с L}{2d},$$

где λ_0 — коэффициент гидравлических сопротивлений при движении водонефтяной смеси.

При расчете λ_0 надо исходить из скорости смеси, а число Re определять из данных вязкости смеси.

Вязкость смеси определяется лабораторным или расчетным способами. Расчетный наименее надежный, так как вязкость смеси зависит от многих факторов. В первом приближении можно рекомендовать следующую зависимость:

$$\mu_с = \mu_н \left[1 + 2{,}5\varkappa \frac{\mu_в + 0{,}4\mu_н}{\mu_в + \mu_н}\right],$$

где $\mu_н$ — вязкость внешней фазы; $\mu_в$ — вязкость внутренней фазы; χ — отношение объема внутренней фазы к объему смеси.

Если вместе с водою и нефтью движется свободный газ, то в первом приближении можно воду и нефть рассматривать как единую жидкую фазу и смесь — как двухкомпонентную: жидкость (вода — нефть) — свободный газ.

Относительной скоростью нефти по отношению к воде (или наоборот) следует пренебречь, так как наличие свободного газа способствует турбулизации потока, и в результате роль относительной скорости (в жидкой фазе) практически становится незначительной.

Данс и Рос при наличии обводненной продукции, когда вода легко отделяется от нефти, предлагают следующее соотношение:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{нв} = (1 - 7{,}3B)\left(\frac{dp}{dl}\right)_н + 7{,}3B\left(\frac{dp}{dl}\right)_в,$$

где $\left(\frac{dp}{dl}\right)_н$ — градиент давления при движении газонефтяной смеси; $\left(\frac{dp}{dl}\right)_в$ — градиент давления при движении газоводяной смеси; $\left(\frac{dp}{dl}\right)_{нв}$ — градиент давления при движении газонефтеводяной смеси; B — содержание воды в общем потоке (в долях единицы).

Этим выражением можно пользоваться, когда содержание воды менее 10%.

РАСЧЕТЫ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Для выбора оборудования и установления режима работы фонтанных и газлифтных скважин предлагаются аналитический метод акад. А. П. Крылова и графоаналитический метод, в основу которого положено использование кривых изменения давления вдоль колонны НКТ ($p = f(H)$). При дебитах до 200 т/сут, умеренных газожидкостных отношениях до 100—150 м³/м³ и

вязкостях жидкости, не превышающих 20 мПа·с, расчеты по обоим методам дают практически одинаковые результаты. В аномальных условиях; при высоких дебитах, больших газосодержаниях или при откачке высоковязких жидкостей — преимущество следует отдать графоаналитическому методу, при условии, что кривые $p=f(H)$ будут построены по одной из изложенных методик для условий данного месторождения.

При расчетах по формулам А. П. Крылова необходимо пользоваться следующими единицами измерений: Q — т/сут, Γ — м³/т, p — Па, $H(L)$ — м, $d(D)$ — мм, ρ — кг/м³, g — м/с². При графоаналитическом методе единицы измерения приведены на номограммах и используются в примерах расчетов, которыми иллюстрируется метод.

Условия фонтанирования. Минимальное давление фонтанирования

Для фонтанирования скважины необходимо, чтобы эффективный газовый фактор $\Gamma_{эф}$ был больше или равен удельному расходу газа при оптимальном режиме.

Если забойное давление $p_з$ меньше давления насыщения $p_{нас}$, условие фонтанирования будет следующее:

$$\left(\Gamma - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_1} \cdot \frac{p_з + p_у}{2}\right)\left(1 - \frac{B}{100}\right) \geqslant \frac{0{,}388L\,(L\rho g - p_з + p_у)}{d^{0,5}\,(p_з - p_у)\,\lg \dfrac{p_з}{p_у}}, \qquad \text{(III.78)}$$

где Γ — газовый фактор, м³/т; α — коэффициент растворимости газа в нефти, Па$^{-1}$; $\rho_1(\rho)$ — плотность нефти (жидкости); кг/м³; $p_у$ — устьевое противодавление, Па; B — процентное содержание воды в добываемой продукции; L — длина колонны насосно-компрессорных труб. Колонну НКТ обычно спускают почти до верхних отверстий перфорации, поэтому давление у башмака равно забойному.

Если забойное давление больше давления насыщения $p_н$, то условие фонтанирования следующее:

$$\frac{\Gamma - 10^3 \dfrac{\alpha}{\rho_1} p_у}{2}\left(1 - \frac{B}{100}\right) \geqslant \frac{0{,}388L\,(L\rho g - p_н + p_у)}{d^{0,5}\,(p_н - p_у)\,\lg \dfrac{p_н}{p_у}}, \qquad \text{(III.79)}$$

где L — длина подъемника, т. е. расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения. Пренебрегая трением в области однофазного потока, имеем:

$$L = H - \frac{p_з - p_{нас}}{\rho g}. \qquad \text{(III.80)}$$

Плотность жидкости в обводненных скважинах рассчитывается по формуле

$$\rho = \rho_1\left(1 - \frac{B}{100}\right) + \rho_в \frac{B}{100},$$

где $\rho_в$ — плотность воды.

При обводнении скважины условия фонтанирования ухудшаются. Процент обводненности, когда прекращается фонтанирование, определяют, решая уравнение (III.78) или (III.79) относительно B.

С уменьшением забойного давления также ухудшаются условия работы фонтанной скважины, поскольку увеличивается удельный расход газа. Забойное давление может достичь значения, когда потребный удельный расход газа превысит эффективный газовый фактор $\Gamma_{эф}$ и скважина прекратит фонтанирование.

Определим минимальное давление фонтанирования для условия $p_з > p_{нас}$. По мере уменьшения забойного давления длина подъемника будет увеличиваться (III.80). Минимальному забойному давлению фонтанирования отвечает максимальная длина подъемника L, определяемая из (III.79) при решении его как равенства для условий конца фонтанирования. Эффективный газовый фактор тогда не зависит от величины забойного давления. Из (III.79) следует:

$$L_{max} = 0{,}5\left[h + \sqrt{h^2 + 10{,}31\Gamma_{эф}d^{0{,}5}h \lg \frac{p_{нас}}{p_у}}\right], \qquad \text{(III.81)}$$

где

$$h = \frac{p_{нас} - p_у}{\rho g}.$$

Минимальное забойное давление фонтанирования определится равенством

$$p_{з\min} = p_н + (H - L_{max})\rho g. \qquad \text{(III.82)}$$

Чем больше обводненность продукции, тем при более высоком забойном давлении прекратится фонтанирование.

Минимальное давление фонтанирования при условии $p_з < p_{нас}$ рассчитывается из трансцендентного уравнения (III.78) относительно $p_з$.

Выбор колонны труб из условий в начале и конце фонтанирования

Для отбора заданного дебита при известном газовом факторе можно подобрать такой диаметр колонны труб, при котором расход энергии на подъем жидкости будет минимальным. По мере разработки залежи количество пластовой энергии, поступающей на забой скважины, уменьшается вследствие обводнения продукции, загрязнения призабойной зоны или падения пластового давления. Особенно острая необходимость в рациональном использовании пластовой энергии возникает в конце периода фонтанирования. Из условий в конце фонтанирования и выбирается диаметр колонны НКТ для подъема газожидкостного потока с тем, чтобы скважина работала на оптимальном режиме:

$$d_к = 400\sqrt{\frac{\rho_к L_к}{p_1 - p_{ук}}}\sqrt[3]{\frac{Q_к L_к}{\rho_к g L_к - p_1 + p_{ук}}}, \qquad \text{(III.83)}$$

где p_1 — давление у башмака.

Индекс «к» в (III.83) означает, что соответствующие параметры нужно брать для условий конца фонтанирования.

Проектом разработки задается изменение во времени дебитов скважин, забойных и пластовых давлений. За забойное давление в конце периода фонтанирования $p_{з\,к}$ принимается минимальное давление фонтанирования, а дебит — по проекту разработки в соответствии с этим забойным давлением.

За устьевое давление $p_{у\,к}$ принимается минимальное, обеспечивающее нормальную работу системы сбора. Плотность жидкости $\rho_к$ определяется по прогнозу обводнения продукции скважин во времени. Трубы считаются спущенными до верхних отверстий фильтра, а длина колонны НКТ $L_к$ при $p_{з\,к} > p_{нас}$ определяется по уравнению (III.80). Если забойное давление в конце фонтанирования меньше давления насыщения, то $L = H - a$, где a — расстояние от забоя до верхних отверстий фильтра.

Давление у башмака p_1 берется равным давлению насыщения для условия $p_{з\,к} > p_{нас}$ при $p_{з\,к} < p_{нас} p_1 = p_{з\,к}$. Спуск в скважину колонны труб с внутренним диаметром, рассчитанным по (III.83), позволит увеличить период фонтанирования. Если расчетный диаметр не соответствует стандартному,

необходимо взять ближайший меньший стандартный диаметр d или использовать ступенчатую колонну.

Выбранный диаметр труб должен обеспечить запланированные отборы в начальный период фонтанирования скважины $Q_{нач}$. Поэтому подъемник проверяют на максимальную производительность в условиях начала фонтанирования (параметры отмечены индексом «нач»):

$$Q_{max} = \frac{15 \times 10^{-8} d^3}{\rho_{нач}^{0,5}} \left(\frac{p_1 - p_{у\,нач}}{L_{нач}} \right)^{1,5}. \qquad (III.84)$$

Если $Q_{max} \geqslant Q_{нач}$, то спускают колонну труб диаметром d, что удовлетворяет условиям в конце и начале фонтанирования.

При $Q_{max} < Q_{нач}$ диаметр труб определяют из условий работы колонны на максимальном режиме. Тогда из (III.84) следует:

$$d_{нач} = 186 \sqrt{\frac{L_{нач}}{p_1 - p_{у\,нач}}} \sqrt[3]{Q_{нач} \rho_{нач}^{0,5}}. \qquad (III.85)$$

Колонна НКТ диаметром $d_{нач}$ не будет работать на оптимальном режиме в условиях конца фонтанирования. Поэтому продолжительность фонтанирования уменьшится.

Если рассчитанный диаметр не отвечает стандартному, его округляют до ближайшего большего стандартного или применяют ступенчатую колонну труб.

В начальный период фонтанирования известны плотность жидкости $\rho_{нач}$, длина колонны НКТ $L_{нач}$, давление у башмака p_1. Порядок их определения аналогичен описанному для условий в конце фонтанирования. Давление на устье скважины в условиях начала фонтанирования $p_{у\,нач}$ определяем по формулам (III.86), решая трансцендентное уравнение относительно $p_{у\,нач}$. Величиной диаметра, входящего в уравнения (III.86), необходимо задаться. Поскольку от диаметра мало зависят результаты расчета $p_{у\,нач}$, можно принять его равным 63 мм:

$$\left(\Gamma - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_1} \frac{p_{з\,нач} + p_{у\,нач}}{2} \right) \left(1 - \frac{B}{100} \right) = \frac{3,88 L_н^2 \rho_н}{d^{0,5} (p_1 - p_{ун}) \lg \frac{p_1}{p_{ун}}}$$

при $p_{з\,нач} < p_{нач}$,

$$\frac{\Gamma - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_1} p_{у\,нач}}{2} \left(1 - \frac{B}{100} \right) = \frac{3,88 L_{нач}^2 \rho_{кач}}{d^{0,5} (p_1 - p_{у\,нач}) \lg \frac{p_1}{p_{у\,нач}}}$$

при $p_{з\,нач} > p_{нач}$.

Если диаметр колонны НКТ, которая может быть спущена в обсадную колонну, не обеспечивает запланированный отбор, то фонтанирование происходит и по кольцевому пространству между этими колоннами труб. Соответствующий метод расчета помещен в разделе о газлифтной эксплуатации, принципы этого расчета могут быть использованы и для фонтанных скважин.

Графический способ выбора оборудования и установления режима работы фонтанных скважин

Особую ценность способ представляет при проектировании разработки новых месторождений, так как на действующих месторождениях, где колон-

ны НКТ уже спущены, установить режим работы скважины можно опытным путем, изменяя диаметр штуцера. Но и в этом случае использование графического способа может оказаться полезным. Он дает возможность выявить необходимость смены диаметра НКТ в скважинах для увеличения дебитов или продления сроков фонтанирования.

Сущность метода заключается в использовании кривых распределения давления по длине колонны труб $p=f(H)$, параметром которых является дебит. В условиях эксплуатации месторождений с поддержанием пластового давления газовый фактор не зависит от дебита скважины.

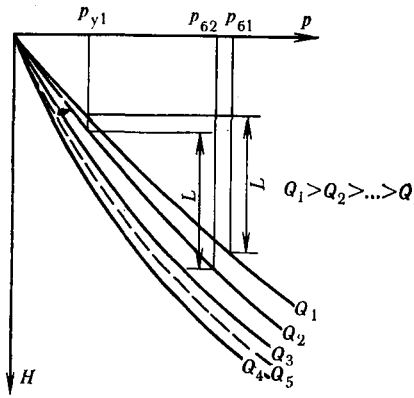


Рис. III.12. Схематическое распределение давления по длине колонны НКТ при различных дебитах скважины $Q_{i=1,2,3,4,5}$

Для графического расчета необходимо располагать рядом номограмм (рис. III.12), построенных для труб различного диаметра при разных обводненностях продукции. Кривые $p=f(H)$ рассчитываются по одной из методик, приведенных выше (см. стр. 72). Проверка пригодности той или иной методики для данного месторождения осуществляется сопоставлением расчетных кривых $p=f(H)$ с результатами поинтервальных замеров давления в работающих скважинах.

Располагая зависимостями $p=f(H)$, строят характеристические кривые зависимость давления у башмака колонны НКТ от его дебита при фиксированных давлениях на устье. Для данного месторождения строят характеристические кривые для диаметров труб, которые предполагается использовать при его разработке. Помимо диаметра характеристические кривые будут зависеть от длины подъемника. Глубина скважин на месторождении может быть различной. Чтобы избежать большого числа построений, длина подъемника L для расчета характеристических кривых принимается постоянной, например, равной минимальному расстоянию на месторождении от устья до верхних отверстий фильтра. В скважинах более глубоких при совмещении работы пласта и подъемника значение пластового и забойных давлений приводится к уровню L.

Характеристические кривые приведены на рис. III.13 для трех устьевых давлений, метод их построения виден из рис. III.12 для устьевого давления p_{y1}. Зная давление на устье и имея кривую распределения давления при дебите Q_1, определяют давление у башмака колонны НКТ ($p_{б1}$), находящегося от устья на известном расстоянии L (рис. III.12). По координатам Q_1 и $p_{б1}$ на рис. III.13 строится точка *1*. Затем находится давление на башмаке для дебита Q_2 ($p_{б2}$ на рис. III.12) и наносится точка *2* (рис. III.13). Таким же образом на рис. III.13 строят точки для дебитов Q_3, Q_4, Q_5. Соединяя точки, получают характеристическую кривую при давлении на устье p_{y1}. Подобные характеристические кривые строят при различных устьевых давлениях для НКТ разного диаметра.

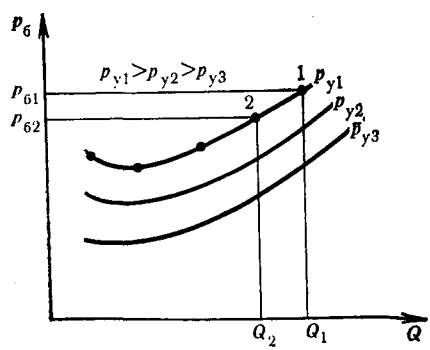


Рис. III.13. Характеристические кривые

Выбор диаметра колонны НКТ

Часто на одном и том же месторождении для обеспечения заданных отборов возникает необходимость спускать колонны НКТ разного диаметра.

Для определения диаметра колонны НКТ пользуются набором характеристических кривых (рис. III.14), построенных для диаметров колонн НКТ, которые предполагают использовать при эксплуатации данного месторождения. Кривые строятся для минимального устьевого давления, обеспечивающего транспортирование продукции скважин к сборному пункту.

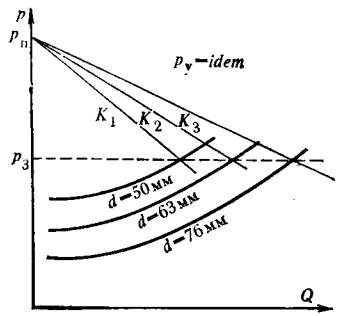


Рис. III.14. Определение диаметра колонны НКТ для фонтанной скважины

На этом же графике строятся индикаторные кривые продуктивного пласта. На оси ординат откладывается пластовое давление $p_п$, приведенное к уровню башмака НКТ, и приведенное забойное давление $p_з$, предусмотренное проектом разработки. На уровне $p_з$ проводится горизонтальная линия. Точки пересечения индикаторных линий и характеристических кривых определяют условия совместной работы пласта и газожидкостного подъемника. Из рис. III.14 видно, что при большем коэффициенте продуктивности скважины K для отбора ее продукции необходима колонна НКТ большего диаметра.

Пусть для оборудования фонтанных скважин на данном месторождении планируется использование диаметров НКТ, указанных на рис. III.14. По данным исследования скважины определяется коэффициент продуктивности K. Если он меньше или равен K_1 (рис. III.14), в эту скважину нужно спускать колонну труб диаметром 50 мм, если $K_1<K\leqslant K_2$, то диаметр НКТ нужно взять 63 мм. При $K_2<K\leqslant K_3$ d=76 мм.

Если K больше K_3, то допустимый отбор не обеспечивается колонной труб диаметром 76 мм. Нужно спускать колонну трубы большего диаметра или эксплуатировать скважину по кольцевому пространству.

Установление режима работы фонтанной скважины

Колонну фонтанных труб диаметром, выбранным по изложенной методике, спускают в скважину, подключают к системе сбора и проводят ее исследование. Полученная индикаторная кривая *1* скважины накладывается на семейство характеристических кривых *2*, построенных для выбранного диаметра колонны НКТ при различных давлениях на устье (рис. III.15). При построении индикаторной линии давления приводятся к уровню башмака колонны.

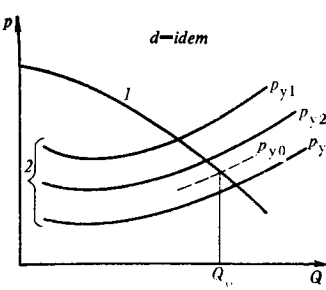


Рис. III.15. Установление режима работы фонтанных скважин

Если условиями разработки заданы депрессия или дебит из данной скважины Q_0, то определяют устьевое давление, обеспечивающее этот дебит $p_{у0}$ (см. рис. III.15).

Представляет интерес и обратная задача — изучение зависимости изменения устьевого давления (вследствие изменения системы сбора) от дебитов отдельных скважин. Эта задача также решается с помощью номограммы (см. рис. III.15).

Цель расчета — подбор такой колонны НКТ, которая обеспечила бы запланированный дебит из скважины при минимуме энергетических затрат. Обычно для конкретной скважины рабочее давление оказывается заданным системой газораспределения. Поэтому при расчете определяются диаметр и длина колонны НКТ, а также расход рабочего агента, которые обеспечивают заданный или максимальный отбор жидкости для условий данной скважины. Порядок расчета для ограниченного и неограниченного отборов несколько различен.

Расчеты при ограниченном отборе

Ограничение по той или иной причине величины забойного давления или депрессии равносильно ограничению отбора:

$$Q=K(p_{\text{п}}-p_{\text{з}})=K\Delta p. \tag{III.87}$$

Минимальный расход энергии при подъеме газожидкостной смеси обеспечивается при работе скважины на оптимальном режиме. При этом с увеличением погружения колонны НКТ под динамический уровень уменьшается удельный расход газа, т. е. длина колонны НКТ зависит от величины рабочего давления газа $p_{\text{г}}$.

$$L=H-\frac{p_{\text{з}}-p_1}{\rho g}, \tag{III.88}$$

где p_1 — давление у башмака колонны НКТ, которое на 0,3—0,4 МПа меньше рабочего давления вследствие потерь в распределительной сети. С ростом рабочего давления длина колонны НКТ увеличивается, и при $p_1=p_{\text{з}}$ в данной скважине длина колонны труб практически достигает глубины скважины [1]:

$$L=H-a, \tag{III.88'}$$

где a — расстояние от рабочего клапана до верхних отверстий фильтра.

Определив длину колонны по формулам (III.88) или (III.88), находим: диаметр труб

$$d=400\sqrt{\frac{\rho L}{p_1-p_{\text{у}}}}\sqrt[3]{\frac{QL}{\rho g L-p_1+p_{\text{у}}}}; \tag{III.89}$$

удельный расход газа

$$R_{\text{опт}}=\frac{0{,}388L(\rho gL+p_{\text{у}}-p_1)}{d^{0,5}(p_1-p_{\text{у}})\lg\dfrac{p_1}{p_{\text{у}}}}; \tag{III.90}$$

удельный расход закачиваемого газа

$$R_{\text{зак}}=R_{\text{опт}}-\Gamma_{\text{эф}}; \tag{III.91}$$

объем закачиваемого газа

$$V_{\text{зак}}=R_{\text{зак}}Q. \tag{III.92}$$

В формулах (III.89) и (III.90) ρ — плотность жидкости, а устьевое давление определяется из условий сбора. Если диаметр, определенный по (III.89), отличается от стандартного, берут ближайший меньший внутренний стандартный диаметр [2], который используется при дальнейших расчетах.

---

[1] Рабочий клапан нужно устанавливать на ~20 м выше верхних отверстий фильтра, чтобы нагнетаемый газ не мешал нормальному притоку в скважину.

[2] Чтобы избежать повторений, в дальнейшем следует учесть, что если диаметр труб рассчитывался из условий движения смеси на оптимальном режиме, следует брать ближайший меньший стандартный диаметр, если он рассчитывался из условий движения смеси на максимальном режиме — ближайший больший. И в том и другом случае скважина будет работать на режиме между $Q_{\max}$ и $Q_{\text{опт}}$.

Не всегда заданные отборы можно обеспечить по колонне НКТ при работе на оптимальном режиме. Возможны следующие варианты.

А. Диаметр НКТ, рассчитанный по формуле (III.89), не подходит по размеру к эксплуатационной колонне. Тогда выбирают наибольший диаметр d_1 НКТ, который может быть спущен в данную скважину, и определяют пропускную способность на максимальном режиме:

$$Q_{max} = \frac{15\ 10^{-6} d_1^3}{\rho^{0,5}} \left(\frac{p_1 - p_y}{L} \right)^{1,5}. \qquad \text{(III.93)}$$

Если пропускная способность колонны НКТ на максимальном режиме больше или равна заданному дебиту, то берут трубы диаметром d_1. При $Q_{max} \approx Q$ определяют удельный расход газа на максимальном режиме:

$$R_{max} = \frac{3,88 L^2 \rho}{d_1^{0,5} (p_1 - p_y) \lg \frac{p_1}{p_y}}, \qquad \text{(III.94)}$$

Затем определяют $R_{зак}$ и по формуле (III.92) — расход заканчиваемого газа.

Б. При $Q_{max} > Q$ скважина будет работать в режиме между Q_{max} и $Q_{опт}$, поэтому для определения расхода закачиваемого газа строят кривую $Q = f(V)$. Построить необходимо лишь часть характеристической кривой по касательным к ней в точках оптимального и максимального режимов. Для этого, зная Q_{max} (III.93), определим

$$Q_{опт} = Q_{max} \left(1 - \frac{p_1 - p_y}{\rho g L} \right), \qquad \text{(III.95)}$$

$$V_{max} = \frac{5,8 \cdot 10^{-7} d_1^{2,5} (p_1 - p_y)^{0,5} L^{0,5} \rho^{0,5}}{\lg \frac{p_1}{p_y}}, \qquad \text{(III.96)}$$

$$V_{опт} = V_{max} \left(1 - \frac{p_1 - p_y}{\rho g L} \right)^2, \qquad \text{(III.97)}$$

где расход газа V_{max} и $V_{опт}$ в м³/сут.

На рис. III.16 выполнены схематические построения и графическое определение расхода газа V. Расход закачки определится как

$$V_{зак} = V - \Gamma_{эф} Q. \qquad \text{(III.98)}$$

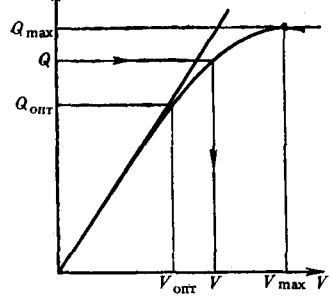


Рис. III.16. Графическое определение расхода газа при $Q_{опт} < Q < Q_{max}$

В. Если по колонне НКТ диаметром d_1 не обеспечивается заданный отбор и на максимальном режиме ($Q_{max} < Q$), то переходят на центральную подачу газа.

Производительность скважины при подъеме газожидкостного потока по кольцевому пространству между колонной НКТ и обсадной увеличивается с уменьшением диаметра НКТ. Но чрезмерно диаметр этих труб уменьшать нельзя, так как это приведет к большим потерям давления при прохождении через них газа. Поэтому для каждого внутреннего диаметра обсадных труб D существует минимальный допустимый диаметр НКТ (внутренний) — $d_г$:

D, мм	203	178	153	127
$d_{г\,min}$, мм	76	63	51	38

Формулы, по которым определяется эквивалентный кольцевому сечению расчетный диаметр труб, эмпирические. Эквивалентный диаметр определяется следующим образом:
для расчета дебита

$$d_Q = D - \left(\frac{d_г}{2} + 13\right), \tag{III.99}$$

для расчета удельного расхода газа

$$d_R = \frac{D - d_г}{2}. \tag{III.100}$$

Порядок расчета следующий:
определяется L по формуле (III.88) или (III.88′);
определяется d_Q по уравнению (III.89);
определяется $d_г$ из формулы (III.99);
если $d_г > d_{г\,min}$ для данного диаметра эксплуатационной колонны, то по формуле (III.100) находится d_R;
затем определяются $R_{опт}$ (III.90), $R_{зак}$ (III.91) и $V_{зак}$ (III.92).

Г. Если $d_г < d_{г\,min}$, то по диаметру $d_{гм}$ и по формуле (III.99) определяется d'_Q;
определяется производительность скважины при подъеме газожидкостной смеси по кольцевому пространству на максимальном режиме Q_{max} (III.93);
если производительность на максимальном режиме меньше заданного дебита, то последний не может быть реализован в данной скважине: из нее может отбираться лишь Q_{max};
определяется d'_R (III.100);
находится R_{max} (III.94), $R_{зак}$ (III.91), $V_{зак}$ (III.92).

Д. Если $Q_{max} > Q$ заданного, то используются формулы (III.95)—(III.97) и графический метод определения V (рис. III.16), причем в формуле (III.96) необходимо вместо $d_1^{2,5}$ взять $d_Q^3/d_R^{0,5}$.

Расчеты при неограниченном отборе

Эксплуатация скважин с неограниченными дебитами возможна при форсированных отборах из залежи или при раздренировании скважин в нефтяной части залежи, используемых в дальнейшем в качестве нагнетательных. Но и тогда отборы оказываются ограниченными, если не геологическими или техническими причинами, то экономическими; они ограничены максимально допустимыми удельными расходами газа в данном регионе.

Для увеличения дебита скважины необходимо понижать забойное давление, это ведет к уменьшению погружения колонны НКТ под динамический уровень и возрастанию удельного расхода газа. Удельный расход газа с учетом обводненности

$$R = (R_д + Г)\left(1 - \frac{B}{100}\right), \tag{III.101}$$

где $R_д$ — максимальный допустимый расход газа для данного района; $Г$ — газовый фактор; B — обводненность.

Расстояние от устья до рабочего клапана L определяется по формуле (III.88′) или (III.88). Чаще забойное давление меньше давления рабочего агента. Поэтому L рассчитывают по (III.88′) и, принимая, что скважина работает на оптимальном режиме, по уравнению (III.90) определяют $p_1 \approx p_3$.

В глубоких скважинах при $p_1 < p_3$ длина колонны НКТ определяется по (III.88); подставляя значение L в (III.90), получим уравнение, по которому

определим $p_з$:

$$R_{опт} = \frac{0{,}388(H\rho g - p_з + p_1)(H\rho g - p_з + p_у)}{\rho g d^{0,5}(p_1 - p_у)\lg\frac{p_1}{p_у}}. \qquad (III.102)$$

За $R_{опт}$ в формулах (III.90) и (III.102) принимается удельный расход газа, определенный по (III.101). Диаметр колонны НКТ в (III.90) и (III.102) неизвестен, но от него мало зависит $p_з$, поэтому обычно можно принять d=63 мм.

Определив забойное давление, по формуле притока (III.87) находят дебит и по (III.89) — диаметр колонны НКТ.

Если определенный по (III.89) диаметр колонны оказывается настолько большим, что она не может быть спущена в обсадную колонну, принимают эквивалентный диаметр и по формуле (III.99) определяют $d_г$ для подачи рабочего агента. Если диаметр $d_г$ будет меньше минимально допустимого для данной обсадной колонны, то дебит, определенный из условий максимально допустимого удельного расхода газа, не может быть обеспечен в данной скважине.

Тогда дебит определяется пропускной способностью кольцевого пространства между обсадной (эксплуатационной) колонной и колонной НКТ при минимальном диаметре $d_г$ последних:

$$K(p_п - p_з) = \frac{15\cdot 10^{-8} d^5 Q}{\rho^{0,5}}\left(\frac{p_1 - p_у}{L}\right)^{1,5}. \qquad (III.103)$$

По формуле (III.103) определяют забойное давление, принимая эквивалентные диаметр по (III.99) и подставляя в (III.103) вместо L ее значение по (III.88) или (III.88′). Определив забойное давление, по уравнению притока находят дебит скважины.

ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Определение диаметра колонны НКТ

Для расчета удобнее в качестве параметра кривых использовать не дебит, а газожидкостное отношение α_0 (рис. III.17). Под газожидкостным отношением понимается отношение объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям, к расходу жидкости. Номограммы типа представленной на рис. III.17 рассчитываются с учетом свойств жидкостей и газа данного месторождения и средней температуры потока. Рассчитываются номограммы для различных диаметров подъемника, разных дебитов и обводненности продукции.

Левая кривая номограммы (рис. III.17) соответствует минимальному градиенту. С ростом давления для достижения минимального градиента требуются бо́льшие газожидкостные отношения.

Итак, для данной скважины, из которой планируется отбор Q при известной обводненности продукции, нужно подобрать оптимальный диаметр колонны НКТ, установить глубину ввода газа и определить его расход. По результатам исследования скважины известны пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор. Величиной устьевого давления задаются исходя из условий системы сбора.

Для расчетов выбирают номограммы для различных диаметров колонн НКТ, отвечающие условиям скважины по дебиту и обводненности. Для каждого диаметра проводят графические построения, описанные ниже.

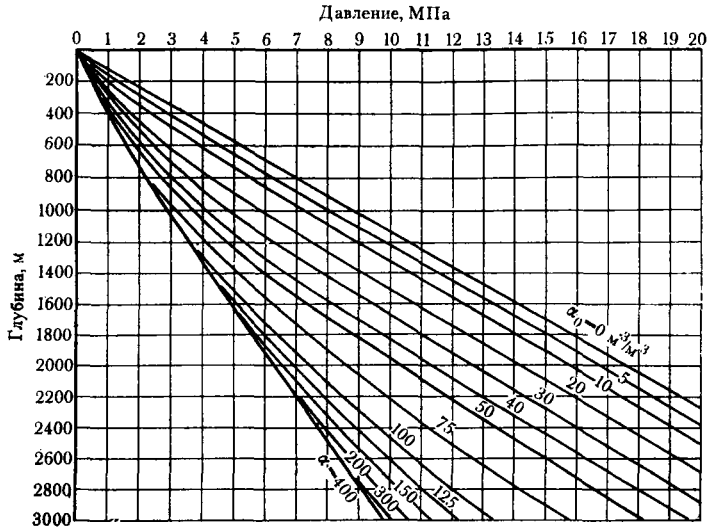


Рис. III.17. Типовая номограмма для расчета газлифтных скважин:
внутренний диаметр НКТ 50 мм; дебит 127 м³/сут; плотность нефти 825 кг/м³; относительная плотность газа Δ=0,65; средняя температура потока 60 °С; воды нет

На кальке в масштабе номограммы наносятся оси давления и глубины (рис. III.18). На оси H откладывается глубина скважины H_c и на этом уровне наносится точка забойного давления $p_з = p_п - (Q/K)^{\frac{1}{n}}$. На оси P откладывается точка давления на устье $p_у$.

Затем калька (см. рис. III.18) накладывается на номограмму (см. рис. III.17) так, чтобы оси глубин совпали, и перемещается по оси глубин вверх таким образом, чтобы точка $p_з$ легла на кривую с газожидкостным отношением α_0, равным пластовому газовому фактору, пересчитанному на жидкость $\alpha_п$. Эта кривая проводится на кальке. Если такой кривой на номограмме нет, она интерполируется.

Отметим, что газовый фактор нужно брать в м³/м³, тогда $\alpha_п = \Gamma(1 - B/100)$. Затем калька перемещается по оси глубин вниз так, чтобы точка $p_у$ ложилась последовательно на кривые на рис. III.17 с газожидкостными отношениями больше, чем пластовый газовый фактор $\alpha_п$. Эти кривые проводятся на кальке (α_{01}, α_{02}, α_{03}, α_{04}). Точки пересечения этих кривых (см. рис. III.18) с кривой пластового газового фактора показывают возможный диапазон параметров эксплуатации данной скважины как по глубине ввода рабочего агента и давлению закачиваемого газа, так и по удельному расходу. При этом удельный расход газа ($R = \alpha_0 - \alpha_п$) возрастает с уменьшением рабочего давления нагнетания.

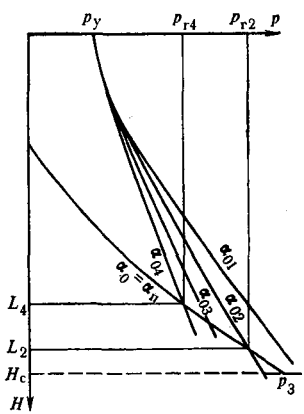


Рис. III.18. Выбор диаметра газлифтного подъемника

Таким образом, заданный дебит может

быть обеспечен при различных удельных расходах газа и соответствующих им рабочих давлениях. Условия эксплуатации определяются типом газлифта на данном месторождении.

При бескомпрессорном газлифте необходимо как можно полнее использовать давление газа, т. е. эксплуатировать скважины при максимальном рабочем давлении, что обеспечит минимальные удельные расходы газа и себестоимость добычи нефти.

При газлифтном цикле исходят из минимума затрат энергии на компримирование газа, необходимого для подъема единицы объема продукции. Поэтому выбирается такое давление компримирования и, следовательно, рабочее давление, при котором затраты энергии минимальны.

В соответствии с заданными условиями эксплуатации скважин, выбранной системой газлифта, возможной величиной рабочего давления по графику (см. рис. III.18) определяются глубина ввода и удельный расход газа для данного диаметра колонны НКТ. Проведя подобные построения для колонн НКТ других диаметров, определяют сравнением, для какого из них удельный расход газа будет минимальным. Колонну труб этого диаметра спускают в скважину для отбора дебита Q.

Подобные расчеты осуществляются в диапазоне дебитов газлифтных скважин на месторождении, составляется таблица зависимости диаметра НКТ от дебита скважины для использования в дальнейшем.

Выбрав для данной скважины диаметр колонны НКТ, приступают к расчету пусковых и рабочего клапанов.

Определение глубины установки газлифтных клапанов

Для графического расчета необходимо располагать:

а) кривыми распределения давления по колонне НКТ $p=f(H)$ типа кривых рис. III.17 для условий в скважине и выбранного диаметра колонны НКТ;

б) палеткой на кальке для графического расчета с нанесенными осями давления и глубины в том же масштабе, что и на номограмме $p=f(H)$.

Предварительные определения (рис. III.19)

1. На кальке-диаграмме (см. рис. III.19) наносятся буферное давление $p_у$ и давление заканчиваемого газа $p_г$, а также на глубине скважины $H_с$ пластовое и забойное давления $p_п$ и $p_з$.

2. Из точки забойного давления $p_з$ проводят кривую *1* распределения давления по колонне НКТ ниже точки закачки газа (ниже рабочего клапана). Для этого кальку накладывают на номограмму рис. III.17 так, чтобы оси глубин совпали. Перемещая кальку по оси глубин, накладывают точку $p_з$ на кривую с газожидкостным отношением, равным $\alpha_п$. Проводят на кальке эту кривую.

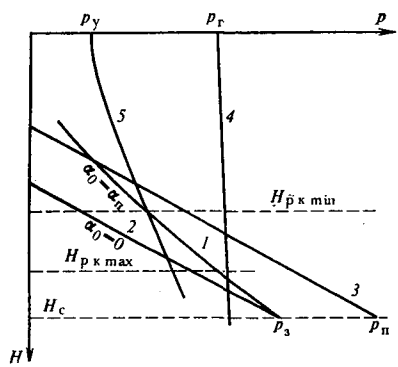


Рис. III.19. Кривые распределения давления, используемые для расстановки клапанов

3. Перемещая кальку выше (оси глубин совпадают), совмещают точку $p_в$ с кривой номограммы с нулевым газожидкостным отношением и проводят на кальке кривую *2* (рис. III.19), которой пользуются при расстановке пусковых газлифтных клапанов.

4. Из точки $p_п$ проводят прямую распределения давления в неработающей скважине. Уклон этой прямой *3* определяется плотностью жидкости и отличается от уклона кривой *2* на величину потерь на трение. Пересечение кривой *3* с осью глубин указывает положение статического уровня в скважине.

5. Из точки $p_г$ проводят прямую *4* изменения давления в межтрубном

пространстве, через которое закачивается рабочий агент. Прямую можно построить, определив давление на глубине H по барометрической формуле

$$\overline{p_г}(H) = p_г e^{\frac{0{,}03415H\Delta}{\overline{z}T}} \qquad \text{(III.104)}$$

где Δ — относительная плотность газа по воздуху; $\overline{z}$ — коэффициент сжимаемости газа при средних давлении и температуре; T — температура, К; H — глубина, м.

6. Из точки $p_у$ проводят кривую минимального градиента давления (см. рис. III.19, кривая *5*). Для этого, перемещая калыку вдоль оси глубин вниз, накладывают точку $p_у$ на кривую $p=f(H)$ номограммы с минимальным градиентом давления (см. рис. III.17, левая огибающая кривая). Проводят кривую минимального градиента на кальке.

Точка пересечения кривых *1* и *5* дает минимальную глубину установки рабочего клапана.

Расчет первого пускового клапана

Сильфонные клапаны предназначенные для периодического газлифта, чаще всего применяются и при непрерывном газлифте.

Пусковые клапаны для непрерывного газлифта позволяют автоматически запускать скважину без присутствия оператора, в то время как при пуске скважины, оборудованной клапанами для периодического газлифта, присутствие оператора необходимо. Тем не менее для газлифтной эксплуатации за рубежом пусковые клапаны для непрерывного газлифта практически не применяются по следующим причинам:

глубина спуска их ограничена:

$$H_{max} \cong 442(p_г - 1{,}724),$$

где H_{max} — в м; p — в МПа.

Необходимы бо́льшие пусковые давления, так как потери давления обусловлены прохождением газа через калиброванные отверстия;

вследствие больших потерь в этих отверстиях пусковые клапаны непригодны для многодебитных газлифтных скважин, т. е. где необходимы большие расходы рабочего агента.

1. Определим глубину установки первого клапана L_1.

При пуске газлифтной установки возможны:

а) низкий статистический уровень (рис. III.20); при отжатии уровня жидкости в межтрубном пространстве до места установки первого пускового клапана уровень жидкости в трубах не достигает устья. Тогда расстояние до пускового клапана

$$L_1 = h_{ст} + \frac{10^6(p_г - p_у)}{\rho g} \cdot \frac{d^2}{D^2}; \qquad \text{(III.105)}$$

(поглощением пласта пренебрегаем);

б) высокий статический уровень, поэтому ранее чем уровень жидкости в межтрубном пространстве достигнет места установки клапана, начинается перелив жидкости на устье через колонну НКТ. Тогда глубина установки первого пускового клапана

$$L_1 = \frac{10^6(p_г - p_у)}{\rho g}. \qquad \text{(III.105′)}$$

Значение L_1 довольно просто определить и графически (рис. III.21) как глубину, соответствующую положению точки пересечения прямой, параллельной линии *3* (см. рис. III.19) и проведенной из точку $p_у$, с вертикалью, опущенной из точки $p_г$. Как видно (см. рис. III.21), пересечение горизонтали L_1 с кривыми *4* и *5* позволяет нам определить давление в межтрубном про-

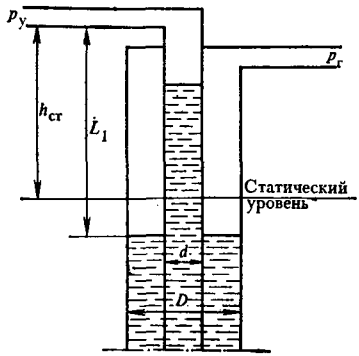


Рис. III.20. Определение глубины установки первого клапана

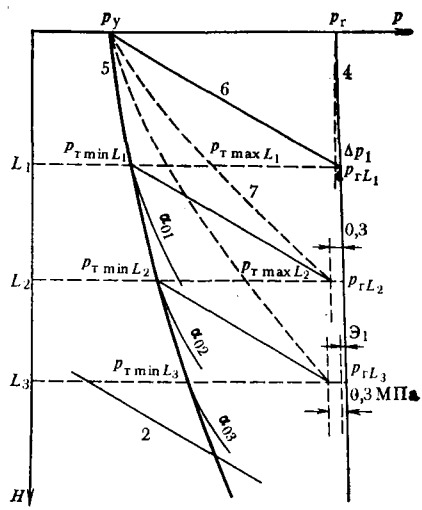


Рис. III.21. Расстановка пусковых клапанов

странстве на уровне первого клапана $p_{гL1}$ и минимальное давление в колонне НКТ $p_{т\,минL1}$ на этом же уровне.

Практически нужно определять L_1 для обоих случаев и за глубину установки первого клапана выбрать большее из двух значений.

Если таковым окажется L_1, определенное по формуле (III.105), то на графике типа, представленного на рис. III.21, проводится горизонталь на уровне L_1, и пересечение ее с кривыми *4* и *5* также дает нам $p_{гL1}$ и $p_{т\,minL_1}$.

Места установки следующих пусковых клапанов определяются также.

Первый клапан тарируется таким образом, чтобы он открывался при давлении закачиваемого газа на глубине установки $p_{гL1}$ и минимальном давлении в трубах $p_{т\,minL_1}$. Начальный перепад давления Δp_1 необходим, чтобы газ начал поступать из межтрубного пространства в колонну НКТ.

По мере поступления газа через клапан столб жидкости в колонне НКТ газируется, смесь поступает на поверхность, градиент давления смеси в трубах уменьшается от максимального (см. рис. III.21, прямая *6*) до минимального (см. там же кривая *5*). Одновременно увеличивается перепад давления на клапане (до $p_{гL1} - p_{т\,minL_1}$), что приводит к увеличению расхода газа и понижению уровня жидкости в межтрубном пространстве. Подводящая газовая линия оборудуется регулируемым штуцером у устья скважины или в газораспределительной будке. Поэтому при увеличении расхода газа давление $p_г$ за штуцером уменьшается. При расходе газа через первый клапан, близком к максимальному, давление закачиваемого газа становится равным давлению закрытия первого клапана, и клапан закрывается. Газ продолжает поступать в межтрубное пространство, давление там растет. Так как давление открытия второго пускового клапана устанавливается ниже, чем давление открытия первого клапана, то открывается второй клапан. Газ начинает поступать через него, и устанавливается градиент давления, соответствующий кривой *7* на рис. III.21. В дальнейшем этот градиент снижается до минимального, но в начальный момент давление в трубах на уровне первого клапана повышается от $p_{т\,minL_1}$ до $p_{т\,maxL_1}$ (см. рис. III.21), что может привести к открытию первого пускового клапана. Этого не произойдет, если давление открытия второго клапана будет ниже давления открытия первого

клапана на величину так называемого «трубного эффекта» первого клапана $Э_1$:

$$Э_1=(p_{т\,max\,L1}-p_{т\,min\,L1})k_1,$$

где k_1 — конструктивный коэффициент, имеющийся в паспорте клапана; $k_1=(B/A)/(1-B/A)$; A — площадь сильфона; B — площадь отверстия седла клапана.

Чтобы определить трубный эффект первого клапана, нужно знать местоположение второго клапана. Но чтобы знать точную глубину установки второго клапана, нужно располагать значением трубного эффекта первого. Выйти из этого положения можно, задавшись перепадом давления на втором клапане, заведомо бо́льшим, чем трубный эффект первого клапана. Обычно трубный эффект пусковых газлифтных клапанов редко превышает 0,1 МПа. Поэтому, задавшись перепадом давления на втором клапане в 0,3 МПа, мы не только предотвращаем открытие первого клапана, но и создаем некоторый начальный перепад давления на втором.

2. Определяем минимальный расход газа для получения минимального градиента давления в колонне НКТ выше первого пускового клапана.

Из номограммы (см. рис. III.17) видно, что с уменьшением давления минимальный градиент может быть получен при меньших газожидкостных отношениях, т. е. чем выше расположен пусковой клапан (чем меньше $p_{т\,min}$), тем меньший расход газа необходим для достижения минимального градиента.

Отмечаем на кривой минимального градиента (см. рис. III.17, левая кривая) точку давления, равного $p_{т\,min\,L1}$. Значение α_0 ближайшей снизу кривой, отходящей от кривой минимального градиента (см. рис. III.21 кривая α_{01}), позволит определить минимальный расход газа через первый пусковой клапан v_1:

$$v_1=\alpha_{01}Q. \qquad \text{(III.106)}$$

3. Диаметр отверстия седла в пусковом клапане определяем по номограмме (рис. III.22). За давление на входе принимается $p_{т\,L1}$, а на выходе $p_{т\,min\,L1}$. Номограмма построена для газа, относительная плотность которого

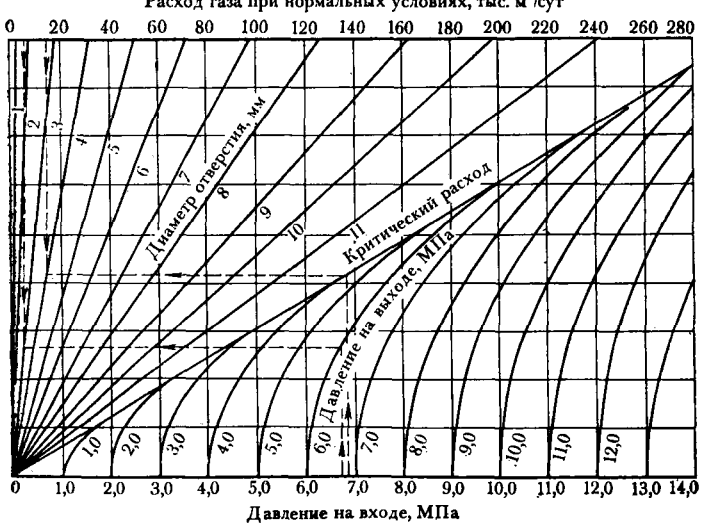


Рис. III.22. Номограмма для определения диаметра седла клапана

Пунктиром показана схема определения диаметра отверстия для первого и третьего клапанов

по воздуху 0,65 при температуре 15,6 °С. Для других условий расход газа рекомендуется скорректировать. Величина поправочного коэффициента k определяется по следующей формуле:

$$k = 0{,}0731\sqrt{T\Delta}, \qquad \text{(III.107)}$$

где Δ — относительная плотность газа; T — температура на глубине установки первого клапана, К.

Расчет второго пускового клапана

1. Определение глубины установки клапана. Из точки $p_{\text{т min}L1}$ проводится прямая, параллельная линии *2* на рис. III.21. Глубина установки второго клапана L_2 соответствует точке на этой прямой, где давление на 0,3 МПа меньше, чем в межтрубном пространстве, $p_{\text{т min}L2}$ — давление на глубине L_2 по кривой минимального градиента (5).

Когда газ начнет поступать в трубы через второй клапан, давление в них на глубине установки первого клапана повысится до $p_{\text{т max}L1}$. Чтобы определить это давление, накладываем кальку (см. рис. III.21) на номограмму (см. рис. III.17) таким образом, чтобы оси глубин и давлений были параллельны, а p_y находилось на кривой минимального градиента давления. Передвигая точку p_y по кривой минимального градиента (оси при этом параллельны), добиваемся, чтобы одна из кривых с некоторым α_0 проходила одновременно через точки p_y и p_{rL2} — 0,3 МПа. Проводим эту кривую на кальке. Пересечение ее с горизонталью L_1 и даст нам $p_{\text{т max}L1}$.

Чтобы первый клапан был закрыт во время подачи газа через второй, давление закачиваемого газа должно быть снижено на величину трубного эффекта:

$$\Theta_1 = (p_{\text{т max}L1} - p_{\text{т min}L1})k_1. \qquad \text{(III.108)}$$

2. Определение минимального расхода закачиваемого газа для достижения минимального градиента в трубах выше второго клапана проводится так же, как для предыдущего клапана: калька накладывается на номограмму рис. III.17. Передвигая ее по оси глубин, накладывают точку p_y на кривую минимального градиента. Обводят на ней кривую, отходящую вправо из точки $p_{\text{т min}L2}$, или же ближайшую снизу (см. рис. III.21, кривая α_{02}).

Расход газа через второй клапан $V_2 = \alpha_{02}Q$.

3. Диаметр отверстия в клапане определяют по номограмме (см. рис. III.22). За давление на входе принимают $p_{\text{г }L2} - \Theta_1$, на выходе $p_{\text{т min}L2}$. Затем проводится поправка на действительную плотность газа и температуру.

Расчет третьего пускового клапана

1. Определение глубины его установки.

Через точку $p_{\text{т min}L2}$ проводим прямую, параллельную линии *2* (см. рис. III.21). За глубину установки третьего клапана L_3 принимаем точку на этой прямой, где давление меньше межтрубного на этой глубине (кривая *4*) на величину 0,3 МПа$+\Theta_1$ $p_{\text{т min}L3}$ давление в трубах на глубине L_3 по кривой минимального градиента давления.

Когда газ начнет поступать в колонну НКТ через третий клапан, давление в ней на уровне второго клапана повысится до $p_{\text{т max}L2}$, которое определяется так же, как в предыдущем случае. Калька (см. рис. III.21) перемещается по номограмме (см. рис. III.17) таким образом, чтобы точка p_y находилась на кривой минимального градиента давления номограммы (оси параллельны). При этом найдется кривая с некоторым значением α_0, проходящая одновременно через точки p_y и $p_{\text{г }L3}$—(0,3 МПа$+\Theta_1$). Она обводится на кальке (см. рис. III.21, пунктирная кривая); $p_{\text{т max }L_2}$ — давление на глубине L_2 на этой кривой.

Для того, чтобы второй клапан оставался закрытым во время подачи газа через третий, давление закачиваемого газа должно быть меньше давления открытия второго клапана на величину

$$\Theta_2 = (p_{\text{т max } L_2} - p_{\text{т min } L_2}) k_2.$$

2. Минимальный расход газа через третий клапан определяется таким же образом, что и в предыдущем случае.

3. Диаметр отверстия в клапане определяется по рис. III.22: давление на входе $p_{\text{г } L_3} - (\Theta_1 + \Theta_2)$, давление на выходе $p_{\text{т min } L_3}$.

Расчет следующих клапанов

Определение места установки и расчеты следующих клапанов проводятся описанным способом вплоть до глубины, по крайней мере равной минимальной глубине установки рабочего клапана.

Если мы располагаем достаточно большим давлением закачиваемого газа, то для уменьшения удельного расхода можно продолжать дальнейшую расстановку пусковых клапанов. Предельная глубина установки рабочего клапана будет определяться пересечением кривой *1* с прямой

$$p_{\text{г } Ln} - \sum_{1}^{n-1} \Theta_i,$$ параллельной прямой *4* (см. рис. III.19).

Тарировка пусковых клапанов

Рассмотрим лишь особенность регулировки пусковых клапанов для периодического газлифта. Приведем характеристики клапанов, необходимые при расчете газлифтного подъемника. Схема сильфонного пускового клапана представлена на рис. III.23, где p_c — давление в сильфоне; $p_г$ — давление закачиваемого газа на глубине установки клапана; $p_т$ — давление в трубах на глубине установки клапана.

Условие открытия клапана:

$$p_т B + p_г (A - B) \geqslant p_c A.$$

Разделив неравенство на $(A-B)$ и обозначив

$k = \dfrac{B}{A-B}$ — коэффициент клапана, $k' = \dfrac{A}{A-B}$ — коэффициент сильфона, получим

$$p_г + p_т k \geqslant p_c k'. \qquad \text{(III.109)}$$

В неравенстве (III.109) k и k' — конструктивные коэффициенты, причем $k' = 1 + k$.

Регулировка клапанов проводится на тарировочном стенде. За номинальное давление регулировки $p_н$ принимается такое внешнее давление, при котором клапан открывается при температуре 20 °С и атмосферном давлении, действующем на клапан. Тогда условие открытия клапана (III.109) будет следующим:

$$p_н = p_{c\,н} k', \qquad \text{(III.110)}$$

где $p_{c\,н}$ — давление в сильфоне при нормальной температуре.

В месте установки клапана при температуре t давление в сильфоне будет

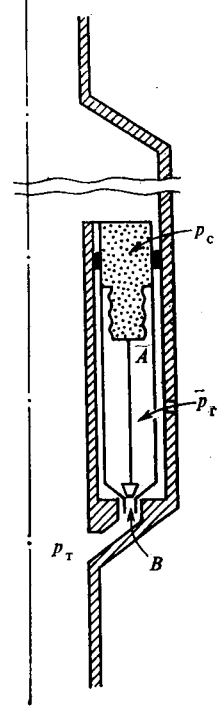


Рис. III.23. Схема сильфонного газлифтного клапана

$$p_c = p_{c\,н}\frac{273+t}{293} = p_{c\,н}c_t,$$

где c_t — температурный коэффициент [1].

Из условия (III.109) давление открытия клапана

$p_{г\,о}=p_{c\,в}c_t k'-p_т k.$

Учитывая равенство (III.110), получим:

$$p_н = \frac{p_{г\,о}+p_г k}{c_t}. \qquad \text{(III.111)}$$

По формуле (III.111) можно определить номинальное давление регулировки клапана, который должен открыться при

$$p_{г\,о} = p_{г\,Ln} - \sum_{i=1}^{n-1} Э_i,$$

$p_г = p_{т\,\min\,Ln}.$

Условие закрытия клапана

$p_c A \geqslant p_г A.$

Давление закрытия клапана

$$p_{г\,з} = \frac{c_t}{1+k}\,p_н. \qquad \text{(III.112)}$$

Пример расчета.

Определить расход рабочего агента газлифтной скважины с дебитом 125 м³/сут, рассчитать места установки пусковых клапанов, диаметры отверстий и параметры тарировки клапанов.

Исходные данные: диаметр НКТ (внутренний) 50 мм; внутренний диаметр обсадной колонны 127 мм; глубина скважины (расстояние до верхних отверстий фильтра) $H=1580$ м; пластовое давление $p_п=9{,}5$ МПа; коэффициент продуктивности $K=70$ м³/(сут·МПа); обводненность продукции $B=0$; плотность нефти $\rho=820$ кг/м³; газовый фактор $Г=55$ м³/м³; плотность газа (по воздуху) $\Delta=0{,}65$; максимальное давление нагнетаемого газа $p_г=6{,}5$ МПа; необходимое давление на устье $p_у=1$ МПа.

Изменение температуры вдоль ствола в работающей и остановленной скважине представлено на рис. III.24.

Предварительные определения

$\Delta p=Q/K=1{,}8$ МПа; $p_з=7{,}7$ МПа.

На кальке-диаграмме (рис. III.25) [2] на глубине 1580 м наносят $p_п=9{,}5$ МПа (точка *1*) и забойное давление $p_з=7{,}7$ МПа (точка *2*), помимо этого наносят значение $p_у=1{,}0$ МПа (точка *3*) и $p_т=6{,}5$ МПа (точка *4*).

Далее, используя номограмму (см. рис. III.17), отвечающую условиям в скважине, и действуя согласно приведенным правилам, проводим:

из точки 2 ($p_з=7{,}7$ МПа) кривые распределения давления в работающей скважине при $\alpha_0=0$ через точки *2* и *5* и $\alpha_0=Г=55$ м³/м³ (через точки *2*, *B*, *A*); последняя будет кривой распределения давления ниже точки закачки газа при работе скважины на установившемся режиме;

---

[1] Если за нормальную температуру при тарировке клапанов принимается $t=15{,}6$ °С, то $c_t=(273+t)/283{,}6$.

[2] Обозначения на рис. III.25 не нанесены, они соответствуют обозначениям на рис. III.19.

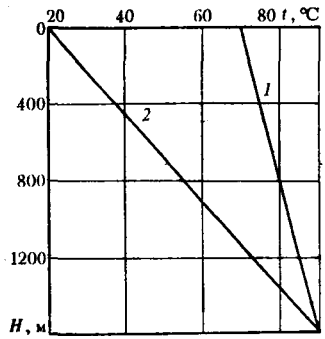


Рис. III.24. Изменение температуры вдоль ствола скважины (к примеру расчета):

1 — в работающей скважине; *2* — в остановленной скважине

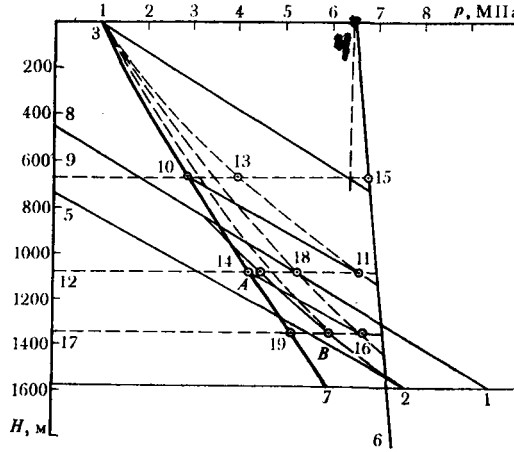


Рис. III.25. Графический метод расстановки клапанов (к примеру расчета)

из точки *1* ($p_п$=9,5 МПа) прямую распределения давления в неработающей скважине (через точки *1* и *8*);

из точки *4* ($p_г$=6,5 МПа) кривую распределения давления в межтрубном пространстве (через точки *4* и *6*), рассчитанную по формуле (III.104) для условий Δ=0,65, z=0,9 при принятой средней температуре 68 °С (см. рис. III.24); давление на глубине 1580 м будет 7,3 МПа;

из точки *3* ($p_у$=1 МПа) кривую минимального градиента давления выше точки закачки газа (через точки *3* и *7*).

Клапан № 1.

Определим глубину установки первого клапана по формулам III.105 и III.105 или графически (см. рис. III.25) *

$$L_1 = 450 + \frac{10^6(6{,}5 - 1{,}0)50^2}{820 \cdot 10 \cdot 127^2} = 554 \text{ м}.$$

$$L_1 = \frac{(6{,}5 - 1)10^6}{820 \cdot 10} = 670 \text{ м}.$$

Глубина установки первого клапана L_1=670 м (точка *9*), $p_{т\,min\,L1}$= =3 МПа (точка *10*) при α_{01}=100 м³/м³. Расход газа в сутки V=100·125= =12 500 м³/сут. Коэффициент корректировки расхода газа (III.107) k= =0,0731 $\sqrt{0{,}65 \cdot 323}$ = 1,06.

Расход газа на глубине установки клапана; V_1=12 500·1,06= =13 200 м³/сут.

По номограмме рис. III.22 определим диаметр отверстия в седле клапана; при давлении на входе $p_{гL1}$=6,83 МПа (см. рис. III.25, точка *15*) и на выходе $p_{т\,min\,L1}$=3,0 МПа (точка *10*) для обеспечения расхода 13 200 м³/сут необходимо отверстие диаметром 3,8 мм *. Принимаем минимальный диаметр 4,8 мм для клапана ВК; k_1=0,104 (табл. III.6).

* Обозначения на рис. III.25 не нанесены, они соответствуют обозначениям на рис. III.21.

ТАБЛИЦА III. 6

ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА k ДЛЯ КЛАПАНОВ

Параметры	КС-20,25			КС-38					ВК, ВК-1		
Диаметр седла клапана, мм	5	6,5	8	5	6,5	8	9,5	12	4,8	6,4	7,9
k	0,067	0,118	0,190	0,033	0,057	0,089	0,130	0,225	0,104	0,196	0,342

Клапан № 2

Проводим из точки *10* ($p_{\text{т min}L1}$=3,0 МПа) прямую, параллельную *2—5* (α_0=0). Глубина установки второго клапана находится на этой прямой, где давление в колонне НКТ будет ниже давления в межтрубном пространстве на величину $0{,}3\text{МПа} + \sum_{i=0}^{n-2} \Theta_i$ (точка *11*).

Так как $\sum_{i=0}^{n-2} \Theta_i = 0$, то $0{,}3 + \sum_{i=0}^{n=2} \Theta_i = 0{,}3$ МПа.

Согласно рис. III.25, L_2=1080 м (точка *12*). $p_{\text{т max}L1}$=4 МПа (точка *13*) соответствует α_0=45 м³/м³ (кривая *3—13—11*):

$\Theta_1 = k_1(p_{\text{т max}L1} - p_{\text{т min}L1}) = 0{,}104 \cdot 1{,}0 = 0{,}104$ МПа,

$p_{\text{т min}L2}$=4,3 МПа (точка *14* на кривой *3—10—7*) для α_{02}=150 м³/м³.

Расход газа при нормальных условиях

$V_2 = 150 \cdot 125 = 18\,750$ м³/сут.

Коэффициент корректировки расхода k=1,09 (Δ=0,65; t_2=68 °С).

Расход газа на глубине L_2. $V_2 = 18\,750 \cdot 1{,}09 = 20\,500$ м³/сут.

Давление на входе $p_{\text{т}L_2} - \sum_{i=0}^{n-1} \Theta_i = 7{,}03 - 0{,}104 = 6{,}93$ МПа.

Давление на выходе $p_{\text{т min}L2}$=4,3 МПа (точка *14*).

По номограмме (см. рис. III.22) находим диаметр отверстия, равный 4,5 мм. Принимаем его равным 4,8 мм для клапана ВК; k_2=0,104 (табл. III.6).

Как видно из рис. III.25, можно ограничиться двумя клапанами, используя второй клапан как рабочий. Но это нежелательно. Во-первых, удельный расход газа будет достаточно высок. Кривая $p=f(H)$, которую можно провести на рис. III.25 между точками *A* и *3* (p_y=1 МПа), имеет газожидкостное отношение α_0=125 м³/м³; с учетом пластового газового фактора удельный расход газа будет ~70 м³/м³. Во-вторых, даже при незначительном уменьшении пластового давления (порядка 0,2—0,3 МПа) запланированный дебит не будет обеспечен. Поэтому целесообразно установить третий клапан.

Клапан № 3

Проводим из точки *14* ($p_{\text{т min}L_2} = 4{,}3$ МПа) параллель прямой ($\alpha_0 = 0$). Глубина установки третьего клапана L_3 определяется точкой *16*, где давление в колонне труб ниже давления в межтрубном пространстве на 0,3 МПа +

* Схема определения диаметра отверстия на рис. III.22 показана стрелками.

$+\sum_{i=0}^{n-2} Э_i$; $\sum_{i=0}^{n-2} Э_i = 0{,}105$ МПа. Согласно рис. III.25, $L_3 = 1345$ м (точка *17*) $p_{т\ max\ L_2}$=5,3 МПа (точка *18*), полученное при α_0=65 м³/м³.

$$Э_2 = k_2 (p_{т\ max\ L_2} - p_{т\ min\ L_2} = 0{,}104\,(5{,}3 - 4{,}3) = 0{,}104 \text{ МПа};$$

$$\sum_{i=0}^{n-1} Э_i = 0{,}21 \text{ МПа}.$$

Третий клапан будет последним, так как параллельная прямой (при α_0= =0), проведенная из точки $p_{т\ min L_3}$=5,2 МПа (точка *19*), не пересекает кривую *А—В—2* распределения давления ниже точки закачки газа. На глубине L_3 устанавливается рабочий клапан или муфта с калиброванным отверстием.

Определим расход газа через калиброванное отверстие. Накладываем кальку (см. рис. III.25) на номограмму (см. рис. III.17) и проводим кривую $p=f(H)$, соединяющую точки (p=1 МПа) и *В*. Газожидкостное отношение этой кривой α_0=85 м³/м³. Учитывая пластовый газовый фактор $Г$=55 м³/м³, принимаем несколько больший удельный расход газа R=35 м³/м³.

На глубине расположения рабочего отверстия при установившемся режиме работы скважины t=87 °С (см. рис. III.24, кривая 2). Для газа плотностью Δ=0,65 k=1,12 (III.107). С учетом коэффициента коррекции расход газа через отверстие V_3=35·125·1,12=4900 м³/сут. Давление на выходе из отверстия $p_в$=6,0 МПа (точка *В*). Давление на входе по методике «Камко» рекомендуется следующее:

$$p_{г\ L_3} - \sum_{i=0}^{n-1} Э_i = 7{,}17 - 0{,}21 = 6{,}96 \text{ МПа}.$$

Рабочее давление закачки газа (приведенное к уровню рабочего клапана оно будет соответствовать давлению на входе в клапан) должно быть ниже давления закрытия пусковых клапанов на глубине их установки. Для определения рабочего давления необходимы расчеты тарировки пусковых клапанов. Для рассматриваемого примера результаты расчетов сведены в табл. III.7.

Из табл. III.7 следует, что приведенное давление закрытия пусковых клапанов (к устью скважины) равно 6,14 МПа. Рабочее давление закачиваемого газа желательно держать ниже этой величины. Принимаем рабочее давление на устье скважины 6,05 МПа. Давление на глубине рабочего клапана, а следовательно, на входе в отверстие будет 6,05+0,67=6,72 МПа (табл. III.7). По номограмме (см. рис. III.22) определяем, что при давлении на входе 6,72 МПа и на выходе 6 МПа для обеспечения расхода газа 4900 м³/сут необходимо отверстие диаметром 2,8 мм *.

Устанавливаем на глубине 1345 м муфту с калиброванным отверстием данного диаметра.

Пример расчета газлифтного подъемника при неограниченном отборе жидкости из скважины. Пропускная способность лифта зависит от площади его сечения. Поэтому для обеспечения максимального отбора нужно спускать в обсадную колонну колонну НКТ наибольшего возможного диаметра или отбирать продукцию скважины по кольцевому пространству, используя НКТ наименьшего для данной обсадной колонны диаметра. Выбрав конструкцию колонны НКТ, необходимо, как и при аналитическом методе, увязать работу пласта и подъемника, найдя максимальную производительность системы.

* Схема определения диаметра отверстия на рис. III.22 показана стрелками.

ТАБЛИЦА III.7

№	Тип	$d_{отв}$, мм	K	Ln, м	$p_{г}Ln$, МПа	$Э$, МПа	$\sum_{0}^{n-1} Э_i$, МПа	$p_{то}$, МПа	$p_{т\,min}$, МПа
1	ВК	4,8	0,104	670	6,83	0,104	—	6,83	3,0
2	ВК	4,8	0,104	1080	7,03	0,104	0,104	6,92	4,3
3	КО	2,8		1345	7,17		0,21	6,96	

№	Тип	t, °С	C_t	$kp_{т\,min}$, МПа	$p_{н}$, МПа	ELn, МПа	$p_{п\,о}$, МПа	$p_{г\,з}$, МПа	$p_{п\,з}$ МПа
1	ВК	50	1,10	0,312	6,49	0,33	6,50	6,47	6,14
2	ВК	68	1,16	0,447	6,35	0,53	6,39	6,67	6,14
3	КО					0,77	6,29		

Примечание. $p_{г}\,Ln$—давление в межтрубном пространстве на глубине клапана; $p_{г\,о}$—давление открытия клапана на глубине его установки; $p_{г\,о}=p_{г}\,Ln-\sum_{i=0}^{n-1} Э_i$; $p_{т\,min}$ — минимальное давление в колонне НКТ на глубине установки клапана ($p_{т\,min}\,Ln$); $p_{н}$—номинальное давление тарировки клапана; $p_{н}=\dfrac{p_{г\,о}+kp_{т\,min}\,Ln}{c_t}$; E—средний статический градиент давления газового столба; $p_{п\,о}$—давление открытия клапана, приведенное к устью скважины; $p_{г\,з}$—давление закрытия клапана на глубине его установки; $p_{п\,з}$—давление закрытия клапана, приведенного к устью скважины.

Расчет проводится методом последовательных приближений (рис. III.26). Полагаем, что максимальный дебит из данной скважины будет порядка 127 м³/сут. На кальке-диаграмме (см. рис. III.26) с помощью номограммы (см. рис. III.17) проводим кривую минимального градиента *1* выше точки закачки газа. Проводим кривую изменения давления в межтрубном пространстве (кривая *3*). Задавшись разностью давления в межтрубном пространстве и колонной НКТ в 0,3 МПа, определим глубину установки рабочего клапана (точка *А*).

С помощью номограммы (см. рис. III.17) проводим кривую $p=f(H)$ ниже точки закачки газа для $Q=127$ м³/сут и пластового газового фактора (пусть в нашем случае $\Gamma=50$ м³/м³). Кривая *2* (см. рис. III.26) позволяет определять давление на глубине верхних отверстий, т. е. забойное давление равно 15,1 МПа. Зная пластовое давление и коэффициент продуктивности, находим дебит пласта (допустим, 100 м³/сут). Этот дебит значительно ниже принятого нами. Поэтому берем другую номограмму (рис. III.17) для дебита 95 м³/сут.

Пользуясь этой номограммой, проводим кривую *1′* минимального градиента, получаем новую точку закачки газа *Б* и проводим новую линию $p=f(H)$ ниже точки закачки (*2′*). Таким образом, получаем новый дебит пласта при $p'_{заб}=14{,}3$ МПа (допустим, 116 м³/сут).

Для определения максимального отбора из скважины достаточно линейной интерполяции:

Задаваемый дебит	Глубина закачки газа	Дебит пласта
127	1200	100
95	1260	116
111	1230	108

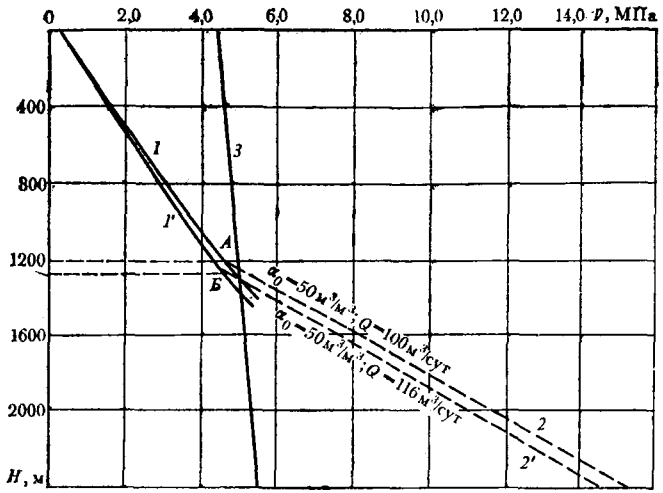


Рис. III.26. Определение максимального дебита скважины при газлифтной эксплуатации

Максимальный отбор газлифтным способом из данной скважины при $p_у$=0,5 МПа и $p_г$=4,5 МПа будет порядка 110 м³/сут при установке рабочего клапана на глубине 1230 м.

Для нахождения расхода рабочего агента необходимо определить общее газовое число смеси, которое обеспечит минимальный градиент выше точки закачки газа. Для этого накладываем кальку-диаграмму (см. рис. III.26) на номограмму (рис. III.17), но для дебита 110 м³/сут. Смещая ее по оси глубин, накладываем точку $p_у$ на кривую минимального градиента давления и читаем значение α_0 ближайшей кривой, которая отходит от кривой минимального градиента в точке 1230 м или несколько ниже (глубина по калькедиаграмме). Зная общее α_0 и газовый фактор, определяют α закачки и расход рабочего агента.

Когда расход газа ограничен и нет уверенности в достижении минимального градиента давления, расчет ведут, причимая максимальное значение общего газового числа с учетом производительности компрессорной установки.

Внутрискважинный газлифт

В разрезах месторождений встречаются одновременно нефтяные и газовые пласты. Одни имеют промышленное значение, в то время как запасы других недостаточны для их рентабельной разработки. При минимальных затратах на переоборудование газовая скважина может давать, кроме основной продукции, нефть из выше или ниже лежащих нефтяных «непромышленных» пластов. А нефтяные скважины могут не только давать газ, но и значительно увеличить дебит за счет использования энергии газовых пластов. Поэтому все шире применяется бескомпрессорный газлифт.

При внутрискважинном газлифте может быть несколько вариантов технического оснащения скважины, а следовательно, и технологии добычи нефти в зависимости от взаимного расположения нефтяного и газового пластов и от величины пластового давления в них.

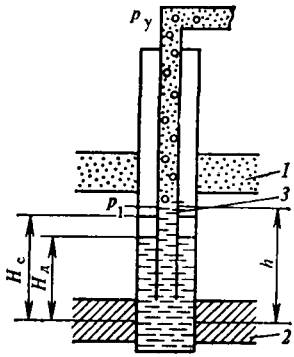


Рис. III.27. Схема внутрискважинного газлифта:

1 — газовый пласт; *2* — нефтяной пласт; *3* — рабочий клапан

Но в наиболее простом варианте оборудования скважины (рис. III.27), наглядно виден принцип расчета внутрискважинного газлифта. Компрессорные трубы спущены до верхних отверстий фильтра, газовый пласт расположен выше нефтяного и имеет пластовое давление $p_{пг}$ ниже, чем в нефтяном пласте $p_{пн}$, причем

$$p_{пн}=p_{пг}+\rho g H_с, \qquad (III.113)$$

где $H_с$ — высота столба жидкости над забоем нефтяного пласта, когда скважина не работает.

Уравнения притока для нефтяного и газового пластов имеют следующий вид:

$$Q=K(p_{пн}-p_{зн}), \qquad (III.114)$$

$$p^2_{пг}-p^2_{зг}=aV+bV^2, \qquad (III.115)$$

где $p_{зн}$ ($p_{зг}$) — забойное давление нефтяного (газового) пласта; V — суточная производительность газового пласта; a, b — постоянные коэффициенты.

Для простоты примем, что забойное давление нефтяного пласта выше давления насыщения $p_{нас}$. Методика расчета не изменится и при $p_{зн}<p_{нас}$, хотя расчетные формулы будут другие.

Колонна насосно-компрессорных труб оборудуется рабочими отверстиями или клапаном, установленными на расстоянии h от нефтяного пласта (см. рис. III.27). После открытия задвижки на выкидной линии давление в колонне НКТ будет ниже, чем в межтрубном пространстве, что приведет к подъему нефти. По мере подъема жидкости давление в колонне НКТ против рабочих отверстий p_1 будет увеличиваться и, следовательно, будет снижаться количество газа, поступающего в колонну НКТ из газового пласта. При установившемся режиме работы скважины

$$p_{меж}-p_1=\rho g(h-H_д), \qquad (III.116)$$

где $p_{меж}$ — давление в кольцевом пространстве между обсадной (эксплуатационной) колонной и колонной НКТ; $H_д$ — расстояние от забоя нефтяного пласта до уровня жидкости в затрубном пространстве работающей скважины.

Из уравнения (III.113) следует, что

$$H_с=\frac{p_{пн}-p_{пв}}{\rho g}. \qquad (III.117)$$

Аналогично высота столба жидкости над нефтяным пластом в работающей скважине, исходя из (III.114) и (III.115), будет

$$H_д=\frac{p_{пн}-\frac{Q}{K}-\sqrt{p^2_{пг}-aV-bV^2}}{\rho g}. \qquad (III.118)$$

Из уравнения (III.116) очевидно, что поступление газа в трубы будет происходить лишь при $h>H_д$, т. е. рабочие отверстия должны находиться над уровнем жидкости в межтрубном пространстве работающей скважины. Если принять во внимание, что депрессия в нефтяном пласте во время работы бывает обычно гораздо больше, чем депрессия на забое газового пласта, то $H_с>H_д$ и в принципе рабочие отверстия в неработающей скважине могут быть и под уровнем столба жидкости. Следовательно, возникает необходимость в установке пусковых клапанов, что связано с определением площади рабочих отверстий.

Методика расчета внутрискважинного газлифта заключается в следующем.

1. Определим место расположения рабочих отверстий или рабочего клапана, т. е. расстояние их от нефтяного пласта h. Из требований минимального расхода газа рабочий клапан должен быть установлен на максимальную глубину, но выше уровня жидкости в межтрубном пространстве работающей скважины. Учитывая изложенное, а также возможные погрешности при замерах давления нефтяного и газового пластов, установим клапан на 20 м выше уровня жидкости в неработающей скважине:

$$h = H_c + 20. \tag{III.119}$$

2. Определим давление в трубах на уровне рабочих отверстий p_1. Учитывая, что

$$p_{\text{меж}} = p_{\text{з г}} = \sqrt{p^2_{\text{п г}} - aV - bV^2}, \tag{III.120}$$

а также выражения (III.117—III.119), найдем p_1 из уравнения (III.116):

$$p_1 = p_{\text{п г}} - \frac{Q}{K} - 0{,}2 \text{ МПа}. \tag{III.121}$$

3. Определим давление в межтрубном пространстве на уровне рабочих отверстий. Для этого воспользуемся уравнением (III.120). При отсутствии данных исследования газового пласта можно принять

$$p_{\text{меж}} \approx p_{\text{п г}}. \tag{III.122}$$

Степень приближения будет достаточно высокой, так как депрессия газового пласта значительно меньше депрессии нефтяного, тем более что расходы газа, необходимые для работы скважины газлифтом, намного меньше дебитов газовых скважин.

4. Найдем длину газожидкостного подъемника:

$$L = H - h, \tag{III.123}$$

где H — глубина скважины.

Диаметр труб определим по формуле (III.89) при условии работы подъемника на оптимальном режиме:

$$d = 400 \sqrt{\frac{\rho L}{p_1 - p_y}} \sqrt[3]{\frac{QL}{\rho g L - p_1 + p_y}}. \tag{III.124}$$

Берется ближайший стандартный диаметр, меньший расчетного.

5. Определим расход газа при работе на оптимальном режиме. Пренебрегая эффективным газовым фактором нефтяного пласта, получим

$$V = \frac{0{,}388 L (\rho g L - p_1 + p_y)}{d^{0{,}5} (p_1 - p_y) \lg \frac{p_1}{p_y}} Q, \tag{III.125}$$

где Q в т/сут.

6. Найдем поправку на плотность газа и температуру по формуле (III.107) и определим приведенный расход газа V_0:

$$V_0 = kV. \tag{III.126}$$

7. Зная давления на входе в отверстие и на выходе из него, по номограмме (см. рис. III.22) определим диаметр рабочего отверстия или седла рабочего клапана, который обеспечит нужный расход газа V_0 при данном перепаде давления.

Пример. Определить параметры работы скважины при внутрискважинном газлифте. Исходные данные: расстояние от устья до середины нефтяного пласта $H = 2000$ м. Пластовое давление нефтяного пласта $p_{\text{п н}} = 12$ МПа, газового $p_{\text{п г}} = 8$ МПа. Плотность жидкости 800 кг/м³, относительная плотность газа (по воздуху) $\Delta = 0{,}8$. Коэффициент продуктивности нефтяного пласта

$K=100$ м³/(сут·МПа). Температура пласта 65 °С. Планируемый отбор нефти 250 м³/сут. Эксплуатация должна проводиться при устьевом давлении $p_у=$ $=0{,}5$ МПа.

Решение. Высота столба жидкости $H_с$, когда нефтяной и газовый пласты не работают, будет $10^6(12-8)/800\cdot10=500$ м.

В соответствии с (III.119) рабочее отверстие устанавливается на расстоянии $500+20=520$ м, а давление внутри труб на уровне отверстия по (III.121) будет $8-250/100-0{,}2=5{,}3$ МПа. Межтрубное давление на уровне отверстия примерно равно 8 МПа (III.122). Длина газожидкостного подъемника составит $2000-520=1480$ м. Чтобы обеспечить работу скважины на оптимальном режиме, диаметр колонны НКТ должен быть равным 69 мм (получено по (III.124)). Ближайший меньший стандартный диаметр 63 мм. Потребный расход газа, рассчитанный по (III.125), составляет 20700 м³/сут, а с учетом корректировки на температуру $1{,}202\cdot20\,700=24\,900$ м³/сут. Здесь множитель 1,202 определяется по (III.107): $0{,}0731\sqrt{(273+65)0{,}8}=1{,}202$. Согласно рис. III.22, диаметр отверстия должен быть 4,7 мм или диаметр седла рабочего клапана 5 мм.

Примечание.

Некоторые упрощения чаще всего приемлемы для технологических расчетов. При наличии данных исследования газового пласта в скважине за $p_{меж}$ принимается давление на забое газового пласта (III.120), возможен учет эффективного газового фактора продукции нефтяного пласта (см. стр. 108), а также определение расхода газа при работе на режиме между максимальным и оптимальным.

ГЛАВА IV

ШТАНГОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

В мировой практике добычи нефти штанговые насосные установки занимают особое место. Достаточно сказать, что в настоящее время этими установками оборудовано более 2/3 эксплуатационного фонда скважин и этот способ добычи нефти еще длительное время останется самым распространенным.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

При проектировании эксплуатации скважин и установлении оптимального режима работы оборудования необходимо:

выбрать насосную установку и режим ее работы, обеспечивающие заданный плановый отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации, например, при минимальных затратах на подъем жидкости, если планируемый отбор ее из скважины не превышает добывных возможностей существующих или имеющихся в наличии установок;

определить максимальный отбор жидкости (нефти) из скважины посредством существующего насосного оборудования, если технологическая норма отбора жидкости заведомо превышает производительность насосной установки.

Заданный отбор нефти, как правило, может быть обеспечен при различных режимах работы насосной установки и соответственно различных вариантах компоновки оборудования. Каждый из возможных вариантов эксплуатации скважин характеризуется определенными технологическими и экономическими показателями, которые могут изменяться в широких пределах. Поэтому выбор наилучшего варианта возможен, если установлен некоторый критерий оптимальности и учтены особенности данной скважины, к которым относятся, в частности, состав и свойства откачиваемой продукции, наличие

в ней песка, парафина, веществ, вызывающих усиленную коррозию оборудования, кривизна скважины и т. д.

Для сравнения и отбора вариантов применяются различные критерии. Известны методики, по которым типоразмер насосной установки и режим ее работы выбираются таким образом, чтобы достигалась, например, наименьшая нагрузка на штанги и станок-качалку или максимальная усталостная прочность колонны насосных штанг.

Однако, как показал опыт, оптимизация отдельных технологических характеристик или показателей надежности установки еще не обеспечивает выбор варианта, характеризующегося наилучшими технико-экономическими показателями, например, минимальной себестоимостью или минимальными приведенными затратами. Минимальная стоимость подъема нефти — одно из условий обеспечения минимальных затрат на весь период разработки нефтяного месторождения.

Следовательно, выбирать типоразмер и режим работы насосной установки целесообразно, исходя из оптимального значения выбранного технико-экономического критерия, например, минимума приведенных затрат на подъем нефти из скважины при безусловном выполнении государственного плана добычи нефти данным предприятием.

При проектировании эксплуатации скважины насосным способом выбирают: типоразмеры станка-качалки и электродвигателя, тип и диаметр скважинного насоса, конструкцию колонны подъемных труб. Рассчитывают следующие параметры: глубину спуска насоса, режим откачки, т. е. длину хода и число качаний, конструкцию штанговой колонны.

Для осложненных условий эксплуатации подбирают дополнительное оборудование (газовые и песочные якори, компенсаторы веса штанг, скребки, утяжеленный низ штанговой колонны и др.).

Для каждого варианта компоновки оборудования и режима его работы необходимо рассчитать:

давление на приеме и на выходе насоса;

коэффициент сепарации газа на приеме насоса и потери давления в клапанных узлах;

коэффициенты наполнения насоса и подачи установки;

экстремальные нагрузки и приведенное напряжение в точке подвеса штанг и максимальный крутящий момент на валу редуктора;

расход энергии, к. п. д. установки и требуемую мощность электродвигателя;

вероятную частоту обрывов штанг и межремонтный период работы установки в целом;

капитальные затраты на установку, условную себестоимость подъема нефти и условные приведенные затраты в части, зависящей от выбранной компоновки насосного оборудования и режима его работы.

Исходные данные для расчетов

Технологические расчеты, выбор способа эксплуатации, подбор оборудования для подъема жидкости, а также оптимизация работы оборудования возможны лишь при наличии основных исходных данных, к которым относятся:

конструкция (глубина, диаметр, интервал перфорации, вертикальность, смещение забоя);

эксплуатационные горизонты по промысловой классификации и их механическая характеристика;

планируемые дебиты жидкости и критерии их ограничения;

пластовое давление;

коэффициент продуктивности скважины (индикаторная диаграмма); термограмма;

степень обводнения продукции.

К сведениям о физико-химических свойствах компонентов продукции скважин относятся:

состав нефти, плотность ее в пластовых условиях и дегазированной, вязкость в пластовых и поверхностных условиях, объемный коэффициент, давление насыщения газом, межфазное натяжение;

состав газа, плотность его в пластовых и поверхностных условиях (при стандартных условиях), газовый фактор, количество растворенного газа;

обводненность продукции, плотность воды, вязкость ее, объемный коэффициент, содержание солей и корродирующая способность.

В отдельных случаях требуются сведения о содержании и основных свойствах парафина, механических примесей, температуре застывания нефти и др.

Как правило, основные свойства продукции скважины (нефти) задаются в виде графических зависимостей в функции давления. Указанные зависимости могут быть даны и в аналитической форме.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В КЛАПАННЫХ УЗЛАХ

В основу расчета максимального перепада давления при движении откачиваемой жидкости через клапанные узлы насоса положены экспериментальные исследования, выполненные А. М. Пирвердяном и И. С. Степановой.

Ими приняты следующие допущения:

а) при наличии в потоке жидкости, проходящей через клапан, свободного газа в качестве расчетной принимается максимальная скорость смеси (без учета относительной скорости фаз);

б) при откачке обводненной нефти не образуется высоковязкой эмульсии.

Порядок расчета:

расход смеси через клапан

$$Q_{кл}=Q_{ж}(p_i)+Q_{г}(p_i); \tag{IV.1}$$

расход жидкости при давлении p_i

$$Q_{ж}(p_i)=\frac{Q_{нс}}{(1-B)}\left[b_{н}(p_i)+\frac{B}{1-B}\right], \tag{IV.2}$$

где p_i — давление, равное давлению на приеме ($p_{пр}$) для всасывающего клапана и давлению на выкиде насоса ($p_{вык}$) для нагнетательного клапана, МПа; $Q_г$ — расход газа; $b_н$ — объемный коэффициент нефти; B — объемная обводненность, доля единицы.

Если $p_i>p_{нас}$, то $Q_г(p_i)=0$ и свободного газа в потоке жидкости, проходящей через клапан, нет. Если $p_i<p_{нас}$, то $Q_г(p_i)$ рассчитывается по формуле

$$Q_{г}(p_i)=[\Gamma_0-\Gamma(p_i)]\frac{zp_0T_{скв}}{p_iT_0}Q_{нс}, \tag{IV.3}$$

где

$$Q_{нс}=\frac{Q_{ж\,пл}(1-B)}{86\,400}; \tag{IV.4}$$

z — коэффициент сверхсжимаемости газа; $T_{скв}$ — температура в скважине, К; T_0 — абсолютная температура, К; $Q_{нс}$ — объемный расход сепарированной нефти, м³/с; $Q_{ж\,пл}$ — объемный расход жидкости в пластовых условиях, м³/сут; p_0 — атмосферное давление.

Максимальная скорость движения перекачиваемой среды в седле клапана с учетом неравномерности движения плунжера

$$v_{max}=4Q_{кл}/d^2_{кл}, \tag{IV.5}$$

где $d_{кл}$ — диаметр отверстия в седле клапана, м (см. табл. IV.1).

Число Рейнольдса для потока смеси в седле клапана

$$Re_{кл}=(d_{кл}v_{max})/\nu_{ж}, \tag{IV.6}$$

где $\nu_{ж}$ — кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

ТАБЛИЦА IV. 1

РАЗМЕРЫ КЛАПАНОВ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Условный размер насоса, мм	Диаметр отверстия седла клапана, мм			
	обычного		с увеличенным проходным сечением	
	всасывающего	нагнетательного	всасывающего	нагнетательного
Невставной насос				
28	11	11	14	14
32	14	14	18	18
43	20	20	22,5	22,5
55	25	25	30	30
68	30	30	35,5	35,5
93	40	40	48	48
Вставной насос				
28	20	11	22,5	14
32	20	14	22,5	18
38	25	18	30	20
43	25	20	30	22,5
55	30	25	35,5	30

По экспериментальным графикам (рис. IV.1) определяется коэффициент расхода клапана данного типа $\mu_{кл}$ в зависимости от $Re_{кл}$, вычисленного по формуле (IV.6).

Зависимость $\mu_{кл}=f(Re_{кл})$ может использоваться при вязкости откачиваемой жидкости от 10^{-6} до $2{,}3\cdot10^{-4}$ м²/с.

Перепад давления в клапане

$$\Delta p_{кл}=v^2_{max}\rho_{ж}/2\mu^2_{кл}, \qquad (IV.7)$$

$$\rho_{ж}=\rho_{н\ дег}+(\rho_{в}-\rho_{н\ дег})B, \qquad (IV.8)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность дегазированной жидкости.

После установления потерь давления во всасывающем $\Delta p_{кл\ в}$ и нагнетательном $\Delta p_{кл\ н}$ клапанах определяют давление в цилиндре насоса при всасывании $p_{вс\ ц}$ и нагнетании $p_{нагн\ ц}$:

$$p_{вс\ ц}=p_{пр}-\Delta p_{кл\ в}, \qquad (IV.9)$$

$$p_{нагн\ ц}=p_{в\ мк}+\Delta p_{кл\ н}; \qquad (IV.10)$$

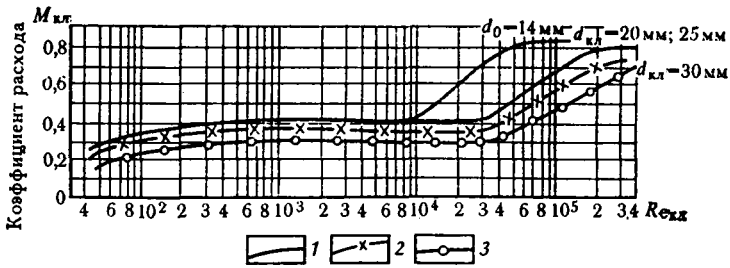


Рис. IV.1. Коэффициент расхода для клапанов:

1 — с одним шариком с окнами; *2* — с одним шариком со стаканом; *3* — с двумя шариками

перепад давления, который нужно создавать насосом $\Delta p_н$, чтобы обеспечить подъем жидкости на поверхность,

$$\Delta p_н = p_{нагн\ ц} - p_{пр}. \qquad (IV.11)$$

Кроме того, определив потери давления во всасывающем клапане, можно установить минимально необходимое давление на приеме насоса $p_{пр\ min}$ или минимальную глубину погружения насоса под динамический уровень, когда откачиваемая продукция не содержит свободного газа:

$$p_{пр\ min} = p_{у\ пр} - p_{у\ р} + \frac{sp_ж g}{2} + \Delta p_{кл\ в}, \qquad (IV.12)$$

где $p_{у\ пр}$ — упругость паров откачиваемой жидкости, Па; $p_{ур}$ — давление газа в межтрубном пространстве у динамического уровня жидкости, Па; s — длина хода полированного штока, м

$$p_{ур} = p_{меж} \exp\left(\rho_{г\,0} g \frac{T_0 H_{дин}}{zT_{скв} p_0}\right), \qquad (IV.13)$$

где $H_{дин}$ — динамический уровень, т. е. расстояние по вертикали от устья скважины до уровня жидкости в межтрубном пространстве (между колоннами НКТ и обсадной); $p_{меж}$ — давление газа в межтрубном пространстве на устье, Па.

Минимальное необходимое погружение насоса под динамический уровень

$$h_{дин\ min} = p_{пр\ min}/\rho_ж g. \qquad (IV.14)$$

Расчет производительности и коэффициента подачи штанговой насосной установки

Теоретическая производительность штанговой насосной установки при заданном режиме откачки и диаметре насоса

$$Q_т = \frac{\pi}{4} D^2_{пл} sN, \qquad (IV.15)$$

где $D_{пл}$ — диаметр плунжера, м; N — число качаний балансира в секунду.

Фактическая производительность установки $Q_ф$ почти всегда отличается от теоретической (табл. IV.2). Степень этого отличия характеризуется коэффициентом подачи

$$\eta_{под} = Q_ф/Q_т. \qquad (IV.16)$$

Коэффициент подачи, как правило, меньше единицы за исключением случаев, когда скважина фонтанирует через скважинный насос.

Величина коэффициента подачи зависит от многих факторов, причем влияние некоторых из них, наиболее существенных, таких, как упругие деформации штанг и труб, наличие свободного и растворенного в жидкости газа, утечки в плунжерной паре, может быть оценено аналитически:

$$\eta_{под} = \eta_\lambda \eta_{нап} \eta_{р\ г}, \qquad (IV.17)$$

где $\eta_\lambda = s_{пл}/s$ — коэффициент, учитывающий несовпадение длины хода плунжера $s_{пл}$ и полированного штока s; $\eta_{нап}$ — коэффициент наполнения насоса, определяемый как отношение объема жидкости, поступающей в насос из скважины, к объему, освобождаемому плунжером при ходе вверх; $\eta_{р\ г}$ — коэффициент усадки нефти, учитывающий уменьшение объема откачиваемой жидкости при снижении давления на приеме насоса до давления сепарации за счет выделения растворенного в нефти газа.

При использовании формулы (IV.17) принято, что в клапанных узлах насоса и в колонне насосно-компрессорных труб утечек нет.

ТАБЛИЦА IV.2

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ПОДАЧА СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (м³/сут) ПРИ n=10 кач/мин, $\eta_{нап}$=1

Длина хода плунжера, мм	Диаметр насоса, мм						
	28	32	38	43	55	68	93
300	2,7	3,5	4,9	6,2	10,2	15,7	29,4
450	4,0	5,2	7,3	9,4	15,4	23,5	44,0
600	5,3	6,9	9,8	12,5	20,5	31,4	58,8
750	6,7	8,7	12,2	15,7	25,7	39,2	73,4
900	8,0	10,4	14,7	18,8	30,7	47,1	88,2
1050	9,3	12,2	17,1	21,9	35,9	54,9	102,8
1200	10,7	13,9	19,6	25,0	40,9	62,8	117,6
1500	13,3	17,4	24,4	31,3	51,4	78,4	146,8
1800	16,0	20,9	29,4	37,5	61,4	94,2	176,4
2000	17,8	23,2	32,6	41,8	68,4	104,6	196,0
2100	18,7	24,4	34,3	43,7	71,6	110,0	205,6
2400	21,4	27,8	39,2	50,0	81,8	125,6	235,2
2500	22,2	29,0	40,7	52,2	85,5	130,7	245,0
2700	24,0	31,3	44,0	56,2	92,2	141,4	264,4
3000	26,7	34,9	48,8	62,5	102,8	156,8	293,6
3300	28,4	38,3	53,8	68,8	112,8	172,6	323,2
3500	31,1	40,6	57,0	73,1	119,7	183,0	343,0
4500	40,0	52,1	73,5	93,7	154,0	235,0	440,0
5200	46,3	60,3	84,8	108,7	177,8	272,0	509,6
6000	53,4	69,8	97,6	125,0	205,6	313,6	587,2

Определение длины хода плунжера

Как известно, в процессе работы штанговой насосной установки колонны штанг и труб периодически подвергаются деформациям от веса жидкости, воспринимаемого плунжером, кроме того, на колонну штанг действуют динамические нагрузки и силы трения. В результате длина хода плунжера может существенно отличаться от длины хода полированного штока.

Режимы работы этой установки принято разделять на статические и динамические. Критерием для разделения служит параметр динамического подобия (критерий Коши):

$$\varphi_д = \omega L_н / a, \qquad \text{(IV.18)}$$

где a — скорость звука в штанговой колонне, м/с; ω — угловая скорость вращения вала кривошипа, рад/с; $\omega = 2\pi N$; $L_н$ — глубина спуска насоса, м. При значениях параметра $\varphi_д \leqslant 0{,}3$—$0{,}4$ режим работы установки считается статическим, при больших значениях — динамическим. При статических режимах силы инерции практически не влияют на работу установки, в том числе и на длину хода плунжера.

Длина хода плунжера

$$s_{пл} = s - \lambda, \qquad \text{(IV.19)}$$

где

$$\lambda = \lambda_{шт} + \lambda_{тр} \qquad \text{(IV.20)}$$

представляет собой сумму упругих деформаций штанг ($\lambda_{шт}$) и труб ($\lambda_{тр}$), обусловленную гидростатической нагрузкой на плунжер:

$$\lambda_{шт} = \frac{(p_{вык} - p_{вс\,ц}) F_{пл} L_н}{E} \sum_{i=1}^{n} \frac{\varepsilon_i}{f_{шт\,i}}, \qquad \text{(IV.21)}$$

$$\lambda_{тр} = \frac{(p_{вык} - p_{вс\,ц}) F_{пл} L_н}{E f'_{тр}}, \qquad \text{(IV.22)}$$

где ε_i — доля длины ступени, состоящей из штанг с площадью поперечного сечения $f_{штi}$, от общей длины штанговой колонны $L_ш$; $f'_{тр}$ — площадь поперечного сечения (по металлу) подъемных труб, м²; E — модуль упругости материала штанг, равный 0,2 МПа; $F_{пл}$ — площадь сечения плунжера, м²; потерями хода от сил трения пренебрегаем; $p_{вых}$ — давление на выкиде насоса; $p_{вс\,ц}$ — давление всасывания в цилиндре.

Формула (IV.19) может применяться при

$$\varphi \leqslant \varphi_{кр} = \frac{0{,}2}{\sqrt{m}}, \qquad \text{(IV.23)}$$

где m — коэффициент, учитывающий влияние на растяжение колонны штанг силы инерции массы столба жидкости (табл. IV.3).

ТАБЛИЦА IV.3

КОЭФФИЦИЕНТЫ m и $\varphi_{кр}$ ДЛЯ НАСОСОВ РАЗЛИЧНЫХ ДИАМЕТРОВ (ПО А. Н. АДОНИНУ)

Диаметр насоса, мм	⩽43	55	68	93
m	1	1,5	2,0	3,0
$\varphi_{кр}$	0,20	0,17	0,14	0,12

Следует отметить, что если колонна подъемных труб заякорена у насоса, то $\lambda_{тр}=0$.

Если $\varphi>\varphi_{кр}$, то при расчете хода плунжера следует учитывать приращение хода от инерционных удлинений штанг.

В настоящее время известно несколько формул для расчета длины хода плунжера по динамической теории:

формула АзНИИДН, учитывающая инерционные удлинения штанг,

$$s_{пл} = s\left[1 + m\frac{\varphi^2}{2}\right] - \lambda \qquad \text{(IV.24)}$$

пригодна в интервале значений $0{,}2/\sqrt{m}<\varphi\leqslant 0{,}5$;

формула А. С. Вирновского для двухступенчатой колонны штанг, учитывающая вынужденные колебания штанговой колонны, вызванные периодически действующей нагрузкой от веса жидкости,

$$s_{пл} = \frac{s}{\cos\varphi_1\cos\varphi_2 - \dfrac{f_{шт2}}{f_{шт1}}\sin\varphi_1\sin\varphi_2} - \lambda, \qquad \text{(IV.25)}$$

где $\varphi_{1,2}=\omega l_{1,2}/a$; l_1, l_2 — длина ступеней колонны соответственно с площадью штанг $f_{шт1}$ и $f_{шт2}$. Для колонны штанг постоянного сечения (т. е. одноступенчатой) формула (IV.25) представляет формулу Л. С. Лейбензона:

$$s_{пл}=(s/\cos\varphi)-\lambda. \qquad \text{(IV.26)}$$

Формулы (IV.24) и (IV.25) можно применять при $0{,}2<\varphi\leqslant 1{,}1$. Определять длину хода плунжера для одноступенчатой колонны штанг можно по формулам (IV.25) и (IV.26), если принять соответствующую величину скорости звука a, входящую в зависимость (IV.18). Для одноразмерной колонны штанг a=4600 м/с, для двухступенчатой колонны a=4900 м/с, для трехступенчатой a=5300 м/с.

Все приведенные формулы не учитывают гидродинамического трения при движении плунжера. Этого недостатка лишена формула А. С. Вирновского

$$s_{пл} = \frac{s}{\sqrt{\cos^2\varphi + \operatorname{sh}^2\left(\frac{AL_н}{\omega}\right)}} - \lambda, \qquad (IV.27)$$

где A — константа трения, $С^{-1}$; обычно A=0,2—1,0 $С^{-1}$.

А. Н. Адонин [2] показал, что при больших значениях константы трения, т. е. при откачке высоковязких жидкостей, снижение длины хода плунжера может достигать 15% и более. Для откачки маловязкой нефти можно принять A=0, и формула (IV.27) превратится в формулу (IV.26).

Помимо приведенных формул, известны также формула И. А. Чарного

$$s_{пл} = \frac{s}{\cos\varphi}\sqrt{1 + 1{,}78\left(\frac{\lambda}{s}\right)^2 - 2{,}66\frac{\lambda}{s}\cos\varphi} \qquad (IV.28)$$

и формула Г. Дралле и И. Ламберджера

$$s_{пл} = \frac{s}{\cos(kL_н n)} - \lambda, \qquad (IV.29)$$

где k — коэффициент, равный $1{,}22\times10^{-4}$; n — число ходов в минуту. Остальные обозначения прежние.

Приведенные для расчета потерь хода плунжера формулы получены в предположении, что колонна штанг не сжимается и не подвергается продольному изгибу. Однако из опыта эксплуатации насосных скважин известно, что при ходе штанг вниз на плунжер действует сосредоточенная осевая сила, направленная вверх, вызывающая сжатие и продольный изгиб нижней части колонны штанг. Для насосов типов НСН и НСВ эта сила обусловлена трением плунжера при ходе вниз и перепадом давления в нагнетательном клапане.

При продольном изгибе упругая ось изогнутого участка колонны имеет форму, близкую к винтовой спирали с переменным шагом. Следовательно, к упругим деформациям штанг и труб, вызванным действием гидростатической нагрузки на плунжер, добавляются также деформации от сжатия $\lambda_{сж}$, изгиба $\lambda_и$ штанг в сжатой части штанговой колонны длиной $l_{сж}$, а также дополнительное растяжение колонны подъемных труб $\lambda_{и\,тр}$, обусловленное действием осевой сжимающей силы $P_{сж}$:

$$\lambda_{сж} = \frac{P_{сж}l_{сж}}{Ef_{шт\,сж}}, \qquad (IV.30)$$

$$\lambda_и = \frac{P_{сж}R^2l_{сж}}{2EJ\left(\sqrt{1 + \frac{P_{сж}R^2}{2EJ}} + 1\right)^2}, \qquad (IV.31)$$

$$\lambda_{и\,тр} = \frac{P_{сж}L_н}{Ef'_{тр}}, \qquad (IV.32)$$

$$l_{сж} = P_{сж}/q'_{шт\,сж}, \qquad (IV.33)$$

где $l_{сж}$ — длина сжатого и изогнутого участка штанговой колонны, м; R — радиус спирали, по которой изогнута сжатая часть колонны, м;

$$R = (D_{тр} - d_{шт\,сж})/2 \qquad (IV.34)$$

$D_{тр}$ — внутренний диаметр подъемных труб, м; J — экваториальный момент инерции поперечного сечения штанг, $м^4$;

$$J = \pi d^4_{шт\,сж}/64 \qquad (IV.35)$$

$d_{\text{шт сж}}$, $f_{\text{шт сж}}$, $q'_{\text{шт сж}}$ — соответственно диаметр, площадь поперечного сечения и вес 1 м штанг в жидкости в пределах участка длиной $l_{\text{сж}}$.

Если осевая сжимающая сила $P_{\text{с}}$ не превышает 10 кН, то для расчета деформаций изгиба $\lambda_{\text{и}}$ можно пользоваться более простой формулой А. Лубинского

$$\lambda_{\text{и}} = \frac{P_{\text{сж}} R^2 l_{\text{сж}}}{8EJ}. \qquad \text{(IV.36)}$$

Общие потери хода плунжера от упругих деформаций штанг и труб с учетом сжатия и продольного изгиба нижней части колонны штанг

$$\lambda = \lambda'_{\text{шт}} + \lambda'_{\text{тр}} = (\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{сж}} + \lambda_{\text{и}}) + (\lambda_{\text{тр}} + \lambda_{\text{и тр}}), \qquad \text{(IV.37)}$$

где $\lambda_{\text{шт}}$ и $\lambda_{\text{тр}}$ рассчитываются по формулам (IV.21) и (IV.22), а длину хода плунжера рекомендуется вычислять по формуле (IV.19) и не учитывать влияние динамических процессов на деформацию штанг.

Утечки в зазоре плунжерной пары

Для нового (неизношенного) насоса утечку можно приближенно рассчитать по формуле А. М. Пирвердяна (при ламинарном течении жидкости в зазоре)

$$q_{\text{ут}} = \left(1 + \frac{3}{2} c_{\text{э}}^2\right) \frac{\pi D_{\text{пл}} \delta^3 (p_{\text{вык}} - p_{\text{вс ц}})}{12 \nu_{\text{ж}} l_{\text{пл}} \rho_{\text{ж}}} - \frac{1}{2} \pi D_{\text{пл}} \delta u_0. \qquad \text{(IV.38)}$$

где $\rho_{\text{ж}}$, $\nu_{\text{ж}}$ — соответственно плотность (кг/м^3) и кинематическая вязкость (м^2/с) откачиваемой жидкости; $l_{\text{пл}}$ — длина плунжера, м; δ — зазор между плунжером и цилиндром при их концентричном расположении, м; $c_{\text{э}}$ — относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т. е. отношение расстояния между их центрами к величине δ ($0 \leqslant c_{\text{э}} \leqslant 1$); u_0 — средняя скорость движения плунжера, м/с; $u_0 = s_{\text{пл}} n$; n — число качаний в секунду.

Критическое значение параметра Рейнольдса, соответствующее переходу от ламинарного к турбулентному режиму течения в зазоре, ориентировочно принято равным $\text{Re}_{\text{кр}} = 10^3$.

Тогда условие сохранения ламинарного режима будет иметь следующий вид:

$$\frac{q_{\text{ут}}}{\pi D_{\text{пл}} \nu_{\text{ж}}} \leqslant \text{Re}_{\text{кр}}. \qquad \text{(IV.39)}$$

При турбулентном режиме течения жидкости в зазоре величину утечки можно определить приближенно:

а) для концентричного расположения плунжера в цилиндре ($c_{\text{э}} = 0$)

$$q_{\text{ут}} = 4{,}7 \pi D_{\text{пл}} \left[\frac{\delta^3 (p_{\text{вык}} - p_{\text{вс ц}})}{l_{\text{пл}} \rho_{\text{ж}}}\right]^{4/7} \frac{1}{\nu_{\text{ж}}^{1/7}} - \frac{\pi}{2} D_{\text{пл}} \delta u_0; \qquad \text{(IV.40)}$$

б) для эксцентричного расположения плунжера в цилиндре ($c_{\text{э}} \neq 0$), но без учета движения плунжера

$$q_{\text{ут}} = 4{,}7 (1 + 0{,}3 c_{\text{э}}^2) \pi D_{\text{пл}} \left[\frac{\delta^3 (p_{\text{вык}} - p_{\text{вс ц}})}{l_{\text{пл}} \rho_{\text{ж}}}\right]^{4/7} \frac{1}{\nu_{\text{ж}}^{1/7}}. \qquad \text{(IV.41)}$$

Величина зазора δ в новом (неизношенном) насосе зависит от группы посадки.

Для эксплуатации скважин с различной геолого-промысловой характеристикой и глубиной подвески насоса выделяются следующие четыре группы посадки:

Группа посадки	0	I	II	III
Зазор δ, мкм (по диаметру)	0—45	20—70	70—120	120—170

Следует иметь в виду, что в новых (неизношенных) насосах, откачивающих нефть средней вязкости и при средних высотах подъема жидкости, утечки имеют относительно небольшую величину (3—5%) по сравнению с теоретической производительностью насоса. Однако для условий откачки из глубоких скважин с малым дебитом и сильнообводненных утечки могут быть значительно больше.

Коэффициент наполнения скважинного насоса

Обычно вместе с жидкостью в цилиндр скважинного насоса поступает свободный газ, занимая часть объема цилиндра. Таким образом, коэффициент наполнения насоса жидкостью снижается:

$$\eta_{\text{нап}} = \frac{V_{\text{ж}}(p_{\text{пр}})}{V} = \frac{V - V_{\text{пот}} - V_{\text{ут}}}{V} q_1, \qquad \text{(IV.42)}$$

где $V_{\text{ж}}(p_{\text{пр}})$ — объем жидкости при давлении на приеме насоса $p_{\text{пр}}$, поступающей в цилиндр в течение хода всасывания; V — объем, описываемый плунжером при всасывании; $V = F_{\text{пл}} s_{\text{пл}}$; $V_{\text{пот}}$ — «потерянный» объем, занятый выделившимся газом из жидкости, находящейся во вредном пространстве, м^3; $V_{\text{ут}}$ — объем утечки жидкости в зазоре плунжерной пары, м^3; q_1 — содержание жидкой фазы в единице объема газожидкостной смеси под плунжером насоса в момент окончания хода вверх, м^3/м^3.

Величина коэффициента наполнения зависит от многих факторов. В известных зависимостях, приведенных в работах И. М. Муравьева и А. П. Крылова, А. Н. Адонина, Н. Н. Репина, Н. В. Зубкова и др., учтены только некоторые из этих факторов, причем не дается сравнительной оценки возможного их значения для точности вычисления коэффициента наполнения насоса. В настоящее время наиболее полная расчетная схема процессов, протекающих в цилиндре скважинного штангового насоса при откачке газожидкостной смеси, учитывающая характер фазовых переходов и сегрегацию фаз при расширении и сжатии, разработана М. М. Глоговским и И. И. Дунюшкиным.

Расчетные зависимости [1], полученные авторами, позволяют не только определить возможные значения коэффициента наполнения, но и оценить погрешность, допускаемую при неучете отдельных факторов.

Расчеты выполняются в следующем порядке.

1. При $p_{\text{вс ц}} \geqslant p'_{\text{нас}}$ свободного газа в цилиндре насоса нет, и коэффициент наполнения его

$$\eta_{\text{нап }0} = 1 - l_{\text{ут}}, \qquad \text{(IV.43)}$$

где

$$l_{\text{ут}} = \frac{q_{\text{ут}}}{2Q_{\text{ж}}(p'_{\text{нас}})},$$

$p'_{\text{нас}}$ — давление насыщения с учетом сепарации газа [2]. Величина $q_{\text{ут}}$ вычисляется по формулам (IV.38)—(IV.41).

---

[1] При выводе этих зависимостей предполагалось, что фазовые переходы в смеси происходят в изотермических условиях, отсутствуют утечки в клапанных узлах, а растворимость попутного газа в воде принята равной нулю.

[2] Множитель 2 в знаменателе формулы обусловлен тем, что утечки жидкости в зазоре плунжерной пары происходят в течение половины времени работы насоса (только при ходе плунжера вверх).

2. При $p_{\text{вс ц}} < p'_{\text{нас}}$ в цилиндре насоса во время хода всасывания имеется свободный газ. Рассмотрим возможные предельные варианты состояния газожидкостной смеси в цилиндре при работе насоса.

I вариант

Процесс растворения и выделения газа из нефти равновесный; вода, нефть и свободный газ равномерно распределены в объеме цилиндра насоса:

$$\eta_{\text{нап 1, 2}} = \frac{1 - l_{\text{ут}}}{1 + R} - \delta\eta_{1,\,2}. \tag{IV.44}$$

где

$$l_{\text{ут}} = \frac{q_{\text{ут}}}{2Q_{\text{см}}(p_{\text{вс ц}})}, \quad R = \frac{Q_{\text{г}}(p_{\text{вс ц}})}{Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})},$$

а коэффициент $\delta\eta_1$ зависит от соотношения между давлением нагнетания и давлением насыщения.

Если давление в цилиндре насоса при нагнетании $p_{\text{наг ц}}$ будет меньше, чем давление насыщения нефти газом $p'_{\text{нас}}$, то это означает, что не весь свободный газ перешел в раствор. Тогда

$$\delta\eta_2 = \frac{m_{\text{вр}}}{1 + R} \times$$

$$\times \left\{ \frac{1 + R}{\dfrac{b_{\text{ж}}(p_{\text{наг ц}})}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})} + R\,\dfrac{p_{\text{вс ц}}}{p'_{\text{нас}}} - [\Gamma(p_{\text{наг ц}}) - \Gamma(p_{\text{вс ц}})]\,\dfrac{1 - B}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})} \cdot \dfrac{p_{\text{в}}}{p_{\text{наг ц}}}} - 1 \right\}. \tag{IV.45}$$

где $m_{\text{вр}}$ — отношение объема вредного пространства к объему V, описываемому плунжером при ходе вниз; $b_{\text{ж}}(p)$ — объемный коэффициент жидкости при давлении p,

$$b_{\text{ж}}(p) = b_{\text{н}}(p)\,(1 - B) + b_{\text{в}} \cdot B. \tag{IV.46}$$

Если же $p_{\text{наг ц}} > p'_{\text{нас}}$, а процесс растворения газа в нефти принят равновесным, то к моменту открытия нагнетательного клапана весь газ перейдет в раствор. Тогда

$$\delta\eta_2 = \frac{m_{\text{вр}}}{1 + R} \left\{ \frac{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})}{b_{\text{ж}}(p'_{\text{нас}})} \left[1 + \frac{R}{1 - B} \right] - 1 \right\}. \tag{IV.47}$$

II вариант

Процесс растворения газа настолько неравновесный, что растворимостью газа в нефти при изменении давления от $p_{\text{вс ц}}$ до $p_{\text{наг ц}}$ можно пренебречь; вода, нефть и свободный газ равномерно распределены в объеме цилиндра насоса. При такой схеме процесса коэффициент наполнения насоса

$$\eta_{\text{нап 3}} = \frac{1 - l_{\text{ут}}}{1 + R} - \delta\eta_3, \tag{IV.48}$$

$$\delta\eta_3 = \frac{m_{\text{вр}}}{1 + R} \left\{ \frac{1 + R}{1 + R\,\dfrac{p_{\text{вс ц}}}{p_{\text{наг.ц}}}} - 1 \right\}. \tag{IV.49}$$

III вариант

Процесс растворения газа — неравновесный, и растворимостью газа можно пренебречь; вредное пространство насоса к концу хода плунжера вниз заполнено только жидкостью. Тогда коэффициент наполнения

$$\eta_{\text{нап 4}} = \frac{1 - l_{\text{ут}}}{1 + R}. \tag{IV.50}$$

При введении дополнительных упрощающих предположений из формул (IV.42), (IV.45) и (IV.48) получатся известные зависимости.

Так, формулу, приводимую И. М. Муравьевым и А. Н. Адониным,

$$\eta_{\text{нап}} = 1 - \beta_{\text{вс}}(m_{\text{вр}} + 1) = \frac{1}{1+R} - \frac{m_{\text{вр}}R}{1+R} \qquad \text{(IV.51)}$$

(где $\beta_{\text{вс}}=R/(1+R)$ — объемное газосодержание смеси при давлении $p_{\text{вс ц}}$) легко получить из (IV.47), если в последней пренебречь утечками и принять, что $l_{\text{ут}}=0$; $B=0$; $b_{\text{ж}}(p)=1$. При этих же допущениях из формул (IV.42) и (IV.44) получается зависимость, совпадающая по своей структуре с формулой Н. Н. Репина:

$$\eta_{\text{нап}} = \frac{R}{1+R} - \frac{m_{\text{вр}}}{1+R} \times \times \left\{ \frac{R+1}{R\dfrac{p_{\text{вс.ц}}}{p_{\text{наг ц}}} - [\Gamma(p_{\text{наг ц}}) - \Gamma(p_{\text{вс ц}})]\dfrac{p_0}{p_{\text{наг ц}}} + 1} - 1 \right\}. \qquad \text{(IV.52)}$$

Выше были рассмотрены предельные условия для газожидкостной смеси. Однако реальные процессы, протекающие в цилиндре насоса, редко соответствуют этим предельным условиям. Очевидно, что от начала хода всасывания до момента открытия нагнетательного клапана одновременно происходят расслоение смеси, образование «газовой подушки», а затем сжатие и растворение газа. Установить, какая доля свободного газа растворилась, а какая перешла в «газовую подушку», степень дисперсности газа и т. д. весьма затруднительно, а значит, нельзя точно определить фактическое значение коэффициента наполнения.

Однако можно с достаточной степенью достоверности указать интервалы значений, в которых должен находиться фактический коэффициент наполнения. Верхней границей будет значение $\eta_{\text{нап 4}}$, а нижняя граница будет изменяться в зависимости от того, к какому процессу — равновесному или неравновесному — будут ближе реальные условия для газожидкостной смеси в насосе. Для каждого из рассмотренных вариантов можно указать вероятное среднее значение коэффициента наполнения:

$$\overline{\eta}_{\text{нап } i} = \frac{1}{2}(\eta_{\text{нап } i} + \eta_{\text{нап 4}}), \qquad \text{(IV.53)}$$

где $i=1, 2, 3$, а также максимальное абсолютное отклонение реального коэффициента от вероятного среднего;

$$\delta_i = \pm \frac{1}{2}\delta\eta_i \quad (i = 1; 2, 3). \qquad \text{(IV.54)}$$

Коэффициент, учитывающий уменьшение объема нефти при снижении давления от $p_{\text{вс ц}}$ до давления в сепарирующем устройстве за счет выделения растворенного газа

$$\eta_{\text{р г}} = 1 - u(p_{\text{вс ц}})(1 - B) = 1 - \frac{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) - 1}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})}(1 - B), \qquad \text{(IV.55)}$$

где $u(p_{\text{вс ц}})$ — коэффициент усадки нефти от давления $p_{\text{вс ц}}$ до p_0.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАСОСНЫХ ШТАНГ

В течение цикла работы скважинного насоса на колонну насосных штанг действуют нагрузки, как остающиеся постоянными по величине и направлению на протяжении всего цикла или значительной его части, так и переменные. К постоянным или статическим нагрузкам принято относить вес колонны насосных штанг в жидкости $P'_{\text{шт}}$, гидростатическую нагрузку $P_{\text{ж}}$, обу-

словленную разницей давлений жидкости над и под плунжером при ходе его вверх, а также нагрузки от трения штанг о стенки подъемных труб $P_{\text{тр мех}}$ и от трения плунжера в цилиндре $P_{\text{тр пл}}$.

К переменным нагрузкам относятся:

инерционная нагрузка $P_{\text{ин}}$, обусловленная переменной по величине и направлению скоростью движения системы «штанги — плунжер»;

вибрационная нагрузка $P_{\text{виб}}$, обусловленная колебательными процессами, возникающими в колонне штанг под действием ударного приложения и снятия гидростатической нагрузки на плунжер;

нагрузка от трения штанг в жидкости $P_{\text{тр г}}$;

сила гидравлического сопротивления $P_{\text{кл н}}$, вызванная перепадом давления в нагнетательном клапане при движении жидкости.

Учитывая перечисленные нагрузки, можно записать общие формулы для определения усилия в точке подвеса штанг при ходе штанг вверх $P_{\text{в}}$ и вниз $P_{\text{н}}$:

$$P_{\text{в}}=P'_{\text{шт}}+P_{\text{ж}}+P_{\text{ин в}}+P_{\text{виб в}}+P_{\text{тр м}}+P_{\text{тр г}}+P_{\text{тр пл}}, \tag{IV.56}$$

$$P_{\text{н}}=P'_{\text{шт}}-(P_{\text{ин н}}+P_{\text{виб н}}+P_{\text{тр м}}+P_{\text{тр г}}+P_{\text{кл н}}). \tag{IV.57}$$

Индексы «в» и «н» обозначают, что данная нагрузка относится соответственно к ходам вверх или вниз.

Вес колонны штанг в воздухе $P_{\text{шт}}$ и вес ее в жидкости $P'_{\text{шт}}$, заполняющей подъемные трубы, а также гидростатическая нагрузка на плунжер вычисляются по общеизвестным формулам

$$P_{\text{шт}}=L_{\text{н}}\left(\sum_{i=1}^{4} q_{\text{шт}\,i}\varepsilon_i\right), \tag{IV.58}$$

$$P'_{\text{шт}}=P_{\text{шт}}K_{\text{арх}}, \tag{IV.59}$$

$$P_{\text{ж}}=(p_{\text{вык}}-p_{\text{вс ц}})F_{\text{пл}} \tag{IV.60}$$

или

$$P_{\text{ж}}=\{g[H_{\text{дин}}\rho_{\text{см т}}+(L_{\text{н}}-H_{\text{дин}})(\rho_{\text{см т}}-\rho_{\text{см меж}})]+(p_{\text{ц}}-p_{\text{меж}})\}F_{\text{пл}}, \tag{IV.61}$$

где $q_{\text{шт}i}$ — вес 1 м штанг данного диаметра в воздухе, Н; $K_{\text{арх}}=(\rho_{\text{шт}}-\rho_{\text{см т}})/\rho_{\text{шт}}$ — коэффициент плавучести штанг; $\rho_{\text{шт}}$ — плотность материала штанг, кг/м^3; $\rho_{\text{см меж}}$, $\rho_{\text{см т}}$ — средняя плотность жидкости (смеси), находящейся соответственно в пространстве между обсадной колонной и колонной насосно-компрессорных труб, кг/м; $p_{\text{меж}}$ — давление газа в этом пространстве на устье скважины, Па.

ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ ЗА ЦИКЛ РАБОТЫ НАСОСА

Точные формулы

В настоящее время нет универсальной методики расчета экстремальных нагрузок (максимальной $P_{\max}$ и минимальной $P_{\min}$), в которой были бы учтены все перечисленные составляющие усилия, действующие на колонну штанг. Однако экспериментальные исследования, проведенные в стендовых скважинах, и статистическая обработка реальных промысловых данных позволили установить, что для широкого диапазона условий эксплуатации насосных установок и режимов их работы в нормальных скважинах наиболее точны формулы А. С. Вирновского

$$P_{\max}=P'_{\text{шт}}+P_{\text{ж}}+P_{\text{виб в}}+P_{\text{ин в}}, \tag{IV.62}$$

$$P_{\min}=P'_{\text{шт}}-(P_{\text{виб н}}+P_{\text{ин н}}), \tag{IV.63}$$

где

$$P_{\text{виб в}} = \alpha_1 m_\omega \sqrt{\left(a_1\psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{s}\right) P_{\text{шт}} P_{\text{ж}}}, \qquad \text{(IV.64)}$$

$$P_{\text{ин в}} = \frac{1}{2}\alpha^2{}_1 m^2_\omega \left(a_1 - 2\frac{\lambda_{\text{шт}}}{\psi s}\right) P_{\text{шт}}. \qquad \text{(IV.65)}$$

Вибрационная и инерционная нагрузки для хода вниз получаются из приведенных формул путем замены в них коэффициентов α_1 и a_1 соответственно коэффициентами α_2 и a_2.

В формулах (IV.64) и (IV.65)

$$m_\omega = \sqrt{\omega^2 s/g}, \quad \psi = \lambda_{\text{шт}}/(\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}}),$$

$\alpha_1(\alpha_2)$ — кинематический коэффициент, равный отношению $\pi/2$ к действительному угловому перемещению кривошипа с момента начала движения точки подвеса штанг вверх (вниз) до момента достижения его максимальной скорости; $a_{1,2}$ — кинематические коэффициенты, учитывающие отличие истинной максимальной скорости движения точки подвеса штанг $v_{\max}$ от максимальной скорости для идеального гармонического движения; $a_{1,2}=2(v_{\max})_{1,2}/\alpha_{1,2}\omega s$.

Исходные величины для определения коэффициентов $\alpha_{1,2}$ и $a_{1,2}$ получают построением графика фактической скорости точки подвеса штанг для каждого типоразмера станка-качалки и длины хода полированного штока (табл. IV.4).

В формулах А. С. Вирновского учтены динамические усилия, вызванные вынужденными и свободными колебаниями штанговой колонны.

Однако расчетная схема, использованная при выводе формул (IV.62)—(IV.65), не учитывает ряд факторов, реально существующих и обусловливающих нагрузки на штанги, в том числе и на экстремальные значения этих нагрузок.

К этим факторам можно отнести: силы трения плунжера о цилиндр насоса, гидравлические сопротивления, возникающие при движении продукции через нагнетательный клапан, наличие свободного газа в насосе, утечки и т. д. Учесть аналитически эти факторы в настоящее время не представляется возможным.

На основании статистической обработки результатов расчета по формулам (IV.62)—(IV.65) и фактических нагрузок в точке подвеса штанг для широкого диапазона условий эксплуатации и режимов откачки были рассчитаны поправочные коэффициенты для динамических составляющих экстремальных нагрузок $K_{\text{дин в}}$ и $K_{\text{дин н}}$. С учетом этих коэффициентов формулы (IV.62) и (IV.63) имеют следующий вид:

$$P_{\max} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + K_{\text{дин в}}(P_{\text{виб в}} + P_{\text{ин в}}), \qquad \text{(IV.66)}$$

$$P_{\min} = P'_{\text{шт}} - K_{\text{дин н}}(P_{\text{виб н}} + P_{\text{ин н}}), \qquad \text{(IV.67)}$$

$$K_{\text{дин в}} = 2{,}042(D_{\text{пл}} \cdot 10^3)^{-0{,}206}, \qquad \text{(IV.68)}$$

$$K_{\text{дин н}} = 2{,}754(D_{\text{пл}} \cdot 10^3)^{-0{,}294}. \qquad \text{(IV.69)}$$

Результаты расчета по формулам (IV.68) и (IV.69) приведены в табл. IV.5.

Преобразованные формулы А. С. Вирновского получили следующий вид:

$$P_{\max} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}(1 + K_1 + K'_1), \qquad \text{(IV.70)}$$

$$P_{\min} = P'_{\text{шт}} - P_{\text{ж}}(K_2 + K'_2), \qquad \text{(IV.71)}$$

где $K_1(K_2)$ и $K'_1(K'_2)$ — коэффициенты динамичности для учета усилий от собственных колебаний штанг и сил инерции переносного движения для хода вверх (вниз).

ТАБЛИЦА IV.4

КИНЕМАТИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Станок-качалка	Радиус кривошипа, м	Длина хода s, м	α_1	a_1	α_2	a_2
			ход вверх		ход вниз	
1СК1,5-0,42-100	0,15	0,30	1,09	0,91	0,84	1,23
	0,165	0,34	1,09	0,91	0,82	1,27
	0,18	0,37	1,09	0,91	0,81	1,30
	0,195	0,40	1,09	0,91	0,79	1,34
	0,20	0,41	1,09	0,91	0,79	1,35
2СК2-0,6-250	0,15	0,30	1,08	0,92	0,88	1,17
	0,188	0,38	1,10	0,91	0,85	1,23
	0,22	0,46	1,11	0,90	0,82	1,29
	0,26	0,54	1,11	0,90	0,78	1,37
	0,295	0,61	1,11	0,90	0,76	1,44
3СК3-0,75-400	0,149	0,30	1,07	0,93	0,89	1,14
	0,202	0,41	1,08	0,91	0,86	1,20
	0,22	0,45	1,09	0,91	0,84	1,23
	0,26	0,52	1,09	0,91	0,82	1,28
	0,31	0,63	1,10	0,90	0,78	1,37
	0,325	0,67	1,09	0,90	0,77	1,41
	0,36	0,75	1,08	0,90	0,74	1,48
4СК3-1,2-1700	0,22	0,44	1,07	0,92	0,90	1,14
	0,32	0,65	1,10	0,90	0,84	1,24
	0,412	0,84	1,11	0,89	0,80	1,34
	0,508	1,04	1,11	0,89	0,76	1,46
	0,57	1,19	1,10	0,90	0,73	1,55
	0,21	0,42	1,06	0,93	0,92	1,11
	0,30	0,61	1,08	0,92	0,88	1,17
	0,345	0,70	1,09	0,91	0,87	1,19
5СК6-1,5-1600	0,39	0,79	1,10	0,90	0,85	1,23
	0,57	1,17	1,11	0,89	0,78	1,39
	0,715	1,49	1,10	0,90	0,73	1,55
6СК6-2,1-2500	0,45	0,91	1,08	0,91	0,88	1,17
	0,60	1,22	1,10	0,90	0,83	1,27
	0,75	1,54	1,11	0,89	0,80	1,35
	0,90	1,86	1,11	0,89	0,76	1,47
	1,0	2,08	1,10	0,90	0,73	1,55
7СК12-2,5-4000	0,60	1,22	1,09	0,91	0,86	1,21
	0,75	1,53	1,11	0,89	0,83	1,28
	0,90	1,84	1,11	0,89	0,79	1,36
	1,05	2,17	1,11	0,89	0,76	1,45
	1,20	2,50	1,10	0,90	0,73	1,56
8СК12-3,5-8000	1,05	2,14	1,11	0,89	0,83	1,28
	1,20	2,45	1,11	0,89	0,81	1,33
	1,35	2,77	1,11	0,89	0,78	1,39
	1,50	3,10	1,11	0,89	0,76	1,47
	1,67	3,48	1,10	0,90	0,74	1,55
9СК20-4,5-12 000	1,25	2,54	1,11	0,89	1,83	1,28
	1,46	2,99	1,11	0,89	0,80	1,34
	1,67	3,45	1,11	0,89	0,77	1,42
	1,89	3,91	1,11	0,89	0,75	1,50
	2,00	4,17	1,10	0,90	0,73	1,55

Станок-качалка	Радиус кривошипа, м	Длина хода s, м	α_1	a_1	α_2	a_2
			ход вверх		ход вниз	
СКН3-1515	0,22	0,44	1,06	0,93	0,92	1,11
	0,295	0,60	1,08	0,92	0,89	1,16
	0,37	0,75	1,09	0,90	0 87	1,21
	0,445	0,91	1,11	0,89	0,84	1,27
	0,52	1,07	1,11	0,88	0,82	1,33
	0,595	1,23	1,11	0,88	0,79	1,40
	0,67	1,39	1,11	0,87	0,77	1,48
	0,72	1,50	1,11	0,88	0,75	1,53
СКН5-3015	0,375	0,90	1,05	0,95	0,92	1,09
	0,50	1,21	1,07	0,93	0,89	1,14
	0,62	1,50	1,08	0,92	0,86	1,19
	0,74	1,80	1,09	0,92	0,83	1,24
	0,87	2,13	1,09	0,92	0,80	1,31
	0,98	2,42	1,09	0,92	0,78	1,36
	1,11	2,76	1,08	0,92	0,75	1,44
	1,20	3,01	1,07	0,93	0,73	1,49
СКН-10-3315	0,49	1,19	1,07	0,93	0,89	1,14
	0,61	1,49	1,08	0,92	0,87	1,18
	0,74	1,79	1,09	0,92	0,84	1,28
	0,86	2,10	1,10	0,91	0,82	1,23
	0,97	2,38	1,10	0,91	0,79	1,33
	1,10	2,72	1,10	0,91	0,76	1,40
	1,21	3,01	1,09	0,92	0,74	1,47
	1,32	3,31	1,08	0,93	0,72	1,54
СКН-10-3012	0,46	1,20	1,05	0,95	0,92	1,10
	0,695	1,80	1,08	0,93	0,88	1,16
	0,93	2,42	1,10	0,91	0,84	1,23
	1,15	3,00	1,11	0,90	0,80	1,31

Для расчета перечисленных коэффициентов предложены следующие зависимости:

$$K_{1,2} = \alpha_{1,2}\psi \sqrt{\frac{a_1 s}{\lambda \cos\varphi} - 1}, \qquad \text{(IV.72)}$$

$$K'_{1,2} = \frac{\varphi}{\cos\varphi} \cdot \frac{s}{\lambda}\left(\frac{1}{2\psi} - 0{,}25\right)[\sin(\varphi_0 + \varphi) - \sin\varphi_0], \qquad \text{(IV.73)}$$

ТАБЛИЦА IV.5

ЗНАЧЕНИЯ ПОПРАВОЧНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ $K_{\text{дин в}}$ и $K_{\text{дин н}}$

Диаметр плунжера, мм	$K_{\text{дин в}}$	$K_{\text{дин н}}$	Диаметр плунжера, мм	$K_{\text{дин в}}$	$K_{\text{дин н}}$
32	1,00	0,99	55	0,89	0,84
38	0,97	0,95	68	0,85	0,79
43	0,94	0,91	93	0,80	0,72

где φ_0 — угол поворота кривошипа станка-качалки, соответствующий окончанию периода начальной деформации, т. е. моменту, когда перемещение точки подвеса штанг, отсчитываемое от нижней мертвой точки, станет равным величине потерь хода плунжера λ (рис. IV.2).

А. Н. Адонин установил, что для статических режимов откачки, т. е. при $\varphi \leqslant 0{,}30—0{,}40$, формулы (IV.62) и (IV.63) можно упростить, приведя их к следующему виду:

$$\left.\begin{aligned} P_{\max} &= P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{дин}}, \\ P_{\min} &= P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин}}, \\ P_{\text{дин}} &= \frac{D_{\text{пл}}}{3 l_{\text{шт ср}}} m_{\omega} \sqrt{\psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{s}}\, P_{\text{шт}} + 1000, \end{aligned}\right\} \qquad \text{(IV.74)}$$

где $d_{\text{шт ср}}$ — средний диаметр штанг ступенчатой колонны;

$$d_{\text{шт ср}} = 2\sqrt{\frac{f_{\text{шт ср}}}{\pi}}, \qquad \text{(IV.75)}$$

$$f_{\text{шт ср}} = 1 \Big/ \left(\sum_{i=1}^{n} \frac{\varepsilon_i}{f_{\text{шт } i}}\right). \qquad \text{(IV.76)}$$

Им установлены также пределы применимости формул (IV.74). В рекомендуемой области *I* (рис. IV.3) погрешность этих формул не превысит 10^3 Н, т. е. будет меньше погрешности применяемых динамографов.

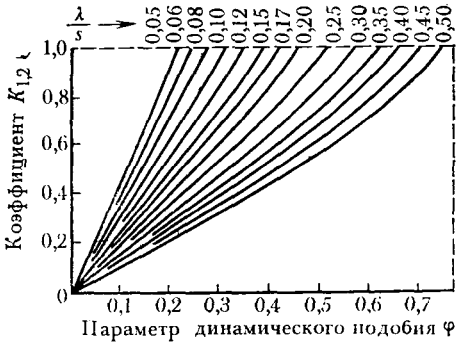


Рис. IV.2. График для определения коэффициентов $K_{1,2}$ в формуле (IV.72)

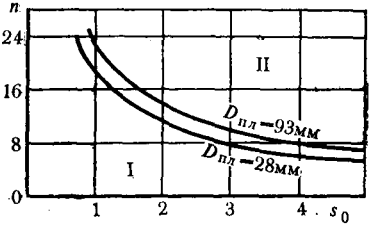


Рис. IV. 3. Области применимости формул для определения максимальной и минимальной нагрузок

В области *II* целесообразнее применять формулы (IV.62) и (IV.63).

Все формулы, приведенные для определения экстремальных нагрузок, имеют общие пределы применимости, обусловленные теми предположениями, которые заложены в расчетной схеме процессов, происходящих в штанговой колонне. Если пренебречь силами трения, то предел применимости формул А. С. Вирновского определяется согласно зависимости

$$n_{\text{пред}} = \frac{1}{60}\left(\frac{37\,500}{L_{\text{н}}} - 1{,}5\right), \qquad \text{(IV.77)}$$

где приближенно учитывается предрезонансное повышение усилий при длинах хода до 3—4 м.

Зависимости (IV.62)—(IV.74) используются, как правило, при решении задач, когда требуются высокая точность и достоверность расчетов. На практике часто применяются более простые, хотя и менее точные зависимости различных авторов, так называемые упрощенные формулы.

Упрощенные формулы для определения максимальной нагрузки

При статическом режиме работы ШГНУ, т. е. при значениях параметра динамического подобия $\varphi \leqslant (0{,}30 \div 0{,}40)$, достаточную для практики точность обеспечивают приведенные ниже зависимости.

Формула И. М. Муравьева

$$P_{max} = P_{шт}\left(K_{арх} + \frac{sn^2}{1440}\right) + P_{ж}, \tag{IV.78}$$

где $n = N \cdot 60$ — число ходов плунжера в минуту.

Формула И. А. Чарного

$$P_{max} = P_{шг}\left(K_{арх} + \frac{sn^2}{1790}\frac{\operatorname{tg}\varphi}{\varphi}\right) + P_{ж}. \tag{IV.79}$$

Формула Дж. С. Слоннеджера

$$P_{max} = (P_{шт} + P_{ж})\left(1 + \frac{sn}{137}\right). \tag{IV.80}$$

Формула Дж. С. Слоннеджера получила широкое распространение в США, где она рекомендована для применения стандартом Американского нефтяного института.

Формула Кемлера

$$P_{max} = (P_{шт} + P_{ж})\left(1 + \frac{sn^2}{1790}\right). \tag{IV.81}$$

Формула К. Н. Милса

$$P_{max} = P_{шт}\left(1 + \frac{sn^2}{1790}\right) + P'_{ж}, \tag{IV.82}$$

$$P'_{ж} = (p_{вык} - p_{вс\,ц})(F_{пл} - f_{шт}), \tag{IV.83}$$

где $P'_{ж}$ — вес жидкости над плунжером.

Погрешность расчета по перечисленным приближенным формулам находится в пределах 10—20% от P_{max}.

Известны и другие зависимости для расчета максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, которые по существу не отличаются от приведенных приближенных формул.

Упрощенные формулы для определения минимальной нагрузки

Формула К. Н. Милса

$$P_{min} = P_{шт}\left(1 - \frac{sn^2}{1790}\right). \tag{IV.84}$$

Формула Д. О. Джонсона

$$P_{min} = P_{шт}\left(K_{арх} - \frac{sn^2}{1790}\right). \tag{IV.85}$$

Формула Дж. С. Слоннеджера

$$P_{min} = 0{,}75P_{шт} - (P_{шт} + P_{ж})\frac{sn}{137}. \tag{IV.86}$$

Формула Н. Дрэготеску и Н. Драгомиреску

$$P_{\min} = P'_{\text{шг}}\left(1 - \frac{sn}{137}\right). \qquad \text{(IV.87)}$$

Н. Дрэготеску указывает, что надежность приближенных формул для определения минимальной нагрузки обычно заметно ниже, чем аналогичных формул для $P_{\max}$.

СИЛЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Наиболее существенно силовые и энергетические показатели и надежность насосной установки зависят от следующих сил, возникающих при ее работе:

механического трения колонны штанг о стенки колонны НКТ;

гидродинамического трения штанг;

трения плунжера о стенки цилиндра;

гидравлического сопротивления, обусловленного перепадом давления в нагнетательном клапане насоса.

Абсолютная величина каждой из этих сил, энергия, которую необходимо затратить на их преодоление, и относительное влияние на показатели эксплуатации установки в большой степени зависят от физических свойств добываемой продукции, конструкции скважины, компоновки и режима работы оборудования. Больших значений, порядка 10—15 кН, могут, например, достигать: сила механического трения штанг в искривленных или наклонно-направленных скважинах и сила гидродинамического трения в скважинах, дающих высоковязкую жидкость. Если же откачивается высокопарафинистая нефть или жидкость с большим содержанием абразивных частиц, наибольшее значение могут иметь силы трения плунжера о стенки цилиндра.

Поэтому при расчете сил сопротивления необходимо учитывать конкретные условия эксплуатации и свойства продукции скважин.

Сила трения штанг о стенки колонны подъемных труб

Механическое трение штанг о стенки колонны НКТ обусловлено искривленностью ствола скважины.

В простейшем виде профиль наклонной скважины можно представить плоской трехинтервальной кривой (рис. IV.4).

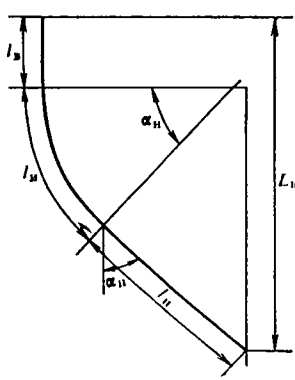


Рис. IV.4. Схематизация профиля наклонной скважины

При такой схематизации профиль скважины состоит из: первого вертикального участка длиной $l_в$, участка набора кривизны длиной $l_н$, где ствол скважины постепенно искривляется, отклоняясь от вертикали до величины зенитного угла $\alpha = \alpha_н$, и имеет форму, близкую к дуге окружности, и, наконец, конечного линейного участка, называемого наклонным, длиной $l_н$ и с постоянным зенитным углом $\alpha_н$.

При расчете силы механического трения штанг $P_{\text{тр мех}}$ за основу может быть принята зависимость, предложенная Ю. А. Песляком и экспериментально проверенная А. Х. Шариповым:

$$P_{\text{тр мех}} = C_{\text{шт}} \sum_{i=1}^{k} \Delta L_i \times$$

$$\times \sqrt{\left(q_{\text{шт}} \sin \alpha_i + P_{i-1} \frac{\Delta \alpha_i}{\Delta L_i}\right)^2 + \left(P_{i-1} \frac{\Delta \theta_i}{\Delta L_i} \sin \alpha_i\right)^2}, \qquad \text{(IV.88)}$$

где $C_{\text{шт}}$ — коэффициент трения штанг о трубы; ΔL_i — длина i-го участка с отклонением α_i от вертикали, м; P_{i-1} — текущая суммарная нагрузка от веса жидкости, веса штанг и сил трения, приложенная к нижнему сечению i-го участка, Н; $\alpha_i(\theta_i)$ — угол отклонения i-го участка ствола скважины от вертикали (по азимуту), рад.

Величина коэффициента трения $C_{\text{шт}}$, по данным ряда авторов, колеблется от 0,1 до 0,7 и зависит, в первую очередь, от вязкости жидкости, заполняющей колонну НКТ, и содержания воды. В. М. Троицкий рекомендует принимать при расчетах следующие средние значения коэффициента трения $C_{\text{шт}}$:

Тип нефти и ее вязкость, м²/с	$C_{\text{шт}}$
Обводненная, 10^{-6}—10^{-5}	0,25
Легкая, менее $3 \cdot 10^{-5}$	0,20
Легкая, более $3 \cdot 10^{-5}$	0,16

А. Х. Шарипов показал, что силу $P_{\text{тр мех}}$ в инженерных расчетах следует учитывать в скважинах с отклонением ствола по вертикали более 5°, по азимуту — более 4π радианов и при статической нагрузке более 50 кН. При выполнении этих условий $P_{\text{тр мех}}$ будет превышать 1 кН.

Если ствол скважины незначительно отклоняется от начального азимута, то в формуле (IV.88) можно пренебречь последним слагаемым в подкоренном выражении

$$P_{\text{тр мех}} = C_{\text{шт}} \sum_{i=1}^{k} \Delta L_i \left(q_{\text{шт}} \cdot \sin \hat{\alpha}_1 + P_{i-1} \frac{\Delta \alpha_i}{\Delta L_i}\right). \qquad \text{(IV.89)}$$

Эту зависимость можно упростить, если принять, что угол искривления ствола по всей длине подвески насоса $\alpha_i = \alpha_{\max}$. Учитывая, что при $\alpha \leqslant 15°$ $\sin \alpha \approx \alpha$, окончательно получаем:

$$P_{\text{тр мех}} = C_{\text{шт}} \alpha_{\max} (P_{\text{ж}} + P'_{\text{шт}}). \qquad \text{(IV.90)}$$

Тогда величина $P_{\text{тр мех}}$, получаемая по формуле (IV.90), будет максимальной силой механического трения штанг.

Гидродинамическое трение штанг

Различными исследователями предложено большое число приближенных формул, отличающихся упрощающими допущениями, степенью учета множества факторов, определяющих силы гидродинамического трения колонны штанг в потоке вязкой жидкости $P_{\text{тр г}}$.

А. М. Пирвердян получил формулу для расчета $P_{\text{тр г}}$ для гладкой (т. е. безмуфтовой) штанговой колонны, когда поток жидкости в подъемных трубах отсутствует (т. е. колонна НКТ заглушена на конце), которая может быть использована для приближенных расчетов:

$$P_{\text{тр г}} = 2\pi^2 L_{\text{н}} \nu_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} s N M_{\text{шт}}, \qquad \text{(IV.91)}$$

где

$$M_{\text{шт}} = \frac{1}{\dfrac{m^2+1}{m^2-1} \ln m - 1}; \quad m = \frac{D_{\text{тв}}}{d_{\text{шт}}} \qquad \text{(IV.92)}$$

$d_{\text{шт}}$ — диаметр штанг, м; $D_{\text{т в}}$ — внутренний диаметр НКТ, м.

Для ступенчатой колонны штанг расчет по формуле (IV.91) выполняется для каждой ступени отдельно, а полученные величины суммируются.

В формуле (IV.93) дополнительно учтено движение жидкости в колонне НКТ:

$$P_{\text{тр г}}=2\pi\nu_{\text{ж}}\rho_{\text{ж}}L_{\text{в}}(\pm\pi NsA_1-uB_1). \qquad \text{(IV.93)}$$

Знак плюс соответствует ходу штанг вверх, а знак минус — ходу вниз. A_1, B_1 — числовые коэффициенты, зависящие от размеров кольцевого сечения между штангами и подъемными трубами, определяемые по формулам

$$A_1=\frac{(m^2-1)+4\dfrac{\ln m}{m^2-1}-2}{(m^2+1)\ln m-(m^2-1)}, \qquad \text{(IV.94)}$$

$$B_1=\frac{(m^2-1)-2\ln m}{(m^2+1)\ln m-(m^2-1)}, \qquad \text{(IV.95)}$$

$$U=\frac{8Q_{\text{нс}}}{\pi(1-B)(D^2_{\text{тв}}-d^2_{\text{шт}})}. \qquad \text{(IV.96)}$$

Формулу (IV.91) можно получить из формулы (IV.93) как частный случай при соответствующих допущениях.

Усилия для ступенчатых колонн определяют суммированием величин, полученных по отдельным ступеням. Формула (IV.93) рекомендуется для расчетов при откачке жидкости повышенной вязкости (до 30 мПа·с).

Зависимость, в которую введены экспериментально определенные коэффициенты, учитывающие дополнительное сопротивление, создаваемое штанговыми муфтами при ходе штанг вниз, имеет следующий вид:

$$P_{\text{тр г}}=2{,}88\times10^2Ns\nu_{\text{ж}}\rho_{\text{ж}}k'[L_{\text{в}}(1+2k'')+n'(l_{\text{э}}+l'_{\text{э}}k'')], \qquad \text{(IV.97)}$$

ТАБЛИЦА IV.6

ЧИСЛОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ, ВХОДЯЩИХ В ФОРМУЛУ (IV.97) [21]

Условный диаметр штанг, $d_{\text{шт}}$, мм	Внутренний диаметр НКТ $D_{\text{т в}}$, мм						
	50,3	59	62	73	76	88,6	100,3
	Коэффициент k'						
16	15,8	12,6	11,8	9,6	9,2	7,9	7,1
19	21,3	16,2	15,0	11,9	11,3	9,2	8,3
22	—	20,9	19,1	14,6	13,7	11,2	9,7
25	—	—	24,4	18,0	16,7	13,3	11,3
	Коэффициент k''						
16	0,113	0,079	0,071	0,050	—	—	—
19	0,166	0,116	0,103	0,072	0,067	0,048	—
22	—	0,161	0,144	0,100	0,091	0,065	0,050
25	—	—	0,194	0,133	0,121	0,086	0,066
	Эквивалентная по трению длина штанговых муфт $l_{\text{э}}$, м						
16	2,91	0,98	0,63	0,11	—	—	—
19	12,23	5,16	3,90	1,24	0,89	0,18	—
22	—	8,78	6,60	2,48	1,86	0,52	0,12
25	—	—	20,8	9,16	7,46	3,37	1,13
	Эквивалентная по давлению длина штанговых муфт $l_{\text{э}}'$, м						
16	7,4	3,5	2,5	0,6	—	—	—
19	18,9	11,5	9,65	4,4	3,45	0,97	—
22	—	16,1	13,6	7,35	6,03	2,34	0,7
25	—	—	28,0	18,0	16,0	10,5	4,4

где k' и k'' — коэффициенты, зависящие от площади кольцевого сечения; $l_э$ и $l'_э$ — длины штанг, эквивалентные по силе трения и потерям давления штанговым муфтам, м.

Числовые значения упомянутых величин для различных применяемых на практике сочетаний размеров штанг и насосных труб приведены в табл. IV.6.

Сила гидродинамического трения штанг при ходе вверх оказывается значительно меньшей, чем при ходе вниз, за счет уменьшения скорости движения штанг относительно жидкости. Поэтому сложные и громоздкие формулы для хода вверх здесь не приводятся.

Оценка величины силы гидродинамического трения при ходе штанг вверх может быть выполнена по формуле (IV.93), где перед первым слагаемым в скобках должен быть поставлен знак плюс.

Сила трения плунжера о стенки цилиндра в поверхностных условиях

Величина этой силы при работе насоса, согласно рекомендации А. Н. Адонина, может быть приближенно оценена по эмпирическим формулам В. И. Сердюка:

$$\text{для обводненных скважин} \quad P_{\text{тр пл}} = 1{,}84\frac{D_{\text{пл}}}{\delta} - 137,$$

$$\text{для безводных скважин} \quad P_{\text{тр пл}} = 1{,}65\frac{D_{\text{пл}}}{\delta} - 127. \qquad \text{(IV.98)}$$

где $D_{\text{пл}}$ — в м, δ — в мм, $P_{\text{тр пл}}$ — в кН.

Согласно этим формулам, сила трения плунжера может достигать больших величин: так, при зазоре δ=0,1 мм, что соответствует второй группе посадки, эта сила составит около 1,1 кН для насоса диаметром 0,068 м и 1,6 кН для насоса диаметром 0,093 м.

Экспериментальная проверка формул (IV.98) показала, что они с достаточной для практики точностью позволяют оценить силы трения плунжера в поверхностных условиях. Однако в реальных условиях эксплуатации сила трения в насосе может быть больше, чем рассчитанная по формулам (IV.98). Причина — наличие песка в откачиваемой жидкости, отложение парафино-смолистых веществ в зазоре плунжерной пары и др.

Сила гидравлического сопротивления в нагнетательном клапане

Эта сила обусловлена перепадом давления $\Delta p_{\text{кл н}}$, возникающим при движении добываемой жидкости через нагнетательные клапаны насоса. Методика определения $\Delta p_{\text{кл н}}$ приведена выше,

$$P_{\text{кл н}} = \Delta p_{\text{кл н}} F_{\text{пл}}. \qquad \text{(IV.99)}$$

Учет сил сопротивления при определении экстремальных нагрузок

Силу механического трения штанг о стенки насосно-компрессорных труб следует учитывать в сильно искривленных и наклонных скважинах. Для определения экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг можно использовать формулы Д. Н. Дрэготеску.

Для скважины с трехинтервальным профилем (см. рис. IV.5) упомянутые формулы приобретают следующий вид:

$$P_{\max} = P_{\text{вер}} + K_{\text{и в}} P_{\text{и}} + K_{\text{н в}} P_{\text{нак}} + (P_{\text{вер}} + P_{\text{и}} + P_{\text{нак}}) m_{\text{в}} + P'_{\text{ж}} + P_{\text{тр пл}}, \qquad \text{(IV.100)}$$

$$P_{\min} = P_{\text{вер}} + K_{\text{и н}} P_{\text{и}} + K_{\text{н н}} P_{\text{нак}} - (P_{\text{вер}} + P_{\text{и}} + P_{\text{нак}}) m_{\text{н}} - P_{\text{кл н}} - P_{\text{тр пл}}, \qquad \text{(IV.101)}$$

где $P_{\text{вер}}$, $P_{\text{и}}$, $P_{\text{нак}}$ — вес штанг соответственно в вертикальном, в искривленном и в наклонном участках ствола скважины; $K_{\text{и в}}$, $K_{\text{и н}}$ — коэффициенты изменения нагрузки от веса штанг в искривленном участке соответственно

при ходе штанг вверх и вниз; $K_{и\,в}$, $K_{и\,н}$ — коэффициенты изменения нагрузки от веса штанг в наклонном участке соответственно при ходе штанг вверх и вниз; $m_в$, $m_н$ — коэффициенты динамичности при ходе штанг вверх и вниз. Для приближенных расчетов можно принять

$$m_в = \frac{sn^2}{1440}, \quad m_н = \frac{sn^2}{1790}. \tag{IV.102}$$

Коэффициенты $K_{и\,в}$, $K_{и\,н}$, $K_{н\,в}$ и $K_{н\,н}$ рассчитываются по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} K_{и\,в} &= \frac{1}{\alpha_н}\,[\sin\alpha_н + C_{шт}(1-\cos\alpha_н)], \\ K_{и\,н} &= \frac{1}{\alpha_н}\,[\sin\alpha_н - C_{шт}(1-\cos\alpha_н)], \end{aligned}\right\} \tag{IV.103}$$

$$\left.\begin{aligned} K_{н\,в} &= \cos\alpha_н + C_{шт}\sin\alpha_н, \\ K_{н\,н} &= \cos\alpha_н - C_{шт}\sin\alpha_н. \end{aligned}\right\} \tag{IV.104}$$

Следует отметить, что формулы (IV.100)—(IV.104) приближенные и применимы, строго говоря, только при достаточно малой скорости набора кривизны α по длине скважины, т. е.

$$d\alpha/dL \to 0. \tag{IV.105}$$

Более точные формулы для расчета экстремальных нагрузок получены Ю. А. Песляком и С. Г. Зубаировым. Однако они очень громоздки, и вычисления по ним выполнять сложно. Поскольку в промысловых условиях данные об истинном профиле скважины, как правило, приближенные, кроме того, насосные установки эксплуатируются в скважинах, для которых условие (IV.105) обычно выполняется, то применение для приближенных расчетов формул (IV.100)—(IV.104) можно считать оправданным.

При подъеме из скважин высоковязких жидкостей гидродинамическое трение штанг обусловливает изменение отдельных составляющих нагрузок на штанги и соответствующее изменение экстремальных значений общей нагрузки в точке подвеса штанг.

Исследованиями многих авторов показано, что при откачке высоковязких жидкостей наблюдается быстрое затухание колебаний нагрузки, возникающих при смене направлений движения плунжера. При ходе штанг вверх нагрузка от гидродинамического трения последних максимальна приблизительно в середине хода и может превысить динамические нагрузки, возникающие в начале хода.

Усилия от гидродинамического трения штанг в средней части хода вниз существенно превышают динамическую нагрузку, возникающую в начале этого хода. Однако сила гидродинамического трения штанг может оказаться настолько большой, что происходит отставание в движении полированного штока от движения головки балансира с последующим резким ударом, что приводит к обрыву канатной подвески или штанговой колонны.

Максимальную и минимальную нагрузку в точке подвеса штанг при откачке жидкости высокой вязкости можно приближенно оценить по следующим формулам:

$$P_{max} = P'_{шт} + P_ж + P_{тр\,г\,в} + P_{тр\,пл}, \tag{IV.106}$$

$$P_{min} = P'_{шт} - P_{тр\,г\,н} - P_{кд\,н} - P_{тр\,пл}, \tag{IV.107}$$

где $P_{тр\,г\,в}$, $P_{тр\,г\,н}$ — соответственно нагрузки гидродинамического трения штанг при ходе вверх и вниз (см. формулы (IV.91)—(IV.97)).

В формулах (IV.106) и (IV.107) принято, что нагрузки от гидродинамического трения штанг в середине хода превышают динамические нагрузки, возникающие в начальные периоды хода.

Поскольку расчетных формул, учитывающих совместное влияние колебательных процессов в штангах и гидродинамического трения на экстремальные нагрузки на штанги, нет, то при отсутствии фактических промысловых данных о величинах упомянутых нагрузок для заданных условий эксплуатации скважины можно определить динамические нагрузки

$$P_{\text{дин}}=P_{\text{виб}}+P_{\text{ин}} \tag{IV.108}$$

для ходов вверх и вниз, например, по формулам (IV.64)—(IV.65), и сравнить с величиной нагрузки от сил гидродинамического трения, вычисленной по одной из формул (IV.91)—(IV.97). В зависимости от того, какая из нагрузок окажется бо́льшей (динамическая или гидродинамического трения), экстремальные усилия в точке подвеса следует определять или по формулам (IV.62)—(IV.63), или по (IV.106)—(IV.107).

Если силы сопротивления, сосредоточенные у плунжера насоса, а именно: сила гидравлического сопротивления $P_{\text{клн}}$ и сила трения плунжера о стенки цилиндра $P_{\text{тр пл}}$ — достигают значительных величин, порядка 3—5 кН, и под действием этих сил нижняя часть штанговой колонны на значительной длине подвергается продольному изгибу, то необходимо учитывать влияние этих сил на динамические нагрузки (инерционные и вибрационные). Это обусловлено тем, что при приложении и снятии внешней нагрузки изогнутый участок будет работать подобно винтовой пружине и его механические характеристики — модуль продольной упругости и скорость распространения продольных колебаний — будут иметь значения, отличающиеся от аналогичных характеристик прямолинейного участка колонны штанг.

Вибрационная и инерционные нагрузки на штанги при наличии в колонне при ходе вниз изогнутого участка могут быть рассчитаны по формулам (IV.64)—(IV.65), если в них $\lambda_{\text{шт}}$ определять по формуле (IV.37).

НАПРЯЖЕНИЯ В ШТАНГАХ

Опыт эксплуатации насосных установок показывает, что разрушение штанговых колонн обычно обусловлено усталостью металла, вызванной продолжительным действием циклических переменных нагрузок. Усталостный износ штанг усиливается и ускоряется под влиянием коррозионно-активных компонентов, содержащихся в откачиваемой газожидкостной смеси (сероводород, минерализованная вода и т. д.).

Как было отмечено, усилия и напряжения в произвольном сечении штанговой колонны циклически изменяются. Для характеристики цикла изменения напряжения используются следующие величины:

максимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\max}=P_{\max i}/f_{\text{шт}i}, \tag{IV.109}$$

минимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\min}=P_{\min i}/f_{\text{шт}i}, \tag{IV.110}$$

амплитудное и среднее напряжения

$$\left.\begin{aligned}\sigma_a&=\frac{1}{2}(\sigma_{\max}-\sigma_{\min});\\ \sigma_m&=\frac{1}{2}(\sigma_{\max}+\sigma_{\min}).\end{aligned}\right\} \tag{IV.111}$$

Здесь индекс i обозначает, что напряжения определяются для произвольного поперечного сечения колонны.

При эксплуатации штанговых колонн цикл изменения напряжения в произвольном поперечном сечении, как правило, несимметричен, т. е. $\sigma_a\neq 0$. Поэтому надежность работы колонны определяется не только величиной максимального напряжения, но и амплитудой его изменения.

Необходимость учитывать две величины для сравнения напряженности работы штанговых колонн при различных режимах откачки и в разных сква-

ТАБЛИЦА IV.7

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСКАЕМЫЕ ПРИВЕДЕННЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ, $[\sigma_{пр}]$

Группа насосов*	Марка стали	Термообработка	$[\sigma_{пр}]$, МПа	
			для формулы (IV.112)	для формулы (IV.113)
I	40	Нормализация	70	57
I	20 НМ	»	90	74
I	40	Закалка ТВЧ	120	98
II	40	»	100	82
I	20 НМ	»	130	106
II	20 НМ	»	110	90

* Группа насосов I — диаметры 28, 32, 38, 43 мм.
Группа насосов II — диаметры 55, 68, 95 мм.

жинах вызывает существенные затруднения. Поэтому в качестве единой характеристики цикла изменения напряжения вводится условная величина, называемая приведенным напряжением $\sigma_{пр}$, определенным образом рассчитываемая по значениям фактических напряжений данного цикла. Вследствие условного характера величины $\sigma_{пр}$ для ее расчета предложены различные формулы.

Из большого числа зависимостей, используемых в общем машиностроении, для расчета и конструирования штанговых колонн применяются:

формула И. А. Одинга

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{max}\sigma_a} \qquad (IV.112)$$

и формула М. П. Марковца

$$\sigma_{пр} = \sigma_a + 0{,}2\sigma_{max}. \qquad (IV.113)$$

Возможность применения первой из этих зависимостей показал А. С. Вирновский, а второй — В. П. Грабович. Обе эти зависимости в настоящее время широко применяются на практике.

Б. Б. Круман [28] рекомендует для расчета $\sigma_{пр}$ использовать формулу, полученную на основе модифицированной диаграммы Гудмена:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{max} - 0{,}56\sigma_{min}. \qquad (IV.114)$$

Расчеты, выполненные И. К. Караевым, Б. Б. Круманом и Г. И. Богомольным, показали, что для широкого диапазона режимов откачки конструкции равнопрочных многоступенчатых колонн, рассчитанные по формуле (IV.112) и по каждой из формул (IV.113) и (IV.114), различаются незначительно — не более чем на 5—10%. Поэтому при выполнении инженерных расчетов целесообразно пользоваться формулами (IV.113) и (IV.114), которые позволяют получать более простые зависимости для определения конструкций колонн (табл. IV.7).

При выборе конструкции штанговой колонны необходимо знать предельно допускаемые приведенные напряжения для различных марок штанг. По предложению И. Л. Фаермана $\sigma_{пр}$ определяют путем статистической обработки данных об обрывности штанг для данного месторождения или района.

Полученные таким образом величины имеют вероятностный характер, а также могут существенно зависеть от условий эксплуатации и свойств добываемой продукции.

КОНСТРУКЦИЯ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ

Конструирование штанговой колонны состоит в определении необходимого числа ступеней, диаметра и длины штанг каждой ступени и марки штанг. Выбранная конструкция должна обеспечить безаварийную работу насосной установки с запланированной производительностью и при минимальных затратах.

Необходимо учитывать следующие требования при конструировании штанговых колонн:

1. Колонна штанг должна удовлетворять условию достаточной усталостной прочности.
2. Вес колонны должен быть по возможности минимальным.
3. Потери хода плунжера от упругих удлинений колонны штанг не должны быть большими, так как это приводит к снижению производительности и к. п. д. установки.
4. Стоимость колонны не должна быть завышенной, что следует учитывать при выборе марки штанг, поскольку штанги из легированной стали и термообработанные дороже штанг из углеродистой стали.

Некоторые из этих положений противоречат друг другу, поэтому при конструировании колонны штанг следует искать оптимальный вариант.

В настоящее время в отечественной практике расчет штанговых колонн ведется по условию обеспечения усталостной прочности, т. е. приведенные напряжения в любом произвольном сечении колонны $\sigma_{пр\,i}$ не должны превышать предельно допускаемых значений для выбранного материала штанг при данных условиях эксплуатации, т. е.:

$$\sigma_{пр\,i} \leqslant [\sigma_{пр}]. \qquad \text{(IV.115)}$$

Следующее условие — обеспечение равнопрочности ступеней колонны, которое заключается в том, что приведенные напряжения в наиболее нагруженных сечениях каждой из ступеней равны между собой, т. е.

$$\sigma_{пр\,I} = \sigma_{пр\,II} = \sigma_{пр\,III}, \qquad \text{(IV.116)}$$

где индексы I, II и III относятся, например, к верхним сечениям соответствующих ступеней. Следует отметить, что в зарубежной практике конструирование ступенчатых колонн ведется таким образом, что коэффициенты запаса усталостной прочности в верхних сечениях ступеней увеличиваются в направлении от устья к скважинному насосу. Считается, что таким образом обеспечивается повышение устойчивости колонны к действию продольного изгиба.

В настоящее время при конструировании штанговых колонн применяются специальные таблицы, номограммы, а также аналитические методики.

Наиболее простой и оперативный способ — подбор конструкции штанговой колонны по таблицам. Таблицы, разработанные институтом АзНИИДН, наиболее популярны (табл. IV.8—IV.12). Их рассчитывали при следующих допущениях: динамический уровень в скважине находится у приема насоса, плотность жидкости в колонне НКТ 900 кг/м^3, приведенные напряжения рассчитываются по формуле И. А. Одинга. При составлении табл. IV.8, IV.9 был принят режим откачки с длиной хода s=1,8 м и числом качаний n= =12 1/мин, а в таблицах IV.10 и IV.12 расчетные режимы откачки указаны в заголовках таблиц.

Однако использование приведенных таблиц для условий эксплуатации, значительно отличающихся от тех, которые были предусмотрены в них, обусловливает большие погрешности.

Наиболее точно определить конструкцию колонны можно, используя аналитические зависимости.

Ниже описаны применяющиеся в настоящее время методики расчета конструкций штанговых колонн, удовлетворяющих условию достаточной усталостной прочности.

Одна из первых таких методик была основана на работе А. С. Вирновского, согласно которой среднее и амплитудное напряжения цикла для верхнего сечения одноступенчатой колонны штанг

ТАБЛИЦА IV.8 РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА НАСОСОВ (М) НА ШТАНГАХ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ, НОРМАЛИЗОВАННЫХ, ПРИ $\sigma_{пр} = 70$ МПа

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
		Глубина спуска насоса, м					
Одноступенчатая	16	1150	1020	860	720		
	19	1300	1170	1000	860	650	—
	22	—	—	—	—	790	590
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	19	34	38	45	55	—	—
	16	66	62	55	45	—	—
		Глубина спуска насоса, м					
Двухступенчатая		1480	1310	1100	920	—	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	22	28	31	36	42	55	—
	19	72	69	64	58	45	—
		Глубина спуска насоса, м					
		1620	1460	1260	1060	820	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	25	—	—	—	—	42	56
	92	—	—	—	—	58	44
		Глубина спуска насоса, м					
		—	—	—	—	960	720
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
Трехступенчатая	22	26	29				
	19	28	32				
	16	46	39				
		Глубина спуска насоса, м					
		1760	1570	1490	1270	—	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	25	—	—	27	33	—	—
	22	—	—	30	35	—	—
	19	—		43	32	—	—

$$\sigma_m = \rho_{см}\, tg \left(\frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт}} - 1 \right) H_{дин} + \rho_{шт} g L_н, \qquad (IV.117)$$

$$\sigma_а = \alpha_0 \frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт}} H_{дин} + e_{ср} \rho_{шт} \frac{\omega^2 s}{2} L_н, \qquad (IV.118)$$

где $d_{шт}$ — диаметр штанг, м; α_0 — коэффициент, имеющий размерность объемного веса и учитывающий силы сопротивления, сосредоточенные у плунжера; $\alpha_0 \approx 1{,}1 \cdot 10^4$ Н/м^3; $e_{ср}$ — средний кинематический коэффициент, $e = 1{,}05$.

ТАБЛИЦА IV.9. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА НАСОСОВ (М) НА ШТАНГАХ ИЗ ЛЕГИРОВАННОЙ СТАЛИ МАРКИ 20 НМ, НОРМАЛИЗОВАННЫХ, ПРИ $\sigma_{пр} = 90$ МПа

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	95
		Глубина спуска насоса, м						
Одноступенчатая	22	—	—	—	—	1000	760	490
	25	—	—	—	—	—	—	600
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска						
	19	35	39	46	55	—	—	—
	16	65	61	54	45	—	—	—
		Глубина спуска насоса, м						
		1890	1680	1410	1180	—	—	—
		Длина колонны, % к глубине спуска						
	22	28	30	35	41	54	—	—
	19	72	70	65	59	46	—	—
		Глубина спуска насоса, м						
		2080	1870	1610	1370	1050	—	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска						
	25	—	—	28	32	40	55	—
	22	—	—	72	68	60	45	—
		Глубина спуска насоса, м						
		—	—	1810	1510	1230	910	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска						
	22	25	28	—	—	—	—	—
	19	28	32	—	—	—	—	—
	16	47	40	—	—	—	—	—
		Глубина спуска насоса, м						
		2270	2010	—	—	—	—	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска						
	25	20	23	26	31			
	22	23	26	30	35			
	19	57	51	44	34			
		Глубина спуска насосов, м						
		2450	2200	1900	1620	—	—	—

ТАБЛИЦА IV.10. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА (М) НАСОСОВ ПЕРВОЙ ГРУППЫ НА ШТАНГАХ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ, ЗАКАЛЕННЫХ ТВЧ, ПРИ $\sigma_{пр} = 120$ МПа

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм					
		28	32	43	28	32	43
		$s = 2{,}1$ м, $n = 12$ кач/мин			$s = 3{,}3$ м; $n = 12$ кач/мин		
		Глубина спуска насоса, м					
Одноступенчатая	16	1860	1660	1180	1600	1450	1080
	19	2090	1885	1420	1765	1625	1260
	22	2290	2060	1640	1900	1750	1440
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	19	34	38	53	32	35	47
	16	66	62	47	68	65	57
		Глубина спуска насоса, м					
Двухступенчатая		2410	2150	1540	2080	1885	1400
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	22	27	30	40	27	29	38
	19	73	70	60	73	71	62
		Глубина спуска насоса, м					
		2640	2380	1785	2240	2060	1600
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	22	—	24	39	24	26	36
	19	—	32	44	26	29	39
	16	—	44	17	50	45	25
		Глубина спуска насоса, м					
Трехступенчатая	—	—	2590	1850	2500	2270	1685
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	25	—	23	31	20	22	28
	22	—	26	34	22	24	31
	19	—	51	35	58	54	41
		Глубина спуска насоса, м					
		—	2840	2125	2650	2450	1885

Максимальное напряжение цикла, как это следует из формулы (IV.111),

$$\sigma_{max} = \sigma_a + \sigma_m, \qquad (IV.119)$$

а приведенное напряжение вычисляется по формуле И. А. Одинга (IV.112).

Условие применимости одноступенчатой колонны штанг заданного диаметра $d_{шт}$ следующее:

$$\sigma_{пр} \leqslant [\sigma_{пр}]. \qquad (IV.120)$$

Для двухступенчатой колонны формулы А. С. Вирновского были преобразованы К. В. Гаврилкевичем. Напряжения в верхнем сечении первой от

ТАБЛИЦА IV.11. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА НАСОСОВ I ГРУППЫ НА ШТАНГАХ ИЗ ЛЕГИРОВАННОЙ СТАЛИ 20 НМ, ЗАКАЛЕННЫХ ТВЧ, ПРИ $\sigma_{пр} = 130$ МПа

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм					
		$s = 2{,}1$ м, $n = 12$ кач/мин			$s = 3{,}3$ м, $n = 12$ кач/мин		
		28	32	43	28	32	43
		Глубина спуска насоса, м					
Одноступенчатая	19	2250	2050	1540	1920	1750	1360
	22	—	—	1780	—	—	1550
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
Двухступенчатая	22	28	30	40	26	28	36
	19	72	70	60	74	72	64
		Глубина спуска насоса, м					
		2800	2560	1940	2400	2000	1720
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
Трехступенчатая	25	21	26	31	20	24	27
	22	23	28	33	21	26	30
	19	56	46	36	59	50	43
		Глубина спуска насоса, м					
		3250	2650	2280	2800	2320	2020

плунжера ступени с искомой длиной l_1

$$\sigma_{m1} = \rho_{см}\, tg \left(\frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт1}} - 1 \right) H_{дин} + \rho_{шт} g l_1, \qquad (IV.121)$$

$$\sigma_{a1} = \alpha_0 \frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт}} H_{дин} + e_{ср}\rho_{шт} \frac{\omega^2 s}{2} l_1, \qquad (IV.122)$$

$$\sigma_{max1} = \sigma_{a1} + \sigma_{m1}, \qquad (IV.123)$$

а в точке подвеса

$$\sigma_{m2} = \rho_{см}\, tg \left(\frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт2}} - 1 \right) H_{дин} + \left(1 + \frac{d^2_{шт1}}{d^2_{шт2}} \right) l_1 +$$

$$+ \rho_{шт} g \left(L_н - l_1 + l_1 \frac{d^2_{шт1}}{d^2_{шт2}} \right), \qquad (IV.124)$$

$$\sigma_{a2} = \alpha_0 \frac{D^2_{пл}}{2d^2_{шт2}} H_{дин} + e_{ср}\rho_{шт} \frac{\omega^2 s}{2} \left(L_н - l_1 + l_1 \frac{d^2_{шт1}}{d^2_{шт2}} \right), \qquad (IV.125)$$

$$\sigma_{max2} = \sigma_{a2} + \sigma_{m2}. \qquad (IV.126)$$

Здесь индексы 1 и 2 относятся соответственно к нижней и верхней ступеням.

ТАБЛИЦА IV.12. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА НАСОСОВ II ГРУППЫ (ДИАМЕТРОМ >55 мм) НА ШТАНГАХ ИЗ СТАЛИ МАРКИ 40 И 20 НМ, ЗАКАЛЕННЫХ ТВЧ, ПРИ $\sigma_{пр} = 100$ МПа

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм					
		55	68	95	55	68	95
		$s = 2{,}1$ м; $n = 12$ кач/мин			$s = 3{,}3$ м; $n = 12$ кач/мин		
		Глубина спуска насоса, м					
Одноступенчатая	19	900	650	415	825	625	400
	22	1075	820	525	980	765	500
	25	1240	980	650	1100	900	600
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
Двухступенчатая	19	51	70	—	46	61	—
	22	49	30	—	54	39	—
		Глубина спуска насоса, м					
		1140	830	—	1035	775	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	25	39	52	—	38	48	—
	22	61	48	—	62	52	—
		Глубина спуска насоса, м					
		1340	1000	—	1200	940	—

Условие равнопрочности (IV.116) для данного случая запишется в следующем виде:

$$\sigma_{max1}\sigma_{a1}=\sigma_{max2}\sigma_{a2}. \qquad \text{(IV.127)}$$

Подставляя в это уравнение величины напряжений из формул (IV.121)—(IV.126), решают его относительно l_1. Длина верхней ступени

$$l_2=L_н-l_1. \qquad \text{(IV.128)}$$

Однако методика не учитывает сил сопротивления. Этого недостатка не имеет методика, разработанная в МИНХ и ГП. В ней учтена зависимость прочности колонны не только от статических и динамических нагрузок, а также от осевой сжимающей силы, действующей на плунжер, и силы гидродинамического трения.

Расчет ведется в следующем порядке.

1. Для выбранного диаметра насосно-компрессорных труб и заданных стандартных диаметров штанг вычисляются $M_{шт}$ по формуле (IV.92) и $M_м$:

$$M_м=\frac{0{,}032}{\dfrac{m^2_м+1}{m^2_м-1}\ln m_м-1}, \quad m_м=\frac{D_{тв}}{d_м}, \qquad \text{(IV.129)}$$

где $d_м$ — диаметр штанговой муфты, м.

Затем определяют гидростатическую нагрузку на плунжер $P_ж$ по формуле (IV.60) или (IV.61), коэффициенты $m_в$ и $m_н$ — по формулам (IV.102), а также коэффициент плавучести штанг $K_{арх}$.

Затем выбирается вариант конструкции штанговой колонны. Так, согласно рекомендациям ТатНИПИнефти, для насосов диаметром менее 43 мм под-

бор следует начинать с двухступенчатой колонны 16×19 мм; для насосов диаметром 43 и 56 мм начальной будет одноступенчатая колонна из штанг диаметром 19 мм, а для насосов бóльшего диаметра — тоже одноступенчатая колонна штанг диаметром 22 мм. Однако эти рекомендации не обязательны и при дополнительных ограничениях, накладываемых конкретными условиями эксплуатации, они могут быть изменены.

Использование одноступенчатой колонны возможно при следующих условиях:

а) обеспечение движения штанг вниз без «зависания»

$$P'_{шт} \geqslant (P_{тр\,г} + P_{кл\,н} + P_{тр\,пл}); \qquad (IV.130)$$

причем $P'_{шт}$, $P_{тр\,г}$, $P_{кл\,н}$, $P_{тр\,пл}$ предварительно определяют соответственно по формулам (IV.59), (IV.91), (IV.98), (IV.99);

б) обеспечение усталостной прочности

$\sigma_{пр} \leqslant [\sigma_{пр}]$;

причем величина $\sigma_{пр}$ рассчитывается по формуле М. П. Марковца (IV.113), а значения $[\sigma_{пр}]$ выбираются по табл. IV.7.

Если сила трения велика и не обеспечивается нормальный нисходящий ход, то следует для штанг бóльшего диаметра проверить снова условие (IV.130).

Если же не выполняется условие обеспечения усталостной прочности, то следует перейти к расчету равнопрочной двухступенчатой колонны штанг. Задаемся диаметрами штанг каждой из ступеней, после чего длина первой (от плунжера) ступени определяется по следующей формуле:

$$l_1 = \frac{f_{шт1}(q_{шт2}M + q_{тр2})L_н - 0{,}6(P_ж + P_{тн})\Delta f_{шт}}{(q_{шт2}M + q_{тр2})f_{шт1} + (q_{шт1}M + q_{тр1})\Delta f_{шт}}, \qquad (IV.131)$$

где

$$\Delta f_{шт} = f_{шт2} - f_{шт1}; \qquad (IV.132)$$

$$M = 0{,}2K_{арх} + 0{,}6m_в + 0{,}4m_н; \qquad (IV.133)$$

$$q_{тр\,i} = \frac{2\pi^2}{9{,}81}\nu_ж\rho_ж s N(M_{шт\,i} + M_{м\,i}); \qquad (IV.134)$$

$f_{шт\,i}$, $q_{шт\,i}$, $q_{тр\,i}$ — характеристики штанг i-й ступени, соответственно: площадь поперечного сечения, вес 1 м штанг, сила гидродинамического трения штанги на длине 1 м; $P_{т\,н}$ — вес «тяжелого низа», который принят равным сумме сил сопротивлений, сосредоточенных у плунжера;

$$P_{т\,н} = P_{кл\,н} + P_{тр\,кл}. \qquad (IV.135)$$

Длина «тяжелого низа», предотвращающего продольный изгиб нижней части штанговой колонны, определяется по формуле

$$l_{т\,н} = P_{т\,н}/q'_{т\,н}, \qquad (IV.136)$$

где $q'_{т\,н}$ — вес (в жидкости) 1 м «тяжелого низа», в качестве которого могут применяться штанги диаметром 25 мм или при необходимости утяжеленные штанги конструкции АзНИИ ДН.

Длина второй ступени

$$l_2 = L_н - l_1 - l_{т\,н}. \qquad (IV.137)$$

Полученная конструкция проверяется по условиям (IV.115) и (IV.130) и, если они не удовлетворяются, то проводится расчет двухступенчатой колонны из штанг бóльшего диаметра.

Из серийно выпускаемых штанг могут быть скомпонованы трехступенчатые колонны двух конструкций: 16×19×22 мм и 19×22×25 мм.

Длины ступеней равнопрочной трехступенчатой колонны можно рассчитать по следующим формулам (без учета гидродинамического трения штанг):

$$l_1 = \frac{f_{шт1} q_{шт2} q_{шт3} L_н - A_1 \Delta q_2 - A_2 q_{шт2}}{f_{шт3} q_{шт1} q_{шт2} + f_{шт1} \Delta q_3 + \Delta q_2 \Delta f_{шт} q_{шт1}}, \quad (IV.138)$$

$$l_2 = \frac{\Delta f \Delta q_{шт1} l_1 + A_1}{f_{шт1} q_{шт2}}, \quad (IV.139)$$

$$l_3 = L_н - (l_1 + l_2), \quad (IV.140)$$

где

$$\Delta q_2 = q_{шт3} - q_{шт2}, \quad \Delta q_3 = q_{шт3} - q_{шт1},$$

$$A_1 = \frac{0{,}6(P_ж + P_{тн})}{M} \Delta f_{шт},$$

$$A_2 = \frac{0{,}6(P_ж + P_{тн})}{M} (f_{шт3} - f_{шт1}).$$

M определяют по (IV.133).

Если достаточная усталостная прочность не обеспечивается ни одной из конструкций колонны из штанг данной марки, то необходимо расчеты повторить, задаваясь штангами другой маркой с более высоким пределом усталостной прочности.

Методикой МИНХ и ГП целесообразно пользоваться для условий эксплуатации обычных скважин, а также скважин, продукция которых имеет повышенную вязкость.

Принцип конструирования штанговых колонн минимального веса положен в основу методики расчета, разработанной В. П. Грабовичем и В. М. Касьяновым. Согласно этой методике, длина первой ступени двухступенчатой колонны или первой и второй ступеней трехступенчатой колонны выбирается так, чтобы приведенное напряжение цикла в верхнем сечении каждой из названных ступеней, рассчитываемое по формуле М. П. Марковца (IV.113), равнялось бы предельно допускаемому для штанг выбранной марки. Длина верхней ступени определяется затем как разность между глубиной спуска и суммой длин нижних ступеней. При расчете длин ступеней учитываются статические и динамические нагрузки от веса штанг и жидкости, силы трения штанг о трубы и плунжера в цилиндре, динамического давления жидкости на плунжер и сила гидравлического сопротивления, обусловленная перепадом давления в нагнетательном клапане.

Расчет выполняется в следующей последовательности. Определяются гидростатическая нагрузка на плунжер $P_ж$, силы трения плунжера в цилиндре $P_{тр\ пл}$ и гидравлического сопротивления в нагнетательном клапане $P_{кл\ н}$ соответственно по формулам (IV.60) или (IV.61), (IV.98), (IV.99). После этого рассчитывается ряд вспомогательных коэффициентов:

$$K_г = L_н A / 2a, \quad (IV.141)$$

$$c_1 = [\sigma_{пр}] - 0{,}23(\rho_{шт} - \rho_{см\ т}) g L_н, \quad (IV.142)$$

$$c_2 = P_ж \varphi (1 + K_г), \quad (IV.143)$$

$$c_3 = 0{,}8 \frac{sE}{\cos \varphi P_ж L_н}, \quad (IV.144)$$

$$A_3 = 0{,}6(P_ж + P_{кл\ н}) + P_{ин} + P_{тр\ пл}, \quad (IV.145)$$

рекомендуется принимать $P_{ин} = 10^4$ Н.

Затем определяется площадь поперечного сечения одноразмерной штанговой колонны $f_{шт\ э}$, эквивалентной по упругим деформациям рассчитываемой ступенчатой колонне.

$$c_1 f_{шт\ э} - A_3 = c_2 \sqrt{c_3 f_{шт\ э} - 1}. \quad (IV.146)$$

Если эта площадь, определенная по формуле (IV.146), окажется больше, чем площадь поперечного сечения штанг диаметром 25 мм, то для рассматриваемого режима эксплуатации необходимо использовать штанги с бо́льшим $\sigma_{пр}$, а если и этого недостаточно, то, следовательно, насос заданного диаметра не может быть спущен на требуемую глубину.

По найденному значению $f_{шт\ э}$ может быть выбрана одноступенчатая колонна, для чего достаточно выбрать штанги с площадью поперечного сечения, бо́льшей, чем $f_{шт\ э}$.

Расчет ступенчатой колонны выполняется в следующем порядке. Определяют потери хода плунжера, для чего рассчитывают $\lambda_{шт}$ по формуле (IV.21), подставляя в нее величину $f_{шт\ э}$. Затем определяют вибрационную составляющую динамической нагрузки $P_{виб}$ и динамическое усилие на плунжер по следующим формулам:

$$P_{виб} = P_{ж\varphi}\sqrt{0{,}8\frac{s}{\cos\varphi\lambda_{шт}} - 1}, \qquad \text{(IV.147)}$$

$$P_{д\ пл} = \beta P_{виб}, \qquad \text{(IV.148)}$$

где β — коэффициент, зависящий от диаметра насоса.

$D_{пл}$, мм	28	32	38	43	55	68	93
β	0,05	0,07	0,09	0,15	0,23	0,34	0,56

Затем выбирают диаметр штанг нижней ступени. Очевидно, что площадь поперечного сечения этих штанг должна быть меньше, чем $f_{шт\ э}$, но при этом необходимо, чтобы

$$f_{шт1} \geqslant \frac{1}{[\sigma_{пр}]}[0{,}6(P_{ж} + P_{кл\ н} + P_{д\ пл}) + P_{тр\ пл}]. \qquad \text{(IV.149)}$$

Исходя из опыта эксплуатации нефтяных скважин, для нижней ступени рекомендуется выбирать штанги следующих размеров:

Диаметр плунжера, $D_{пл}$, мм	<43	43,55	$\geqslant 68$
Диаметр штанг нижней ступени, мм	16	19	22

Длина первой ступени

$$l_1 = \frac{f_{шт1}[\sigma_{пр}] - 0{,}6(P_{ж} + P_{кл\ н} + P_{д\ пл}) - P_{тр\ пл}}{0{,}23q_{шт1} + \frac{1}{L_{н}}[P_{виб}(1 + K_{г}) + P_{ин} - 0{,}6P_{д\ пл}]}. \qquad \text{(IV.150)}$$

Длина тяжелого низа $l_{т\ н}$ вычисляется по формуле (IV.136).

Если $(l_1 + l_{т\ н}) < L_{н}$, то максимальная возможная длина второй ступени

$$l_2 = \frac{\Delta f_{шт}[\sigma_{пр}]}{0{,}23q_{шт2} + \frac{1}{L_{н}}[P_{виб}(1 + K_{г}) + P_{ин} - 0{,}6P_{д\ пл}]}. \qquad \text{(IV.151)}$$

Если одновременно с условием $l_1 + l_{т\ н} < L_{н}$ выполняется условие $l_1 + l_2 + l_{т\ н} > L_{н}$, то длина второй ступени

$$l_2 = L_{н} - l_1 - l_{т\ н}. \qquad \text{(IV.152)}$$

В противном случае вычисляется длина третьей ступени:

$$l_3 = L_{н} - l_1 - l_2 - l_{т\ н}. \qquad \text{(IV.153)}$$

Для трехступенчатой колонны необходимо проверять условие усталостной прочности (IV.115) для точки подвеса штанг.

Методику В. М. Касьянова и В. П. Грабовича целесообразно применять для глубоких скважин с относительно невысоким дебитом, а также для скважин, оборудованных станками-качалками низкой грузоподъемности.

КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ НА ВАЛУ РЕДУКТОРА СТАНКА-КАЧАЛКИ

А. Н. Адонин на основании анализа опыта эксплуатации насосных установок рекомендует при выборе оборудования и режима откачки рассчитывать максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора по эмпирической формуле Р. А. Рамазанова

$$M_{кр\,max}=300s+0{,}236s(P_{max}-P_{min}),\ Н\cdot м. \qquad (IV.154)$$

Формула (IV.154) получена для условий полного уравновешивания станка-качалки и полного заполнения цилиндра насоса.

По данным А. Н. Адонина, формула Р. А. Рамазанова дает несколько заниженные по сравнению с фактическими значения максимального крутящего момента, причем для насосов диаметром более 55 мм расхождение может достигать 20—25%.

ВЫБОР СТАНКА-КАЧАЛКИ

Станок-качалка подбирается таким образом, чтобы его паспортные характеристики по максимальной нагрузке в точке подвеса штанг, максимальному крутящему моменту на кривошипном валу редуктора и наибольшей скорости откачки превышали бы расчетные значения соответствующих показателей для планируемого режима (или возможного диапазона режимов) эксплуатации скважины.

В табл. IV.13—IV.15 приведены паспортные данные серийных станков-качалок, необходимые для выбора типоразмера последних.

ТАБЛИЦА IV.13

ОСНОВНЫЕ ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Показатели	Станок-качалка			
	СКН2-615	СКН3-915	СКН5-1812	СКН10-2115
Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, Н	20 000*	30 000	50 000	100 000
Наибольший крутящий момент на кривошипном валу редуктора, Н·м	2500	6500	23 000	40 000
Наибольшая длина хода точки подвеса штанг, м	0,6	0,9	1,8	2,1
Число качаний балансира в мин	5—15	4,7—15	6—12	4,7—15

Показатели	Станок-качалка			
	СКН3-1515	СКН5-3015	СКН10-3315	СКН10-3012
Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, Н	30 000	50 000	100 000	100 000
Наибольший крутящий момент на кривошипном валу редуктора, Н·м	6500	23 000	40 000	57 000
Наибольшая длина хода точки подвеса штанг, м	1,5	3,0	3,3	3,0
Число качаний балансира в мин	4,7—15	4,7—15	4,7—15	6—12

* При пересчете паспортных характеристик станков в единицы СИ принято 1 кгс≈10Н (вместо 1 кгс = 9,80665Н).

ТАБЛИЦА IV.14

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Станок-качалка	Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, Н	Наибольший крутящий момент на кривошипном валу редуктора, Н·м	Длина хода точки подвеса штанг, м						Число качаний балансира в мин	Уравновешивание
Базовые модели										
1СК1,5-0,42-100	15	1000	0,3	0,35	0,42				5—15	Балансирное
2СК2-0,6-250	20	2500	0,3	0,45	0,60				5—15	То же
3СК3-0,75-400	30	4000	0,3	0,52	0,75				5—15	»
4СК3-1,2-700	30	7000	0,45	0,60	0,75	0,9	1,05	1,2	5—15	Комбинированное
5СК6-1,5-1600	60	16 000	0,6	0,9	1,2	1,5			5—15	То же
6СК6-2,1-25000	60	25 000	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1		6—15	»
7СК12-2,5-4000	120	40 000	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5		5—12	Кривошипное
8СК12-3,5-8000	120	80 000	2,1	1,3	2,6	2,9	3,2	3,5	5—10	То же
9СК20-4,2-12000	200	120 000	2,5	2,8	3,15	3,5	3,85	4,2	5—10	»
Модифицированные модели										
1СК10,6-100	10	1000	0,4	0,5	0,6				5—15	Балансирное
2СК1,25-0,9-250	125	2500	0,44	0,66	0,9				5—15	То же
3СК2-1,05-400	20	4000	0,42	0,75	1,05				5—15	» »
4СК2-1,8-700	20	7000	0,675	0,9	1,125	1,35	1,575	1,8	5—15	Комбинированное
5СК4-2,1-1600	40	16 000	0,84	1,26	1,68	2,1			5—15	То же
6СК4-3-2500	40	25 000	1,29	1,7	2,15	2,6	3,0		6—15	» »
7СК8-3,5-4000	80	40 000	1,675	2,1	2,5	3,0	3,5		5—12	Кривошипное
7СК12-2,5-6000	120	60 000	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5		5—12	То же
8СК8-3,5-6000	80	60 000	1,675	2,1	2,5	3,0	3,5		5—12	» »
8СК8-5-8000	80	80 000	3,0	3,3	3,7	4,1	4,6	5,0	5—10	» »
9СК15-6-12000	150	120 000	3,55	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	5—10	» »

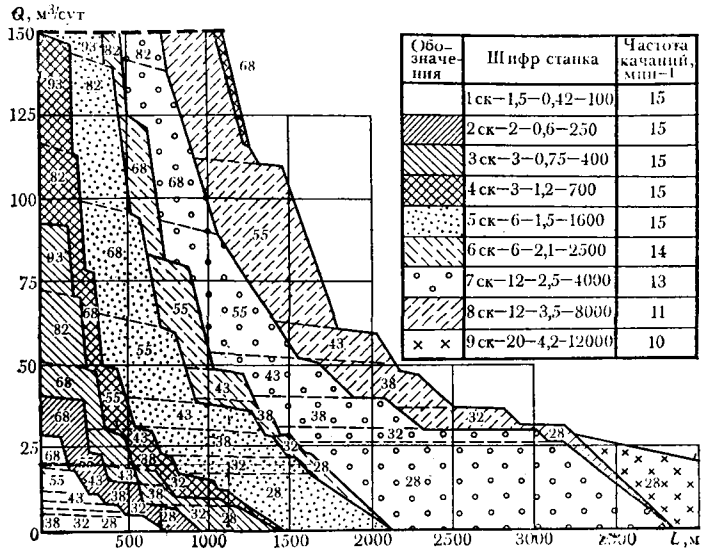


Рис. IV.5. Диаграмма Адонина А. Н.

ТАБЛИЦА IV.15

ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ СТАНКОВ-КАЧАЛОК НОРМАЛЬНОГО РЯДА

Станок-качалка	Паспортные характеристики				
	$[P_{max}]\times10^{-4}$, Н	$[M_{кр}]\times10^{-3}$, Н·м	$[sn]$ min, м/мин	$[sn]$ max, м/мин	$N_{дв}$, кВт
СК2-0,6-250	2,0	2,5	1,5	9	2,8
СК3-1,2-630	3,0	6,3	2,2	18	7,0
СК4-2,1-1600	4,0	16	4,2	31	10
СК5-3,0-2500	5,0	25	6,5	45	20
СК6-2,1-2500	6,0	25	4,5	31	20
СК8-3,5-4000	8,0	40	8,3	42	40
СК12-2,5-4000	12,0	40	6,0	30	28
СК20-4,5-12500	8,0	56	8,3	42	28
СК10-3,0-5600	10,0	56	6,5	36	28
СК10-4,5-8000	10,0	80	9,0	45	40
СК12-3,5-8000	12,0	80	10	35	40
СК15-3,5-12500	15,0	125	8,3	35	55
СК12-2,5-40000	20,0	125	9,0	45	55

Для облегчения подбора станков-качалок А. Н. Адониным были построены соответствующие диаграммы (рис. IV.5).

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Мощность, потребляемая двигателем станка-качалки, расходуется на выполнение полезной работы по подъему жидкости на поверхность и на покрытие потерь мощности в оборудовании.

Определить мощность, потребляемую электродвигателем, можно двумя способами.

Первый заключается в последовательном расчете всех составляющих баланса потребляемой мощности по формулам или номограммам, таким образом можно учесть реальные условия работы штанговой насосной установки (например, повышенную вязкость откачиваемой жидкости, кривизну ствола скважины и т. д.).

Второй способ — это применение эмпирических формул, таких, например, как формулы Азинмаша или Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна и т. д.

Рассмотрим каждый из способов.

Мощность, используемая на совершение полезной работы,

$$J_{\text{плз}} = \frac{Q_{\text{н с}}}{1 - B}\,(P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}}). \qquad \text{(IV.155)}$$

Потери в подземной части установки обусловлены, в основном, утечками в насосе, потерей части развиваемого насосом напора в клапанных узлах, трением штанг о трубы и жидкость и плунжера в цилиндре и, наконец, внутренним трением в материале штанг, обусловленным переменной нагрузкой на последние.

Потери мощности, обусловленные утечками жидкости, учитываются соответствующим коэффициентом:

$$\eta_{\text{ут}} = \frac{1}{1 + \dfrac{q_{\text{ут}}(1 - B)}{2Q_{\text{н с}}}}. \qquad \text{(IV.156)}$$

Поскольку аналитически оценить можно только утечки в зазоре плунжерной пары, то величина $q_{\text{ут}}$ должна определяться по формулам (IV.38)—(IV.41). Утечки в клапанах при необходимости могут быть заданы средней величиной за межремонтный период работы установки, исходя из опыта предшествующей эксплуатации.

Потери мощности определяются по формуле

$$J_{\text{кл}} = \frac{Q_{\text{н с}}}{1 - B}\,(\Delta p_{\text{кл в}} + \Delta p_{\text{кл н}}). \qquad \text{(IV.157)}$$

Мощность, расходуемую на преодоление механического трения штанг, можно рассчитать на основе формул (IV.89)—(IV.90):

$$J_{\text{тр мех}} = 2C_{\text{шт}} sN \sum_{i=1}^{k} \Delta L_i \left(q'_{\text{шт}} \sin \alpha_i + P_{i-1} \frac{\Delta \alpha_i}{\Delta L_i} \right), \qquad \text{(IV.158)}$$

или

$$J_{\text{тр мех}} = 2C_{\text{шт}} sN \alpha_{\max} (P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}). \qquad \text{(IV.159)}$$

Мощность, затрачиваемую на преодоление гидродинамического трения штанг, можно рассчитать по формуле А. М. Пирвердяна

$$J_{\text{тр г}} = \pi^3 (sN)^2 \nu_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} L_{\text{н}} M_{\text{шт}}, \qquad \text{(IV.160)}$$

где все обозначения те же, что и в формуле для расчета силы гидродинамического трения (IV.91).

Потери мощности на трение плунжера в цилиндре можно приближенно определить по формуле

$$J_{\text{тр пл}} = 2P_{\text{тр пл}} sN \qquad \text{(IV.161)}$$

в предположении, что сила трения $P_{\text{тр пл}}$ остается постоянной в течение всего хода.

---

[1] Во всех формулах настоящего пункта величины мощности имеют размерность Ватт, кроме специально оговоренных случаев.

Таким образом, затраты мощности в подземной части установки с учетом приведенных составляющих баланса энергии

$$J_{\text{п ч}} = \frac{J_{\text{плз}}}{\eta_{\text{ус}}} + J_{\text{кл}} + J_{\text{гр мех}} + J_{\text{тр г}} + J_{\text{тр пл}}, \qquad \text{(IV.162)}$$

а

$$\eta_{\text{п ч}} = J_{\text{плз}}/J_{\text{п ч}}. \qquad \text{(IV.163)}$$

А. Н. Адонин рекомендует оценивать коэффициент полезного действия подземной части установки по последующей эмпирической формуле:

$$\eta_{\text{п ч}} = 0{,}85 - 2{,}1 \cdot 10^{-4}(sn)^2. \qquad \text{(IV.164)}$$

Она получена на основе обработки результатов исследований, проведенных на стендовой скважине.

Потери в наземном оборудовании, т. е. в станке-качалке и в электродвигателе, учитываются приближенно. Так, к. п. д. электродвигателя $\eta_{\text{э д}}$ при циклической нагрузке может иметь значения от 0,65 до 0,88. К. п. д. станка-качалки $\eta_{\text{ск}}$ при нагрузке в точке подвеса штанг, близкой к номинальной грузоподъемности, может составлять для всех типоразмеров 0,70—0,90.

Общий к. п. д. штанговой насосной установки

$$\eta_{\text{шну}} = \eta_{\text{п ч}}\eta_{\text{с к}}\eta_{\text{э д}}, \qquad \text{(IV.165)}$$

а полная мощность, затрачиваемая на подъем жидкости,

$$J_{\text{полн}} = J_{\text{плз}}/\eta_{\text{шну}}. \qquad \text{(IV.166)}$$

В качестве примера второго способа расчета потребляемой мощности рассмотрим методику, предложенную Б. М. Плющом и В. О. Саркисяном, которая обеспечивает точность при выборе электродвигателя для станков-качалок в эксплуатационных условиях.

Согласно этой методике,

$$J_{\text{полн}} = \frac{10^3}{\eta_{\text{п}}}\left(K_1 + \frac{K_2 P_{\text{ж}} s}{9{,}8}\right) N, \qquad \text{(IV.167)}$$

где $\eta_{\text{п}}$ — к. п. д. передачи от вала двигателя к валу кривошипа, которым учитываются потери в редукторе и клиноременной передаче (принимается равным 0,96—0,98); K_1 — коэффициент, зависящий от типа станка-качалки (табл. IV.17); K_2 — коэффициент, зависящий от режима откачки и диаметра насоса;

$$K_2 = 1{,}26 \cdot 10^{-2}\sqrt{\eta^2_{\text{под}} + 0{,}28\left(1 + 3{,}6 \cdot 10^{-4}\frac{sN^2}{D^3_{\text{пл}}}\right)^2}. \qquad \text{(IV.168)}$$

Значения коэффициента K_1 в формуле (IV.168)

Паспортная грузоподъемность станка-качалки, кг	До 2	2—3	3—5	5—10	>10
K_1	1,2	2,1	6,0	9,6	13,2

Значения K_1 рассчитывались для станков-качалок по ГОСТ 5866—51 и ГОСТ 5866—56, поэтому использование их для станков-качалок по ГОСТ 5866—76 может привести к некоторому увеличению погрешности расчета.

После определения потребляемой мощности $J_{\text{полн}}$ можно выбирать для станка-качалки электродвигатель, номинальная мощность которого должна быть несколько большей, чем рассчитанная $J_{\text{полн}}$.

В качестве приводов станков-качалок используются короткозамкнутые асинхронные двигатели в закрытом обдуваемом исполнении единой серии АО модификации с повышенным пусковым моментом (АОП), а также закрытые обдуваемые электродвигатели новой серии АО2 и модификации АОП2; по сравнению с электродвигателями серии АОП к. п. д. их более высокий, и в эксплуатации они более надежные. Все электродвигатели, представленные

ТАБЛИЦА IV.16

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Двигатель	Номинальная мощность, кВт	К.п.д.*	cos φ*	Двигатель	Номинальная мощность, кВт	К.п.д.*	cos φ*
АОП-41-4	1,7	81,0	0,82	АОП2-52-4	10,0	88,0	0,83
АО2-22-4	2,2	82,5	0,83	АОП-63-4	14,0	87,5	0,87
АОП-42-4	2,8	83,0	0,84	АОП2-61-4	13,0	88,0	0,84
АО2-31-4	3,0	83,5	0,84	АОП-72-4	20,0	88,0	0,87
АОП-51-4	4,5	84,5	0,85	АОП2-71-4	22,0	89,5	0,85
АОП2-41-4	4,0	85,0	0,81	АОП-73-4	28,0	89,0	0,87
АОП2-42-4	5,5	87,0	0,82	АОП2-72-4	30,0	90,0	0,85
АОП-52-4	7,0	86,0	0,86	АОП-84-4	40,0	90,0	0,88
АОП2-51-4	7,5	88,0	0,83	АОП2-81-4	46,0	91,0	0,89
АОП-62-4	10,0	86,5	0,87	АОП2-82-4	55,0	92,0	0,89

* При номинальной нагрузке.

в табл. IV.16, имеют частоту вращения вала от 1420 до 1470 об/мин, кратность пускового момента их, т. е. отношение начального пускового момента к номинальному, равна 1,8—2,0, кратность максимального момента составляет 2,2—2,8. Кроме приведенных в табл. IV.16, выпускаются также электродвигатели той же номинальной мощности, но с частотой вращения вала 960—980 об/мин.

Наряду с перечисленными энергетическими характеристиками рекомендуется также определять:

удельный расход энергии на подъем жидкости и нефти.

$$A_{\text{уд ж}} = \frac{J_{\text{полн}}(1-B)}{Q_{\text{н с}}\rho_{\text{ж с}}} \frac{\text{Дж}}{\text{кг}}, \qquad \text{(IV.169)}$$

$$A_{\text{уд ж}} = \frac{A_{\text{уд ж}}}{3{,}6\cdot 10^{3}} \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}, \qquad \text{(IV.170)}$$

$$A_{\text{уд н}} = \frac{A_{\text{уд ж}}}{1-B} \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}; \qquad \text{(IV.171)}$$

суточный расход электроэнергии

$$W_{\text{сут}} = 24\cdot 10^{-3} J_{\text{полн}} \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \qquad \text{(IV.172)}$$

КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Коэффициент эксплуатации штанговой насосной установки

$$\eta_{\text{э}} = \frac{T_{\text{к}} - (T_{\text{рем}} + t_{\text{орг}})}{T_{\text{к}}}, \qquad \text{(IV.173)}$$

где $T_{\text{к}}$, $T_{\text{рем}}$, $t_{\text{орг}}$ — время соответственно календарное, простоя, связанного с ожиданием и проведением подземного или текущего ремонта скважины (ПРС) и оборудования, организационного простоя, не связанного с проведением ПРС, ч.

Величина $t_{\text{орг}}$ может определяться по фактическим данным для каждого месторождения или по нормативам, а $T_{\text{рем}}$ должна рассчитываться, исходя из числа ПРС и продолжительности каждого.

К основным видам аварий подземной части насосного оборудования относятся аварии с колонной штанг (обрывы, отвороты), износ и выход из строя насоса и его отдельных элементов (плунжер, клапаны). Первая группа отказов составляет в среднем от 25 до 40% от общего числа аварий подземного оборудования; на смену насоса и промывку клапанов приходится примерно 30 и 20% соответственно. В настоящее время считается, что от параметров режима эксплуатации (таких, как дебит, обводненность продукции, диаметр и глубина спуска скважинного насоса, скорость откачки) зависит только частота аварий со штангами, а частота прочих видов аварии не зависит от названных факторов.

Поэтому общее число подземных ремонтов в год

$$N_{\text{рем}}=\gamma+\eta_{\text{пр}}, \tag{IV.174}$$

где γ — вероятная частота ремонтов, связанных с ликвидацией аварий со штанговой колонной в течение года; $\eta_{\text{пр}}$ — число прочих ПРС в год.

Величина $\eta_{\text{пр}}$ определяется по фактическим данным эксплуатации оборудования на конкретном месторождении или рассчитывается по нормативам. Для оценки же вероятной частоты аварий штанговой колонны, вызванных усталостью материала штанг, можно пользоваться различными формулами.

Одна из них предложена А. С. Вирновским:

$$\gamma = c'n \left(\frac{D_{\text{пл}}}{d_{\text{шт}}}\right)^{3,27k+0,13} \left(\frac{L_{\text{н}}}{1000}\right)^{2k+1}, \tag{IV.175}$$

где c', k — числовые коэффициенты, зависящие от предела усталостной прочности и физических свойств материала штанг. Эти величины определялись путем статистической обработки фактических данных. Так, для условий ряда нефтяных промыслов Баку было установлено, что величина k для штанг из углеродистой стали, работающих в неосложненных условиях, составляет 0,75—1,0, а $c'n$=0,533.

Формула (IV.175) применима в первую очередь для средних условий эксплуатации по глубине спуска и числу качаний. Для больших глубин и высоких чисел качаний, а также при откачке сильно коррозионных жидкостей коэффициент k может быть больше 1 и даже достигать значений k=2.

Другой вид зависимостей для оценки вероятной частоты обрывов штанг предложен в работе [39]:

$$\gamma = A\frac{(10^{-3}L_{\text{н}})^{B'}}{10^{-3}(L_{\text{пр}}-L_{\text{н}})}, \tag{IV.176}$$

$$\gamma = A'\Big/\lg\frac{L'_{\text{пр}}}{L_{\text{н}}}, \tag{IV.177}$$

где $L_{\text{пр}}$, $L'_{\text{пр}}$ — максимальная глубина спуска насоса, на которой приведенные напряжения в штангах достигают предельно допускаемой величины, м;

ТАБЛИЦА IV.17

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ, ВХОДЯЩИХ В ФОРМУЛЫ (IV.176) и (IV.177)

Диаметр насоса $D_{\text{пл}}$, мм	Ишимбайнефть (IV.176)			Туймазанефть (IV.177)	
	$L_{\text{пр}}$, м	A	B'	$L'_{\text{пр}}$, м	A'
68	1235	0,870	1,64	1052	0,198
55	1517	0,755	1,64	1405	0,222
43	1894	0,690	1,37	1667	0,174
38	2054	0,644	1,41	1982	0,224
32	2252	0,623	1,48	2195	0,236
28	2283	0,560	1,52	2520	0,274

A, A', B' — числовые коэффициенты, определяемые статистическим методом по фактическим данным.

Значения этих параметров для условий Туймазинского месторождения и группы Ишимбаевских месторождений приведены в табл. IV.17.

Общий недостаток приведенных зависимостей — их недостаточная универсальность, т. е. они довольно точно отражают особенности эксплуатации оборудования на конкретном месторождении, для условий которого они были получены, или сходных с ним, но, как правило, не могут быть распространены на другие месторождения, с существенно отличающимися условиями эксплуатации. Поэтому целесообразно установить зависимость между показателем надежности штанговой колонны, например, величиной γ, и некоторой обобщенной переменной, которая, в свою очередь, является функцией параметров режима эксплуатации. Таким параметром может быть приведенное напряжение в точке подвеса штанг $\sigma_{пр}$.

Анализ исследований по обрывности штанг, проведенных в ряде нефтедобывающих районов страны с различными условиями эксплуатации, показал, что при значениях приведенного напряжения в точке подвеса штанг, далеких от предельно допускаемых ($\sigma_{пр} \leqslant 40$—60 мПа), зависимость вероятной частоты обрывов штанг от приведенного напряжения имеет одинаковый характер для разных месторождений и для оценки этой зависимости может быть использована единая формула.

Такая формула, полученная на основе работ, выполненных под руководством М. М. Саттарова, имеет следующий вид:

$$\gamma = \frac{0{,}012^{(B''-1)} A'' \sigma_{пр}^{B''}}{[\sigma_{пр}] - \sigma_{пр}}, \qquad \text{(IV.178)}$$

где A'', B'' — числовые коэффициенты, зависящие от диаметра плунжера, (табл. IV.18); $[\sigma_{пр}]$ — допускаемое приведенное напряжение.

Зависимость (IV.178) более удобна для использования и сравнения различных режимов работы насосной установки, чем формулы (IV.175)—(IV.177), так как величина $\sigma_{пр}$ — обобщающий показатель, зависящий от основных параметров режима откачки, глубины спуска и диаметра насоса, конструкции штанговой колонны и т. д.

После того как по одной из приведенных формул будет определена вероятная частота обрывов штанговой колонны γ, можно установить общее число ремонтов в год $N_{рем}$ по формуле (IV.174) и время простоя скважины $T_{рем}$, связанное с проведением ПРС,

$$T_{рем} = t_{р1}\gamma + t_{р2} n_{пр} + t_{ож} N_{рем}, \qquad \text{(IV.179)}$$

и межремонтный период работы насосной установки

$$T_{мрп} = \frac{T_к - T_{рем}}{N_{рем}}, \qquad \text{(IV.180)}$$

где $t_{р1}$, $t_{р2}$, $t_{ож}$ — время, затрачиваемое соответственно на ремонт по ликвидации обрыва штанг, на ремонт, относящийся ко второй группе, на ожидание ПРС, ч.

ТАБЛИЦА IV.18

Коэффициент	Диаметр насоса, мм						
	28	32	38	43	55	68	93
A''	0,32	0,36	0,39	0,43	0,29	0,29	0,37
B''	1,52	2,48	1,41	1,37	1,64	1,65	2,0

Наконец по формуле (IV.135) можно определить коэффициент эксплуатации $\eta_э$ и годовой отбор нефти из скважины

$$\Sigma Q_г = 365 Q_{ж\ пл}(1-B)\eta_э \rho_{в\ дег}/10^3 \text{ [т]}. \quad \text{(IV.181)}$$

ЗАТРАТЫ НА ПОДЪЕМ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИНЫ

Для сопоставления показателей различных вариантов компоновки оборудования и режима его работы необходимо рассчитывать экономические показатели для каждого из вариантов. При этом нет необходимости суммировать все статьи затрат, относящихся к соответствующему показателю; нужно учитывать только переменные затраты, т. е. зависящие от типоразмера штанговой насосной установки и режима ее работы.

Согласно отраслевым требованиям, при расчете условной себестоимости и условных приведенных затрат на подъем нефти из скважины необходимо учитывать следующие статьи затрат.

1. Капитальные вложения для оборудования скважины штанговой насосной установкой с учетом стоимости: самой установки, строительно-монтажных работ и резервного оборудования, необходимого для нормальной работы установки (в доле, приходящейся на одну скважину).

2. Эксплуатационные расходы, приходящиеся на одну скважину в год и зависящие от типоразмера и режима работы установки.

К этой группе относятся:

затраты на энергию, расходуемую для подъема жидкости на поверхность;

затраты на подземный текущий ремонт скважин и наземного оборудования;

амортизационные отчисления от стоимости оборудования.

Затраты рассчитываются в следующем порядке.

1. Капитальные затраты на оборудование скважины штанговой насосной установкой включают стоимость станка-качалки, насосно-компрессорных труб, штанг, устьевого и дополнительного оборудования (с учетом резервного оборудования), определяемые по действующим прейскурантам, а также стоимость строительно-монтажных работ.

Стоимость станка-качалки $C_{ск}$ выбирается по табл. IV.19.

Стоимости колонн насосно-компрессорных труб и штанг

$$C_{нкт} = a_{нкт} \frac{L_н q_{нкт}}{10^3}, \quad \text{(IV.182)}$$

$$C_{шт} = \Sigma a_{шт\ i} \frac{l_{шт\ i}}{8}, \quad \text{(IV.183)}$$

ТАБЛИЦА IV.19

СТОИМОСТЬ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Станок-качалка	Стоимость комплекта $C_{ск}$, руб.	Станок-качалка	Стоимость комплекта $C_{ск}$, руб.
1СК1-0,6-100	680	6СК4-3-2500	3000
2СК1,25-0,9-250	900	5СК6-1,5-1600	2200
1СК 1,5-0,42-100	680	6СК6-2,1-2500	3000
2СК2 0,6-250	900	7СК8-3,5-4000	5200
3СК2-1,05-400	1100	7СК8-3,5-6000	6000
3СК2-1,8-700	1600	8СК8-5-8000	8200
3СК3-0,75-400	1100	7СК12-2,5-4000	5200
4СК3-1,2-70	1600	7СК12-2,5-6000	6000
5СК4-2,1-1600	2200	8СК12-3,5-8000	8200

ТАБЛИЦА IV.20

СТОИМОСТЬ 1 Т НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (МАРКА Е, ГЛАДКИЕ)

Условный диаметр НКТ, мм	Расчетная масса 1 м труб $q_{нкт}$, кг	Цена за 1 т труб $a_{нкт}$, руб.	Условный диаметр НКТ, мм	Расчетная масса 1 м труб $q_{нкт}$, кг	Цена за 1 т труб $a_{нкт}$, руб.
48	4,5	351	89	13,7	297
60	7,0	335	102	15,8	271
73	9,5	318	114	19,1	263

где $a_{нкт}$ — стоимость 1 т насосно-компрессорных труб, руб.; $q_{нкт}$ — расчетная масса 1 м труб, кг; $a_{штi}$ — стоимость одной штанги, руб.; $l_{штi}$ — длина i-й ступени штанговой колонны, м.

Величины $a_{нкт}$, $q_{нкт}$ выбираются по табл. IV.20 для труб соответствующего диаметра, а $a_{штi}$ — по табл. IV.21 в зависимости от диаметра штанг и допустимого приведенного напряжения $[\sigma_{пр}]$.

Оборудование прочих видов (устьевое, дополнительное) учитывается по фактической стоимости и должно задаваться в числе исходных данных. Стоимость строительно-монтажных работ $C_{монт}$ принимается по действующим расценкам для данного района и также должна задаваться предварительно. Так, например, по рекомендации института СибНИИНП стоимость монтажа оборудования принимается равной 23% от стоимости станка-качалки.

ТАБЛИЦА IV.21

СТОИМОСТЬ НАСОСНЫХ ШТАНГ

Условный диаметр штанг, мм	Оптовая цена (руб.) за одну штангу при следующих значениях допускаемого приведенного напряжения $[\sigma_{пр}]$ (по Одингу)		
	90 МПа	110 МПа	120 МПа
16	4,5	6,1	6,6
19	5,4	7,7	8,3
22	6,7	10,35	10,5
25	8,8	13,15	13,85

Капитальные затраты на оборудование штанговой насосной установки

$$Z_{кап}=K_{рез}(C_{ск}+C_{нкт}+C_{шт}+C_{у\,о})+C_{монт}+C_{доп}, \quad (IV.184)$$

где $K_{рез}$ — коэффициент резервирования оборудования; $C_{у\,о}$, $C_{доп}$ — стоимость соответственно устьевого и дополнительного оборудования, руб.

2. Энергетические затраты $Z_{эн}$ включают затраты на потребляемую активную мощность $Z_{эн\,потр}$ и плату за установленную мощность $Z_{эн\,уст}$:

$$Z_{эн\,потр}=C_{п}A'_{уд\,н}\Sigma Q_{г}, \quad (IV.185)$$

$$Z_{эн\,уст}=K_{лэп}C_{уст}N_{уст}, \quad (IV.186)$$

$$Z_{эн}=Z_{эн\,потр}+Z_{эн\,уст}, \quad (IV.187)$$

где $C_{п}$ — стоимость 1 кВт/ч потребляемой электроэнергии, руб/(кВт·ч); $C_{уст}$ — плата за установленную мощность, руб/(кВт·год); $N_{уст}$ — установленная мощность электродвигателя станка-качалки, кВт; $K_{лэп}$ — коэффициент, учитывающий расходы на содержание линий электропередач.

ТАБЛИЦА IV.22
НОРМЫ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ ЗА НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Оборудование	Условное обозначение норм амортизации	Годовая норма амортизации, доля единицы
Станок-качалка	$A_{ск}$	0,12
Насосно-компрессорные трубы	$A_{НКТ}$	0,10
Насосные штанги	$A_{шт}$	0,20
Устьевое оборудование	$A_{уо}$	0,12

Показатели $C_{п}$ и $C_{уст}$ установлены для каждого нефтяного района. Так, для Башкирии $C_{п}$=0,006 руб/(кВт·ч), а $C_{уст}$=17,9 руб/(кВт·год). Коэффициент $K_{лэп}$ может быть принят равным 1,1—1,2.

3. Расходы на подземный ремонт скважин

$$Z_{прс}=C_{рем}N_{рем}, \qquad (IV.188)$$

где $C_{рем}$ — стоимость одного ремонта по фактическим данным или по нормативам, руб.

4. Амортизация оборудования. Затраты по этой статье рассчитываются в соответствии с установленными нормативами:

$$Z_{ам}=(A_{ск}C_{ск}+A_{нкт}C_{нкт}+A_{шт}C_{шт}+A_{уо}C_{уо}+C_{с\,н}N_{с\,н}+A_{доп}C_{доп})K_{к\,р}, \qquad (IV.189)$$

где A — идентификатор с соответствующим индексом, определяет долю отчислений на амортизацию данного вида оборудования (табл. IV.22); $C_{с\,н}$ — стоимость скважинного насоса, руб.; $N_{с\,н}$ — годовой расход скважинных насосов на скважину, шт.; $K_{к\,р}$ — коэффициент, учитывающий отчисления на капитальный ремонт оборудования; $K_{к\,р}$=1,1—1,2.

Условный диаметр насоса, мм . .	28	32	38	43	55	68	93
Средняя стоимость насосов НСН и НСВ $C_{с\,м}$, руб.	62	62	74	74	96	126	162

Рассчитав по приведенным формулам затраты по статьям, зависящим от оборудования и режима его работы, можно определить:

себестоимость подъема 1 т нефти на поверхность

$$C=(Z_{эн}+Z_{ам}+Z_{прс})/\Sigma Q_{г}; \qquad (IV.190)$$

удельные капитальные затраты

$$K_{уд}=Z_{кап}/\Sigma Q_{г}; \qquad (IV.191)$$

условные приведенные затраты

$$Z_{пр}=E_{н}K_{уд}+C, \qquad (IV.192)$$

где $E_{н}$ — отраслевой нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений; $E_{н}$=0,17.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТОВ ПРИ ВЫБОРЕ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Выбор типоразмера и режима работы

Вариант компоновки штанговой насосной установки и режима ее работы, обеспечивающего заданный плановый отбор нефти, выбирается следующим образом.

1. Задаются набором исходных данных для расчета зависимостей объемного коэффициента нефти от давления и количества растворенного в нефти газа от давления (см. I часть Справочного руководства).

Скорость всплывания газовых пузырьков в жидкости у приема насоса $\bar{v}_{0\,г\,пр}=0{,}02$ м/с при $B<0{,}5$; $\bar{v}_{0\,г\,пр}=0{,}17$ м/с при $B\geqslant 0{,}5$.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Глубина скважины L_0, м	1600
Диаметр эксплуатационной колонны D_c, м	0,150
Планируемый дебит жидкости $Q_{ж\,пл}$, м³/сут	26,2
Объемная обводненность жидкости B, доля единицы	0
Плотность дегазированной нефти $\rho_{н\,дег}$, кг/м³	850
Плотность пластовой воды $\rho_в$, кг/м³	1100
Плотность газа (при стандартных условиях) $\rho_{г\,0}$, кг/м³	1,4
Газовый фактор G_0, м³/м³	59,4
Вязкость нефти $\nu_н$, м²/с	$3\cdot10^{-6}$
Вязкость воды $\nu_в$, м²/с	10^{-6}
Давление насыщения нефти газом $p_{нас}$, МПа	9
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	11
Устьевое давление $p_у$, МПа	1,53
Средняя температура в стволе скважины, К	303
Коэффициент продуктивности $K_{пр}$, м³/(с·Па)	$1{,}02\cdot10^{-10}$
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения $b_{нас}$	1,16

2. По одной из изложенных методик (см. стр. 72) строится кривая распределения давления по стволу скважины, начиная от забоя и до глубины, где давление становится минимально допустимым (см. IV.12) или объемное газосодержание достигает максимально допустимой величины.

Численное значение $\beta_{пр\,max}$ должно задаваться для конкретного месторождения в зависимости от свойств добываемой продукции. Так, по опыту эксплуатации насосных скважин установлено, что при откачке газожидкостной смеси с газосодержанием $\beta_{пр}\geqslant(0{,}70—0{,}80)$ плунжер при ходе вниз ударяется о жидкость и это приводит к резкому росту числа обрывов штанг. Поэтому, если нет ограничений, то рекомендуется принимать $\beta_{пр\,max}=0{,}75$.

3. Выбирается глубина спуска насоса.

Выбор глубины спуска насоса, а следовательно, давления на его приеме — одно из важнейших условий эффективной и надежной работы всей насосной установки. С одной стороны, глубина спуска насоса должна быть достаточной для обеспечения высоких значений коэффициента наполнения, с другой — по возможности минимальной, чтобы не произошло чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме насоса зависит, в первую очередь, от содержания свободного газа.

Если свободного газа в откачиваемой смеси содержится мало, что возможно, например, при высокой (свыше 80%) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то минимально необходимо давление на приеме насоса зависит от потерь напора во всасывающем клапане и может быть рассчитано, например, по формуле (IV.12). Согласно практическим рекомендациям при дебите скважины менее 100 м³/сут и вязкости жидкости не более 10^{-4} м²/с можно принимать погружение насоса под динамический уровень равным 20—50 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,16—0,40 МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой продукции трудно заранее выбрать оптимальное давление на приеме насоса. Для каждого нефтяного района разрабатываются конкретные рекомендации. Так, для месторождений Татарии и Башкирии оптимальное давление на приеме насоса составляет 2,0—2,5 МПа. Для Арланского месторождения оно принимается равным 3 МПа. В среднем оптимальное давление на приеме насоса должно составлять примерно 30% от давления насыщения.

Следовательно, основанные на практическом опыте эксплуатации рекомендации по установлению давления на приеме и глубины спуска насоса

ТАБЛИЦА IV.23

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Насос	Условный размер насоса, мм	Максимальная длина хода плунжера, мм	Максимальная идеальная подача при n=10 ход/мин, м³/сут	Максимальная глубина спуска, м	Вязкость жидкости мПа·с (не более)	Содержание механических примесей, об. %
НСН1	28	900	8,0	1200	25	До 0,05
	32		10,5			
	43		19,0			
	55		31,0	1000		
НСН2	32	3000	35,0	1200	25	До 0,05
	43	4500	94,5	2200		
	55	4500	155,0	1800		
	68	4500	235,0	1600		
	93	4500	440,0	800		
НСН5 (с плунжером длиной 1500 мм)	43	4500	94,5	2200	25	До 0,2
	55	4500	155,0	1800		
НСН2Т	43	3000	63,0	1200	15	Более 0,2
	55	3000	103,5	1000		
НСН2В	32	3000	35,0	1200	15	Более 0,2
	43	4500	94,5	1500		
	55	4500	155,0	1200		
НСНА	43	3500	73,5	1500	25	До 0,05
	55	3500	120,0	1200		
	68	4500	235,0	1000		
	93	4500	440	800		
НСВ1	28	3500	31,0	2500	25	До 0,05
	32	3500	41,0	2200		
	38	6000	98,5	3500		
	43	6000	125,5	1500		
	55	6000	207,0	1200		
НСВ2	32	3500	41,0	3500	25	До 0,05
	38	6000	98,5	3500		
	43	6000	125,5	3000		
	55	6000	207,0	2500		
НСВ1В	32	3500	41,0	2200	15	Более 0,2
	38	3500	57,5	2000		
	43	3500	73,5	1500		
	55	3500	120,0	1200		
НСВГ	38/55	3500	64,0	1200	100	До 0,05
	55/43	3500	73,5	1200		
НСВ1П	28	3500	31,0	2500	25	До 0,02
	32	3500	41,0	2200		
	38	3500	57,5	2000		
	43	3500	73,5	1500		
	55	3500	1200	1200		

Примечание. Для всех типоразмеров насосов устанавливаются также предельная минерализация воды, равная 200 мг/л, содержание сероводорода — не более 0,1 об % и pH — не менее 6,8.

могут обеспечить приемлемую точность расчетов только для хорошо изученных месторождений. Поэтому при выборе оптимального типоразмера установки и режима ее работы рекомендуется задаваться несколькими вариантами возможных глубин спуска насоса и для каждого варианта проводить расчеты.

Следует учитывать, что на конкретном месторождении возможный диапазон глубин спуска насосов может быть ограничен по тем или иным причинам технологического или технического характера, например, из-за отложений солей или парафина, различной кривизны ствола скважины и т. д.

4. Выбор скважинного штангового насоса.

Выбирать тип и размер насоса следует в соответствии с действующей в настоящее время Инструкцией по эксплуатации скважинных штанговых насосов, согласно которой при выборе учитываются состав откачиваемой жидкости (наличие песка, газа и воды) и ее свойства, дебит скважины и высота подъема жидкости.

Если по условиям эксплуатации возможно применение как вставных, так и невставных насосов, то следует учитывать, что первые предпочтительно использовать при больших глубинах спуска и необходимости часто извлекать насосы из скважины. Однако вставные насосы спускают на колонне труб бо́льшего диаметра, чем невставные, следовательно, капитальные затраты и амортизационные отчисления для них более высокие (табл. IV.23).

Группа посадки насоса выбирается в зависимости от вязкости, обводненности, температуры откачиваемой жидкости и глубины спуска насоса.

Насосы с группой посадки 0 и I рекомендуются для откачки легкой, маловязкой нефти при глубине спуска более 1200 м в скважинах с повышенными устьевыми давлениями. Насосы II группы посадки следует применять для откачки жидкости малой и средней вязкости с глубины до 1200 м при средней температуре. Насосы III группы посадки рекомендуется использовать для откачки высоковязкой жидкости, а также жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина.

При скорости откачки $sn \leqslant 34$ м/мин рекомендуется применять клапанные узлы с одним или двумя шариками, причем последние неприемлемы для скважин с малым погружением насоса под динамический уровень. Клапанные узлы с увеличенным проходным сечением рекомендуется применять при повышенных скоростях откачки $sn > 34$ м/мин или повышенной вязкости жидкости.

При наличии на приеме насоса свободного газа следует устанавливать газовые якоря. В скважинах с высоким содержанием песка в откачиваемой жидкости на приеме насоса рекомендуется устанавливать «хвостовик» из насосно-компрессорных труб малого диаметра (33 и 48 мм) или специальный якорь.

Для предварительного выбора диаметра насоса можно использовать диаграмму А. Н. Адонина (см. рис. IV.5). Однако для повышения точности и надежности выбора рекомендуется не ограничиваться только этим диаметром, а подобрать еще один-два близких по размеру (табл. IV.23).

Насосы скважинные штанговые невставные НСН1 предназначены для эксплуатации нефтяных скважин с глубиной подвески насоса не более 1200 м в неосложненных условиях. Насос снабжен всасывающим и нагнетательным клапанами, расположенными в верхней части плунжера.

Насосы скважинные штанговые невставные НСН2 предназначены для эксплуатации нефтяных скважин в неосложненных условиях с глубиной подвески не более 2200 м. Насос снабжен одним или двумя нагнетательными клапанами. От насосов НСН1 эти насосы отличаются ловильным устройством. При необходимости возможна установка клапанных узлов увеличенного проходного сечения.

Насосы скважинные штанговые вставные НСВ1 предназначены для эксплуатации нефтяных скважин в неосложненных условиях с глубиной подвески до 2500 м. Замок расположен в верхней части насоса.

ТАБЛИЦА IV.24

ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Диаметр трубы, мм			Толщина стенки, мм	Площадь сечения тела трубы по металлу, см²	Высаженная часть, мм		Теоретическая масса, кг			Предельная глубина спуска одноразмерной колонны НКТ в скважину, м				
										марки стали				
условный	наружный	внутренний			наружный диаметр	длина	1 м гладких труб	двух высаженных частей одной трубы	муфты	Д	К	Е	Л	М
Трубы гладкие														
48	48,3	40,3	4,0	5,6	—	—	4,39	—	0,5	1100	1400	1600	1800	2100
60	60,3	50,3	5,0	8,7	—	—	6,84	—	1,3	1200	1650	1850	2100	2400
73	73,0	62,0	5,5	11,6	—	—	9,16	—	2,4	1300	1700	1900	2200	2500
73	73,0	59,0	7,0	14,5	—	—	11,39	—	2,4					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	—	—	13,32	—	3,6	1400	1900	2050	2400	2750
102	101,6	88,6	6,5	19,5	—	—	15,22	—	4,5	1250	1600	1800	2050	2400
114	114,3	100,3	7,0	24,0	—	—	18,47	—	5,1	1250	1650	1800	2100	2450
Трубы с высаженными наружу концами														
33	33,4	26,4	3,5	2,3	37,5	45	2,58	0,1	0,5	500	700	750	900	1050
42	42,2	35,2	3,5	4,2	46,0	51	3,34	0,2	0,7	400	550	600	700	800
48	48,3	40,3	4,0	5,6	53,2	57	4,39	0,4	0,8	1900	2250	2800	3200	3700
60	60,3	50,3	5,0	8,7	65,9	89	6,84	0,7	1,5	1900	2650	2900	3250	3750
73	73,0	62,0	5,5	11,6	78,8	95	9,16	0,9	2,8	1950	2600	2850	3200	3700
73	73,0	59,0	7,0	14,5	78,8	95	11,39	0,9	2,8					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	95,2	102	13,22	1,3	4,2	1950	2700	2950	3300	3800
89	88,9	73,0	8,0	20,2	95,2	102	15,98	1,3	4,2					
102	101,6	88,6	6,5	19,5	107,9	102	15,22	1,4	5,0	2000	2600	2900	3350	3900
114	114,3	100,3	7,0	24,0	120,6	108	18,47	1,6	6,3	1950	2600	2900	3300	3800

Насос снабжен двумя всасывающими и двумя нагнетательными клапанами. Клапанные узлы могут иметь увеличенное проходное сечение.

Насосы скважинные штанговые специального назначения рассчитаны на работу в скважинах с сильным пескопроявлением, при форсированной откачке жидкости, на глубине подвески насоса 3000—3500 м, с вязкопластичной жидкостью и т. д. Для эффективной эксплуатации таких скважин предназначены насосы специальных типов.

Насосы скважинные штанговые невставные НСН5 предназначены для эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием песка в откачиваемой жидкости (до 0,2%). От насосов НСН2 они отличаются увеличенной длиной плунжера, равной 1500 мм, и применением специальных износостойких материалов для плунжера, цилиндра и клапанных узлов.

Насосы скважинные штанговые невставные НСН2Т под трубчатые штанги предназначены для эксплуатации скважин с высоким содержанием песка (свыше 0,2%). К отличительным особенностям этих насосов относятся наличие полого штока, с помощью которого плунжер соединяется с нижним концом колонны трубчатых штанг. Это позволяет направить нагнетаемую насосом жидкость в колонну трубчатых штанг, минуя полость насосно-компрессорных труб, и предотвратить оседание песка из жидкости и попадание его в зазор между плунжером и цилиндром.

Кроме того, поскольку в трубах меньшего диаметра скорость подъема жидкости значительно возрастает, то условия выноса песка улучшаются.

Насосы скважинные штанговые невставные НСН2В и вставные НСВ1В предназначены для эксплуатации скважин обводненных и с пескопроявлениями.

В отличие от насосов НСН2 и НСВ1 в данных насосах установлены узлы верхней и нижней защиты с эластичными воротниками, которые предотвращают попадание песка в зазор между плунжером и цилиндром. Внутри плунжера установлен сепаратор для отделения нефти из откачиваемой жидкости и смазки ею трущихся поверхностей плунжерной пары.

Насосы скважинные штанговые невставные НСНА предназначены для форсированной откачки жидкости из нефтяных скважин, не содержащих в продукции механических примесей, через насосно-компрессорные трубы, диаметр которых меньше, чем диаметр плунжера.

К особенностям конструкции насосов данного типа относятся применение автосцепа, обеспечивающего соединение и разъединение плунжера и колонны насосных штанг и специального сливного устройства, предназначенного для слива жидкости из полости насосно-компрессорных труб при подъеме установки.

Насосы скважинные штанговые вставные НСВ2 предназначены для эксплуатации скважин, в продукции которых не содержится песок, с глубиной спуска насоса от 2500 до 3500 м.

Эти насосы в отличие от насосов НСВ1 имеют замковую опору, расположенную в нижней части, что позволяет разгрузить кожух цилиндра от растягивающих усилий при ходе плунжера вверх.

Следует отметить, что для этих же условий эксплуатации предназначен насос НСВ1 с условным диаметром 38 мм.

Насосы скважинные штанговые вставные НСВГ предназначены для откачки высоковязкой и вязкопластичной жидкости с вязкостью до 100 мПа·с.

Насос НСВГ относится к дифференциальным плунжерным насосам одностороннего действия, состоящим из соединенных двух секций втулочных цилиндров.

Плунжеры верхней и нижней секций соединены полым штоком. При этом нижняя секция меньшего диаметра — рабочий насос, откачивающий жидкость из скважины, а верхняя — силовая часть, создающая дополнительное усилие, необходимое для проталкивания плунжера в цилиндре при ходе вниз, т. е. для преодоления гидравлических сопротивлений в насосе и силы гидродинамического трения штанг.

ТАБЛИЦА IV.25

СООТВЕТСТВИЕ РАЗМЕРОВ НКТ ТИПОРАЗМЕРАМ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

Насос	Условный размер насоса $D_{п.т}$, мм	Условный диаметр НКТ по ГОСТ 633—80, мм	Толщина стенки, мм	Насос	Условный размер насоса $D_{п.т}$, мм	Условный диаметр НКТ по ГОСТ 633—80, мм	Толщина стенки, мм
НСН1, НСН2, НСН5, НСН2В	28	48	4,0	НСНА	43	48	4,0
	32	48	4,0		55	60	5,0
	43	60	5,0		68	73	5,5
	55	73	5,5		93	89	6,5
	68	89	6,5	НСВ1, НСВ2, НСВ1В, НСВ1П	28	60	5,0
	93	114	7,0		32	60	5,0
НСН2Т	43	73	5,5		38	73	5,5
	55	73	5,5		43	73	5,5
					55	89	6,5
				НСВГ	55/43	89	6,5

Насосы скважинные штанговые вставные НСВ1П предназначены для эксплуатации нефтяных скважин, в откачиваемой жидкости которых содержится повышенное количество песка (до 0,2%). Эти насосы отличаются от насосов НСВ1 тем, что в них установлены одинарные клапанные узлы с седлом клапана из твердого сплава.

5. Выбор колонны насосно-компрессорных труб.

Насосно-компрессорные трубы, применяемые при насосной эксплуатации скважин, изготавливаются по ГОСТ 633—80 и выпускаются с гладкими и с высаженными концами (см. табл. IV.24).

Диаметр НКТ выбирается в зависимости от типа и условного размера скважинного штангового насоса (табл. IV.25).

6. По кривой распределения давления по стволу скважины для выбранной глубины спуска насоса определяются давление $p_{пр}$ и газосодержание $\beta_{пр}$ на его приеме.

7. Вычисляются коэффициент сепарации газа и трубный газовый фактор.

Коэффициент сепарации газа у приема погружного оборудования $k_с$ характеризуется отношением объема свободного газа, уходящего в межтрубное пространство, $Q_{г\,меж}$ к общему объему свободного газа $Q_г$ у приема при данных термодинамических условиях:

$$\sigma_с = Q_{г\,меж}/Q_г, \qquad \text{(IV.193)}$$

$$\sigma_с = \frac{\sigma_{со}}{1 + 36{,}5\left(\frac{Q_ж}{F_с}\right)} \quad (\text{при } B < 0{,}5), \qquad \text{(IV.194)}$$

$$\sigma_с = \frac{\sigma_{со}}{1 + 4{,}3\left(\frac{Q_ж}{F_с}\right)} \quad (\text{при } B \geqslant 0{,}5),$$

где $\sigma_{со}$ — коэффициент сепарации у открытого приема штангового скважинного насоса при $Q_ж = 0$; $\sigma_{со} = f_{меж}/F_с$, $f_{меж}$ — площадь поперечного сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и колонной НКТ на уровне приема, м²; $F_с$ — площадь сечения эксплуатационной колонны, м².

Трубный газовый фактор

$$G_{но}=G_0-[\Gamma_0-\Gamma(p_{пр})]\sigma_c \qquad (IV.195)$$

и новое давление насыщения $p'_{нас}$ находят из условия

$$G_{но}=\Gamma(p'_{нас}). \qquad (IV.196)$$

8. По методике Ф. Поэттмана и П. Карпентера рассчитывается давление на выходе из насоса $p_{вых}$.

9. По формулам (см. стр. 99) определяется максимальный перепад давления, обусловленный движением продукции через всасывающий $\Delta p_{кл\,в}$ и нагнетательный $\Delta p_{кл\,н}$ клапаны насоса, а также оценивается минимально необходимое давление на приеме насоса при откачке дегазированной жидкости.

10. Вычисляются утечки в зазоре плунжерной пары $q_{ут}$, коэффициент наполнения насоса $\eta_{наг}$ и коэффициент $\eta_{р\,г}$, учитывающий количество растворенного в нефти газа; затем подбираются длина хода плунжера $s_{пл}$ и число ходов N, которые бы обеспечивали необходимую подачу насоса по газожидкостной смеси $W_{нас}$:

$$W_{нас}=Q_{ж}(p_{вс\,ц})/\eta_{нап}. \qquad (IV.197)$$

11. Подбирается конструкция штанговой колонны по одной из приведенных методик. Затем определяются:

потери хода плунжера от упругих деформаций штанг $\lambda_{шт}$ и труб $\lambda_{тр}$ и длина хода полированного штока s;

экстремальные нагрузки P_{max} и P_{min} и приведенное напряжение $\sigma_{пр}$ в точке подвеса штанг;

силы сопротивления, действующие при работе установки;

максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора станка-качалки $M_{кр\,max}$.

12. Выбирается станок-качалка.

13. Рассчитываются такие энергетические показатели работы штанговой насосной установки, как мощность, затрачиваемая на подъем жидкости, полная и полезная, потери энергии в подземной и наземной частях установки, удельный расход энергии и к. п. д. установки.

13. Проводится оценка показателей надежности установки (вероятная частота обрывов штанг γ и общее число подземных ремонтов $N_{рем}$), и определяется коэффициент эксплуатации ее.

14. Рассчитываются экономические показатели: капитальные и эксплуатационные затраты, себестоимость подъема нефти из скважины и условные приведенные затраты, обусловленные типоразмером и режимом работы насосной установки. При этом учитываются стоимость полного комплекта насосного оборудования, расходы на электроэнергию, подземный ремонт и амортизационные отчисления.

15. Если рассматривается несколько вариантов, отличающихся глубиной спуска и (или) диаметром скважинного насоса, то расчеты, перечисленные в пп. 3—14 настоящего раздела, повторяются для каждого варианта, после чего полученные в п. 14 условные приведенные затраты на подъем нефти $Z_{пр}$ сравниваются между собой и предпочтение отдается варианту, обеспечивающему минимум условных приведенных затрат.

Определение максимального отбора жидкости из скважины

В практике эксплуатации нефтяных месторождений случается, что добывные возможности скважины превышают подачу насосной установки, а применение других, более высокопроизводительных, способов эксплуатации скважин оказывается невозможным по техническим и технологическим причинам (например, из-за высокой температуры жидкости нельзя применять ЭЦН) или нецелесообразно.

Поэтому необходимо определить максимальный дебит жидкости, который можно получить из данной скважины, и подобрать штанговую насосную установку, обеспечивающую этот отбор.

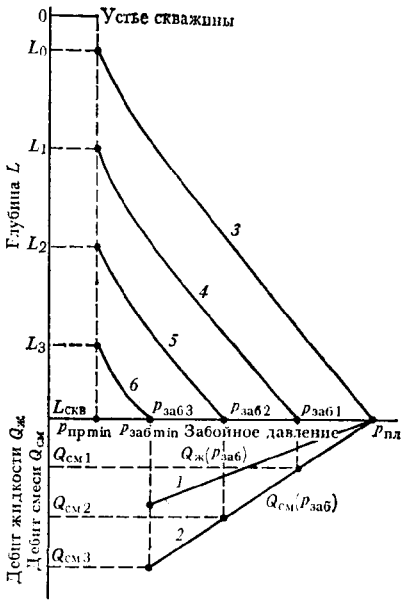


Рис. IV.6. Зависимости дебита газожидкостной смеси от глубины спуска насоса:

1 — индикаторная линия скважины; *2* — расход газожидкостной смеси при минимальном давлении на приеме насоса; *3—6* — кривые распределения давления на глубине

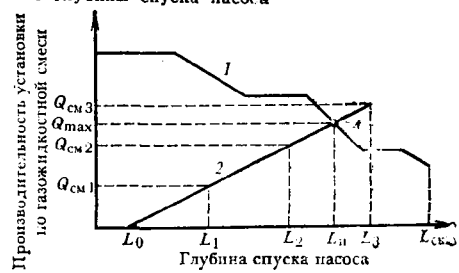


Рис. IV.7. Определение максимального отбора жидкости из скважины:

1 — граница добывных возможностей установки; *2* — зависимость производительности системы (по газожидкостной смеси) от глубины спуска насоса

Последовательность выполнения расчетов при этом следующая.

1. Задаемся допустимым минимальным забойным давлением для данной скважины $p_{заб\ min}$, исходя из геолого-промысловых или технических ограничений, таких, например, как разрушение призабойной зоны, предотвращение выделения в призабойной зоне парафина, солей или свободного газа, сохранение целостности обсадной колонны и цементного кольца и т. д.

Задаемся также необходимым минимальным давлением на приеме насоса $p_{пр\ min}$, исходя из условия обеспечения нормальной работы его в условиях данной скважины.

Остальные необходимые для расчета исходные данные задаются согласно приведенному перечню (стр. 177).

2. Строим зависимость $Q_ж(p_{заб})$ для данной скважины (рис. IV.6). Затем вычисляют объемное газосодержание газожидкостной смеси в скважине при давлении $p_{пр\ min}$:

$$\beta_{пр} = \frac{1}{1 + \dfrac{B}{b_н(p_{пр\ min}) + \dfrac{B}{1-B}}}, \qquad (IV.198)$$

$$[\Gamma_0 - \Gamma(p_{пр\ min})]\,\frac{Z p_0 T_{скв}}{p_{пр\ min} T_0}$$

Затем на том же графике строится зависимость $Q_{см}(p_{заб}, p_{пр\ min})$, ординаты которой получаются путем умножения ординат первой зависимости на множитель $1/(1-\beta_{пр})$ (кривая *2*).

3. На графике рис. IV.7 выбирают несколько значений дебита газожидкостной смеси $Q_{см\,i}$ ($i=0, 1, \ldots, n$) в интервале от нуля до максимальной величины и определяют соответствующие им значения давления на забое скважины, которые лежат в пределах от пластового до минимального забойного давления.

4. По одной из приведенных в настоящем разделе методик для каждого значения забойного давления строится кривая распределения его по стволу скважины (см. рис. IV.7, кривые *3—6*). Затем проводят вертикальную линию (пунктирная), соответствующую минимальному давлению на приеме насоса $p_{\text{пр min}}$. Ординаты пересечения этой линии с кривыми распределения давления в стволе скважины (кривые *3—6*) показывают, на какой глубине в скважине находится сечение с давлением $p_{\text{пр min}}$ и расходом газожидкостной смеси $Q_{\text{см}i}$, когда забойное давление равно $p_{\text{заб}i}$.

На диаграмме А. Н. Адонина, граница которой (см. рис. IV.7, кривая *1*) определяет максимальные добывные возможности современного насосного оборудования, проведем вертикальную прямую с абсциссой $L_{\text{н}}$, равной глубине скважины, а затем нанесем точки с координатами $[L_i, Q_{\text{см}i}]$, найденными из предыдущих построений и, соединив их, получим зависимость дебит газожидкостной смеси — потребная глубина спуска насоса для рассматриваемой скважины (см. рис. IV.7, кривая *2*).

Пересечение кривых *1* и *2* дает искомую точку *A* — совпадение характеристики скважины с предельными параметрами штанговой насосной установки при заданном минимальном давлении на приеме насоса.

Выбор основного насосного оборудования и режима откачки проводится в обычном порядке

ПРИМЕР ВЫБОРА ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ И РЕЖИМА ЕЕ РАБОТЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ЗАДАННЫЙ ОТБОР НЕФТИ

Числовые значения основных исходных данных приведены на стр. 177. Пример соответствует условиям Туймазинского месторождения.

1. Определяем дебит нефти по формуле (IV.4):

$$Q_{\text{н с}} = \frac{Q_{\text{ж пл}}(1-B)}{86\,400} = \frac{26{,}2}{86\,400} = 3{,}03\cdot10^{-4}\ \text{м}^3/\text{с}.$$

2. Забойное давление

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{н с}}}{K_{\text{пр}}} = 11 - \frac{3{,}03\cdot10^{-4}}{1{,}02\cdot10^{-10}} = 8{,}03\cdot10^{6}\ \text{Па}.$$

$_{\text{заб}} = 8{,}03$ МПа.

3. Строим кривую распределения давления по стволу скважины при $p_{\text{заб}} = 8{,}03$ МПа (рис. IV.8).

4. Глубину спуска насоса выбираем, исходя из оптимального давления на приеме, примерно равного 2,6 МПа. По графику (см. рис. IV.8) находим, что при $L_{\text{н}} = 900$ м $p_{\text{пр}} = 2{,}56$ МПа. Эту глубину и выбираем в качестве глубины спуска.

5. По диаграмме А. Н. Адонина выбираем диаметр насоса, который для $L_{\text{н}} = 900$ м и $Q_{\text{ж пл}} = 26{,}2$ м³/сут равен 38 мм. По табл. IV.26 выбираем насос НСВ1-38, пригодный для неосложненных условий эксплуатации (с обычными клапанами), II группы посадки с зазором $\delta = 100$ мкм (10^{-4}) в плунжерной паре.

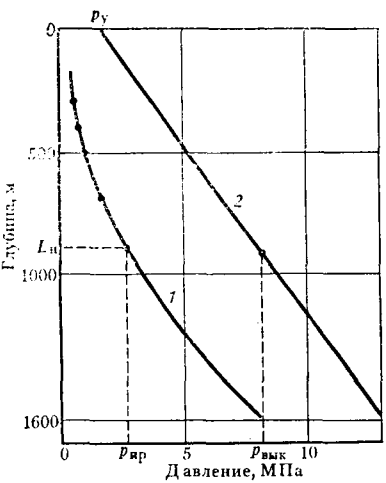


Рис. IV.8. Кривые распределения давления по стволу скважины (*1*) и колонне НКТ (*2*)

ТАБЛИЦА IV.26

ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСНЫХ ШТАНГ

Показатели	Диаметр штанг $d_{шт}$, мм			
	16	19	22	25
Площадь поперечного сечения штанги, см²	2,01	2,83	3,80	4,91
Вес 1 м штанги в воздухе, Н	17,5	23,5	31,4	41,0
Наружный диаметр муфты, мм	38	42	46	55

6. Колонна НКТ для насоса НСВ1-38 в соответствии с табл. IV.26 выбирается с условным диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм. Для труб этого размера $D_{т\,н}$=0,073 м; $D_{т\,в}$=0,062 м; $f_{тр}=11{,}6\times10^{-4}$ м².

7. Для давления $p_{пр}$ определим объемный коэффициент нефти:

$$b_н(p_{пр})=1+(b_{нас}-1)\left(\frac{p_{пр}-0{,}1}{p_{нас}-0{,}1}\right)^{1/4}=$$

$$=1+(1{,}16-1)\left(\frac{2{,}56-0{,}1}{9{,}0-0{,}1}\right)^{1/4}\cong 1{,}12;$$

количество растворенного газа:

$$\Gamma(p_{пр})=\Gamma_0\left[\frac{p_{пр}-0{,}1}{p_н-0{,}1}\right]^c=59{,}4\left[\frac{(2{,}56-0{,}1)}{(9{,}0-0{,}1)}\right]^{0{,}454}=33{,}1\ м^3/м^3;$$

расход свободного газа:

$$Q_г(p_{пр})=[\Gamma_0-\Gamma\ (p_{пр})]\frac{Z p_0 T_{скв}}{p_{пр}T_0}Q_{н\,с}=$$

$$=[59{,}4-33{,}1]\frac{0{,}1\cdot303}{2{,}56\cdot273}\cdot3{,}03\cdot10^{-4}=3{,}45\cdot10^{-4}\ м^3/с;$$

подачу жидкости

$$Q_ж(p_{пр})=Q_в b_н(p_{пр})+Q_в=3{,}03\cdot10^{-4}\cdot1{,}12=3{,}39\cdot10^{-4}\ м^3/с.$$

8. Коэффициент сепарации газа по (IV.194)

$$\sigma_{с/0}=\frac{f_{меж}}{F_с}=\frac{D^2_с-D^2_{т\,н}}{D^2_с}\frac{0{,}150^2-0{,}073^2}{0{,}150^2}=0{,}76;$$

$$\sigma_с=\frac{\sigma_{с\,о}}{1+36{,}5\dfrac{Q_ж(p_{пр})}{\dfrac{\pi}{4}D^2_с}}=\frac{0{,}76}{1+36{,}5\dfrac{3{,}39\cdot10^{-4}4}{3{,}14(0{,}150)^2}}=0{,}45.$$

Трубный газовый фактор

$G_{н\,о}=G_0-[\Gamma_0-\Gamma(p_{пр})]\sigma_с=59{,}4-[59{,}4-33{,}1]0{,}45=47{,}6\ м^3/м^3$.

Очевидно, $\Gamma_{н\,о}=G_{н\,о}$.

Новое давление насыщения $p'_{нас}\approx5{,}5$ МПа.

9. Определим давление на выкиде насоса $p_{вык}=7{,}94$ МПа (рис. IV.8).

Определим среднюю плотность смеси в колонне НКТ:

$\rho_{см\,т}=(p_{вык}-p_у)/L_н g=(7{,}94-1{,}53)10^6/(900\cdot9{,}8)=727$ кг/м³.

10. Определим максимальный перепад давления в клапанах при движении через них продукции скважины.

Согласно табл. IV.1, $d_{кл\ в}=25$ мм, $d_{кл\ н}=18$ мм. Предварительно определим расход смеси через всасывающий клапан:

$$Q_{кл}=Q_{ж}(p_{пр})+Q'_{г}(p_{пр}),$$

$$Q'_{г}(p_{пр})=[G_{н\ о}-\Gamma(p_{пр})]\frac{Zp_0T_{скв}Q_{н\ с}}{p_{пр}T_0}=$$

$$=(47{,}6-33{,}1)\frac{0{,}1\cdot 303}{2{,}56\cdot 273}3{,}03\cdot 10^{-4}=1{,}9\cdot 10^{-4}\ м^3/с,$$

$$Q_{кл}=(3{,}35+1{,}9)10^{-4}=5{,}3\cdot 10^{-4}\ м^3/с.$$

Максимальная скорость движения смеси в седле всасывающего клапана и число Рейнольдса:

$$v_{max}=\frac{4Q_{кл}}{d^2_{кл\ в}}=4\frac{5{,}3\cdot 10^{-4}}{0{,}025^2}=3{,}4\ м/с;$$

$$Re_{кл}=\frac{d_{кл\ в}v_{max}}{\nu_{ж}}=\frac{0{,}025\cdot 3{,}4}{3\cdot 10^{-6}}=2{,}8\cdot 10^4.$$

По графику (см. рис. IV.1) определяем коэффициент расхода клапана при $Re_{кл}=2{,}8\cdot 10^4 M_{кл}=0{,}4$. Перепад давления на всасывающем клапане

$$\Delta p_{кл\ в}=\frac{v^2_{max}\rho_{ж}}{2M^2_{кл}}=\frac{(3{,}4)^2 850}{2(0{,}4)^2}=3\cdot 10^4\ Н/м^2=0{,}03\ МПа.$$

Аналогично определим перепад давления на нагнетательном клапане. Поскольку $p_{вык}>p'_{нас}$, то $Q'_{г}(p_{вык})=0$ и

$$Q_{кл}=Q_{ж}(p'_{нас}),$$

$$b_{н}(p'_{нас})=1+(1{,}16-1)\left[\frac{(5{,}5-0{,}1)}{(9{,}0-0{,}1)}\right]^{1/4}=1{,}14;$$

$$Q_{ж}(p'_{нас})=Q_{н\ с}b_{н}(p'_{нас})=3{,}03\cdot 10^{-4}\cdot 1{,}14=3{,}46\cdot 10^{-4}\ м^3/с;$$

$$v_{max}=\frac{4\cdot 3{,}46\cdot 10^{-4}}{(0{,}018)^2}=4{,}27\ м^3/с;$$

$$Re=\frac{0{,}018\cdot 4{,}27}{3\cdot 10^{-6}}=2{,}56\cdot 10^4;$$

$M_{кл}=0{,}4$ (см. рис. IV.1),

$$\Delta p_{кл\ н}=\frac{(4{,}27)^2 850}{2(0{,}4)^2}=0{,}48\cdot 10^5\ Н/м^2=0{,}05\ МПа.$$

Тогда давление в цилиндре насоса при всасывании $p_{вс\ ц}$ и нагнетании $p_{нагнц}$ и перепад давления, создаваемый насосом $\Delta p_{нас}$, будут следующие:

$p_{вс\ ц}=p_{пр}-\Delta p_{кл\ в}=2{,}56-0{,}03=2{,}53$ МПа;

$p_{наги\ ц}=p_{вык}+\Delta p_{кл\ н}=7{,}94+0{,}05=7{,}99$ МПа;

$\Delta p_{н}=p_{наги\ ц}-p_{пр}=7{,}99-2{,}56=5{,}43$ МПа.

11. Определим утечки в зазоре плунжерной пары (по (IV.38) вторым членом пренебрегаем):

$$q_{ут}=\left(1+\frac{3}{2}C^2_{э}\right)\frac{\pi D_{пл}\delta^3(p_{вык}-p_{вс\ н})}{12\nu_{ж}l_{пл}\rho_{ж}}=$$

$$=\left(1+\frac{3}{2}0{,}5^2\right)\frac{3{,}14\cdot 3{,}8\cdot 10^{-2}(10^{-4})^3(7{,}94-2{,}53)\cdot 10^6}{12\cdot 3\cdot 10^{-6}\cdot 1{,}2\cdot 850}=0{,}24\cdot 10^{-4}\ м^3/с.$$

Проверяем характер течения в зазоре:

$$\mathrm{Re}=\frac{q_{ут}}{\pi D_{пл}\nu_{ж}}=\frac{2{,}4\cdot10^{-5}}{3{,}14\cdot3{,}8\cdot10^{-2}\cdot3\cdot10^{-6}}=67<1000.$$

Следовательно, режим течения жидкости в зазоре ламинарный.

12. Коэффициент наполнения определяем по методике, изложенной на стр. 142.

Установим предварительно $Q_{см}(p_{вс\ ц})$:

$$Q_{ж}(p_{вс\ ц})\approx Q_{ж}(p_{пр})\approx 3{,}39\cdot10^{-4}\ м^3/с;$$

$$\Gamma(p_{вс\ ц})=59{,}4\left[\frac{25{,}3-1}{89}\right]^{0{,}454}=32{,}9\ м^3/м^3;$$

$$Q'_{г}(p_{вс\ ц})=(47{,}6-32{,}9)\frac{1\cdot10^5\cdot303\cdot3{,}03\cdot10^{-4}}{25{,}3\cdot273\cdot10^5}=1{,}95\cdot10^{-4}\ м^3/с;$$

$$Q_{см}=(3{,}39+1{,}95)10^{-4}=5{,}34\cdot10^{-4}\ м^3/с;$$

$$\beta_{вс}=\frac{Q'_{г}(p_{вс\ ц})}{Q_{см}}=\frac{1{,}95}{5{,}34}=0{,}365.$$

Проверяем условие $p_{вс\ ц}<p'_{нас}$. Поскольку оно выполняется, то в цилиндре во время хода всасывания имеется свободный газ. Тогда коэффициент наполнения $\eta_{нап}$ определяем в следующем порядке.

Коэффициент утечек по (IV.43)

$$l_{ут}=\frac{q_{уг}}{2Q_{см}(p_{вс\ ц})}=\frac{0{,}24\cdot10^{-4}}{2\cdot5{,}34\cdot10^{-4}}=0{,}022.$$

Газовое число по (IV.44)

$$R=\frac{Q'_{г}(p_{вс\ ц})}{Q_{ж}(p_{вс\ ц})}=\frac{1{,}95\cdot10^{-10}}{3{,}39\cdot10^{-4}}=0{,}575,$$

$p_{нагн\ ц}=7{,}99$ МПа$>p'_{нас}=5{,}5$ МПа. Следовательно, коэффициент наполнения определяется по (IV.47):

$$\delta\eta_2=\frac{m_{вр}}{1+R}\left\{\frac{b_{ж}(p_{вс\ ц})}{b_{ж}(p'_{н})}\left[1+\frac{R}{1-B}\right]-1\right\}=$$

$$=\frac{0{,}1}{1+0{,}575}\left\{\frac{1{,}12}{1{,}14}\left[1+\frac{0{,}575}{1}\right]-1\right\}=0{,}034.$$

В расчете принято $b_{ж}(p)=b_{н}(p)$;

$$\eta_{нап\ 2}=\frac{1-l_{ут}}{1+R}-\delta\eta_2=\frac{1-0{,}022}{1+0{,}575}-0{,}034=0{,}59.$$

Определим коэффициент наполнения также для неравновесного характера процесса растворения газа по (IV.48) и (IV.49):

$$\delta\eta_3=\frac{m_{вр}}{1+R}\left\{\frac{1+R}{1+R\dfrac{p_{вс\ ц}}{p_{нагн\ ц}}}-1\right\}=$$

$$=\frac{0{,}1}{1+0{,}575}\left\{\frac{1+0{,}575}{1+0{,}575\dfrac{2{,}53}{7{,}99}}-1\right\}=0{,}021;$$

$$\eta_{нап\ 3}=\frac{1-l_{ут}}{1+R}-\delta\eta_3=\frac{1-0{,}022}{1+0{,}575}-0{,}021=0{,}62-0{,}021=0{,}60.$$

Определим коэффициент наполнения также для процесса неравновесного и при полной сегрегации фаз по (IV.50):

$$\eta_{\text{нап ч}} = \frac{1 - l_{\text{ут}}}{1 + R} = 0{,}62.$$

По формуле И. М. Муравьева (IV.51)

$$\eta_{\text{нап}} = 1 - \beta_{\text{вс}}(m_{\text{вр}} + 1) = 1 - 0{,}365(0{,}1 + 1) = 0{,}60.$$

Вероятные средние значения коэффициента наполнения $\overline{\eta}_{\text{нап } i}$ и соответствующие максимальные абсолютные отклонения δ_i составят соответственно (см. (IV.53) и (IV.54))

$$\overline{\eta}_{\text{нап } i} = \frac{\eta_{\text{нап ч}} + \eta_{\text{нап } i}}{2}; \quad \overline{\eta}_{\text{нап 2}} = \frac{0{,}62 + 0{,}59}{2} = 0{,}605,$$

$$\overline{\eta}_{\text{нап 3}} = \frac{0{,}62 + 0{,}60}{2} = 0{,}61; \quad \delta_i = \pm \frac{1}{2g} \delta\eta;$$

$\delta_2 = \pm 0{,}017$; $\delta_3 = \pm 0{,}01$.

Следовательно, значения коэффициента наполнения насоса, определенные для различных схем процесса выделения и растворения газа и сегрегации фаз, лежат в довольно узком диапазоне значений: $\eta_{\text{нап}} = 0{,}59—0{,}62$. Погрешность схематизации не превышает 0,02.

Для дальнейших расчетов принимаем $\eta_{\text{нап}} = 0{,}60$.

Коэффициент $\eta_{\text{р г}}$, учитывающий усадку нефти, вычисляем по (IV.55):

$$\eta_{\text{р г}} = 1 - \frac{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) - 1}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})}(1 - B) = 1 - \frac{1{,}12 - 1}{1{,}12} = 0{,}89.$$

13. Определим подачу насоса $W_{\text{нас}}$, обеспечивающую запланированный дебит нефти при получившемся коэффициенте наполнения, по (IV.197):

$$W_{\text{нас}} = \frac{Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})}{\eta k_{\text{нап}}} = \frac{3{,}39 \cdot 10^{-4}}{0{,}60} = 5{,}65 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

При известном диаметре насоса можно определить необходимую скорость откачки, пользуясь, например, формулой (IV.15):

$$s_{\text{пл}} n = \frac{4W_{\text{нас}}}{\pi D^2_{\text{пл}}} = \frac{4 \cdot 5{,}65 \cdot 10^{-4}}{3{,}14(3{,}8)^2 10^{-4}} = 30 \text{ м/мин}.$$

По диаграмме А. Н. Адонина для заданного режима рекомендуется использовать станки-качалки 6СК6-1,5×1600 или 6СК6-2,1×2500.

Первый из них не подходит, поскольку не обеспечит требуемую скорость откачки (для этого станка $sn_{\max} = 22$ м/мин). Поэтому следует ориентироваться на параметры станка СК6-2,1—2500 по ГОСТ 5866-76, параметры которого аналогичны параметрам станка-качалки 6СК6-2,2×2500.

Выбираем $s_{\text{пл}} = 2$ м; $n = 15$ кач/мин или $N = 0{,}25$ 1/с.

14. При выборе конструкции штанговой колонны, вначале воспользуемся таблицами АзНИИ ДН. По табл. IV.8 для насоса диаметром 38 мм выбираем двухступенчатую колонну штанг из углеродистой стали 40 ($[\sigma_{\text{пр}}] = 70$ МПа) диаметрами 16 и 19 мм с соотношениями длин ступеней 55×45%. Выберем также конструкцию равнопрочной штанговой колонны по методике МИНХ и ГП.

Предварительно установим значения следующих коэффициентов (необходимые размеры штанг приведены в табл. IV.30):

$$m = D_{\text{т в}}/d_{\text{шт}};\ m_{16} = 62/16 = 3{,}87;\ m_{19} = 3{,}26;$$

$$M_{\text{шт}} = \frac{1}{\dfrac{m^2+1}{m_2-1}\ln m - 1};\ M_{\text{шт }16} = 1{,}82,\ M_{\text{шт }19} = 2{,}34;$$

$$m_{\text{м}} = D_{\text{т в}}/d_{\text{муфт}};\ m_{\text{м }16} = 62/38 = 1{,}63,\ m_{\text{м }19} = 62/42 = 1{,}48;$$

$$M_{\text{муфт}} = \frac{0{,}032}{\dfrac{m_{\text{м}}^2+1}{m_{\text{м}}^2-1}\ln m_{\text{м}} - 1};\quad \begin{aligned} M_{\text{муфт }16} &= 0{,}40,\\ M_{\text{муфт }19} &= 0{,}64. \end{aligned}$$

Площадь плунжера насоса

$$F_{\text{пл}} = \pi\frac{D_{\text{пл}}^2}{4} = 11{,}34\cdot10^{-4}\ \text{м}^2.$$

Гидростатическая нагрузка

$$P_{\text{ж}} = (p_{\text{выкл}} - p_{\text{вс ц}})F_{\text{пл}} = (7{,}94-2{,}53)\cdot10^6\cdot11{,}34\cdot10^{-4} = 6130\ \text{Н}.$$

Коэффициенты динамичности при ходе вверх $m_{\text{в}}$ и вниз $m_{\text{н}}$, а также плавучести штанг $K_{\text{арх}}$ и вспомогательный множитель M устанавливаются по (IV.102) и (IV.133):

$$m_{\text{в}} = \frac{s_{\text{пл}}n^2}{1440} = \frac{2\cdot15^2}{1440} = 0{,}31,$$

$$m_{\text{н}} = \frac{sn^2}{1790} = \frac{2\cdot15^2}{1790} = 0{,}25,$$

$$K_{\text{арх}} = 1 - \frac{\rho_{\text{см т}}}{\rho_{\text{шт}}} = 1 - \frac{727}{7850} = 0{,}907,$$

$$M = 0{,}2K_{\text{арх}} + 0{,}6m_{\text{в}} + 0{,}4m_{\text{н}} = 0{,}2\cdot0{,}907 + 0{,}6\cdot0{,}31 + 0{,}4\cdot0{,}25 = 0{,}47.$$

Сила гидродинамического трения, действующая на единицу длины колонны, рассчитывается по (IV.134):

$$q_{\text{тр }i} = 2\pi^2\nu_{\text{ж}}\rho_{\text{ж}}s_{\text{пл}}N(M_{\text{шт }i} + M_{\text{муфт }i}),$$

$$q_{\text{тр }1} = 2\pi^2\cdot3\cdot10^{-6}\cdot850\cdot2{,}0\cdot0{,}25(1{,}82+0{,}4) = 0{,}056\ \text{Н/м},$$

$$q_{\text{тр}2} = 2\pi^2\cdot3\cdot10^{-6}\cdot850\cdot2{,}0\cdot0{,}25(2{,}34+0{,}64) = 0{,}075\ \text{Н/м}.$$

Далее определим силы сопротивлений, сосредоточенные у плунжера $P_{\text{тр пл}}$, по (IV.98) и (IV.99):

$$P_{\text{кл н}} = \Delta p_{\text{кл н}}F_{\text{пл}} = 5\cdot10^4\cdot11{,}34\cdot10^{-4} = 57\ \text{Н},$$

$$P_{\text{тр пл}} = 1{,}65\frac{D_{\text{пл}}}{\delta} - 127 = 1{,}65\frac{0{,}038}{10^{-4}} - 127 = 500\ \text{Н}.$$

Вес «тяжелого низа» принимаем равным сумме сил сопротивления, сосредоточенных у плунжера:

$$P_{\text{т н}} = P_{\text{кл н}} + P_{\text{тр пл}} = 57 + 500 \approx 560\ \text{Н}.$$

Далее установим длины нижней l_1 и верхней l_2 ступеней по (IV.131) и (IV.137).

Предварительно отметим, что $q_{тр\,1}$ и $q_{тр\,2}$ составляют весьма незначительную часть от веса единицы длины штанг $q_{шт\,1}$ и $q_{шт\,2}$ (IV.131). Поэтому при расчете по (IV.131) можно не учитывать $q_{тр\,1\,2}$:

$$l_1 = \frac{f_{шт\,1} q_{шт\,2} L_н - \frac{0,6}{M}(P_ж + P_{т\,н})\Delta f_ш}{f_{шт\,1} q_{шт\,2} + q_{шт\,1}\Delta f_ш} =$$

$$= \frac{2,0 \cdot 23,5 \cdot 900 - \frac{0,6}{0,47}(6130 + 560)0,8}{2,0 \cdot 23,5 + 17,5 \cdot 0,8} = 581 \text{ м}.$$

$\varepsilon_1 = l_1 / L_н = 581/900 = 0,65 = 65\%$;

$l_2 = L_н - l_1 = 900 - 581 = 319$ м;

$\varepsilon_2 = 100 - \varepsilon_1 = 100 - 65 = 35\%$.

Оценим необходимую длину «тяжелого низа», если его выполнить из штанг диаметром 25 мм:

$$l_{т\,н} = P_{т\,н}/q_{шт} K_{арх} = \frac{560}{41 \cdot 0,907} = 15 \text{ м, или } 1,6\%$$

от общей длины колонны.

Таким образом, расчетным путем была получена конструкция колонны диаметром 16×19 мм с соотношением длин ступеней 65×35%. Для дальнейших расчетов принимаем конструкцию колонны с соотношением длин для ступеней 65×35%.

15. Рассчитаем потери хода плунжера и длину хода полированного штока:

$$\lambda_{шт} = \frac{P_ж L_н}{E}\left(\frac{\varepsilon_1}{f_{шт\,1}} + \frac{\varepsilon_2}{f_{шт\,2}}\right) = \frac{6,13 \cdot 10^3 \cdot 900}{2 \cdot 10^{11}}\left(\frac{0,65}{2,0 \cdot 10^{-4}} + \frac{0,35}{2,8 \cdot 10^{-4}}\right) = 0,124 \text{ м}.$$

$$\lambda_{тр} = \frac{P_ж L_н}{E f'_{гр}} = \frac{6,13 \cdot 10^3 \cdot 900}{2 \cdot 10^{11} \cdot 11,6 \cdot 10^{-4}} = 0,024 \text{ м}.$$

$\lambda = \lambda_{шт} + \lambda_{тр} = 0,124 + 0,024 = 0,15$ м.

Критерий динамичности φ для данного режима

$$\varphi = \frac{\omega L_н}{a} = \frac{2\pi N L_н}{a} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,25 \cdot 900}{4900} = 0,29$$

Поскольку $\varphi_{кр} = 0,2$ (см. табл. II.3), то $\varphi_{кр} < \varphi$ и длину хода полированного штока s можно определить по формулам (IV.24) или (IV.26):

$$s = \frac{s_{пл} + \lambda}{1 + m\frac{\varphi^2}{2}} = \frac{2,0 + 0,15}{1 + \frac{(0,29)^2}{2}} = 2,06 \text{ м};$$

$$s = (s_{пл} + \lambda)\cos\varphi = (2,0 + 0,15)\cos 0,29 = 2,06 \text{ м}.$$

Обе формулы дают одинаковый результат, причем длина хода штока оказалась несколько меньшей, чем рассчитываемая без учета динамических усилий в штангах.

Для дальнейших расчетов принимаем ближайшую стандартную длину хода станка-качалки СК6-2,1-2500 s=2,1, тогда для сохранения прежней скорости откачки определяем уточненное число качаний:

$$N = \frac{2,06 \cdot 0,25}{2,1} = 0,245 \text{ кач/с} = 14,7 \text{ кач/мин};$$

$\omega = 2\pi N = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,245 = 1,54$ рад/с.

Длина хода плунжера при s=2,1 м

$$s_{пл} = \frac{s}{\cos\varphi} - \lambda = \frac{2,2}{\cos 0,29} - 0,15 = 2,04;$$

$$\eta_\lambda = s_{пл}/s = 2,04/2,1 = 0,97,$$

а общий коэффициент подачи штанговой насосной установки

$$\eta_{под} = \eta_\lambda \eta_{нап} \eta_{р\,г} = 0,97 \cdot 0,60 \cdot 0,89 = 0,52.$$

16. Перейдем к определению нагрузок, действующих в точке подвеса штанг.

Соответственно вес колонны штанг в воздухе и в жидкости с учетом веса «тяжелого низа»

$$P_{шт} = q_{шт\,1}(l_1 - l_{тн}) + q_{шт\,2} l_2 + q_{тн} l_{тн} = 17,5(581-15) + 23,5 \cdot 319 + 41,0 \cdot 15 = 18020\ Н = 18,0\ кН;$$

$$P'_{шт} = P_{шт} K_{арх} = 18,0 \cdot 0,907 = 16,3\ кН.$$

Вычислим предварительно коэффициенты m_ω и ψ в формулах А. С. Вирновского:

$$m_\omega = \sqrt{\frac{\omega^2 s}{g}} = \sqrt{\frac{1,54^2 \cdot 2,1}{9,8}} = 0,71,$$

$$\psi = \lambda_{шт}/\lambda = 0,124/0,15 = 0,83.$$

Принимаем $\alpha_1 = \alpha_2 = a_1 = a_2 = 1$ (для упрощения расчета).

Определим вибрационную и инерционную составляющие по формулам (IV.62)—(IV.65):

$$P_{виб} = a m_\omega \sqrt{\left(a\psi - \frac{\lambda_{шт}}{s}\right) P_{шт} P_ж} =$$

$$= 1 \cdot 0,71 \sqrt{\left(0,83 - \frac{0,124}{2,1}\right) 18,0 \cdot 6,1} = 6,5\ кН,$$

$$P_{ин} = \frac{\alpha}{2} m^2_\omega \left(a - 2\frac{\lambda_{шт}}{s\psi}\right) P_{шт} = \frac{0,71^2}{2}\left(1 - \frac{2 \cdot 0,124}{2,1 \cdot 0,83}\right) 18,0 = 3,9\ кН.$$

Исследованиями установлено, что вибрационная составляющая экстремальной нагрузки не может быть больше, чем гидростатическая. Следовательно, результат расчета по формуле (IV.64) получился завышенным. Поэтому примем

$$P_{виб} = P_ж = 6,1\ кН;$$

$$P_{max} = P'_{шт} + P_ж + P_{виб} + P_{ин} = 16,3 + 6,1 + 3,9 = 32,4\ кН;$$

$$P_{min} = P'_{шт} - (P_{виб} + P_{ин}) = 16,3 - (6,1 + 3,9) = 6,3\ кН.$$

Тогда экстремальные нагрузки по скорректированным формулам (IV.66—IV.69) составят:

$$P_{max} = P'_{шт} + P_ж + K_{дин\,в}(P_{виб} + P_{ин}) = 16,3 + 6,1 + 0,97(6,1 + 3,9) = 32,1\ кН,$$

$$P_{min} = P'_{шт} - K_{дин\,в}(P_{виб} + P_{ин}) = 16,3 - 0,93(6,1 - 3,9) = 6,8\ кН.$$

По упрощенным формулам А. Н. Адонина (IV.74) получаем, предварительно определив среднюю площадь сечения $f_{шт\,ср}$ и средний диаметр штанг $d_{шт\,ср}$:

$$f_{шт\,ср} = \frac{1}{\sum \frac{\varepsilon_i}{f_{шт\,i}}} = \frac{1 \cdot 10^{-4}}{\frac{0,65}{2,0} + \frac{0,35}{2,8}} = 2,2 \cdot 10^{-4}\ м^2,$$

$$d_{\text{шт ср}} = 2\sqrt{\frac{f_{\text{шт ср}}}{\pi}} = 2\sqrt{\frac{2{,}2\cdot 10^{-4}}{3{,}14}} = 0{,}017 \text{ м}.$$

$$P_{\text{дин}} = \frac{D_{\text{пл}} m_{\omega}}{3 d_{\text{шт ср}}}\sqrt{\psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{s}}\, P_{\text{шг}} + 10^3 =$$

$$= \frac{0{,}038\cdot 0{,}71}{0{,}017\cdot 3}\sqrt{0{,}83 - \frac{0{,}124}{2{,}1}}\cdot 18{,}0 + 1{,}0 = 9{,}4 \text{ кН}.$$

$P_{max} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{дин}} = 16{,}3 + 6{,}1 + 9{,}4 = 31{,}8$ кН,

$P_{min} = P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин}} = 16{,}3 - 9{,}4 = 6{,}9$ кН.

Определение экстремальных нагрузок по приближенным формулам

Максимальная нагрузка

Формула И. М. Муравьева (IV.78)

$$P_{max} = P_{\text{шт}}\left(K_{\text{арх}} + \frac{sn^2}{1440}\right) + P_{\text{ж}} = 18{,}0\left(0{,}907 + \frac{2{,}1\cdot 14{,}7^2}{1440}\right) = 28{,}1 \text{ кН}.$$

Формула И. А. Чарного (IV.79)

$$P_{max} = P_{\text{шт}}\left(K_{\text{арх}} + \frac{sn^2}{1790}\cdot\frac{\operatorname{tg}\varphi}{\varphi}\right) + P_{\text{ж}} = 18{,}0\left(0{,}907 + \right.$$

$$\left. + \frac{2{,}1\cdot 14{,}7^2}{1790}\,\frac{\operatorname{tg} 0{,}29}{0{,}29}\right) + 6{,}1 = 27{,}1 \text{ кН}.$$

Формула Дж. С. Слоннеджера (IV.80)

$$P_{max} = (P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}})\left(1 + \frac{sn}{137}\right) = (18{,}0 + 6{,}1)\left(1 + \frac{2{,}1\cdot 14{,}7}{137}\right) = 29{,}5 \text{ кН}.$$

Минимальная нагрузка

Формула К. Н. Милса (IV.84)

$$P_{min} = P_{\text{шт}}\left(1 - \frac{sn^2}{1790}\right) = 18{,}0\left(1 - \frac{2{,}1\cdot 14{,}7}{1790}\right)^2 = 13{,}4 \text{ кН},$$

Формула Д. О. Джонсона (IV.85)

$$P_{min} = P_{\text{шт}}\left(K_{\text{арх}} - \frac{sn^2}{1790}\right) = 18{,}0\left(0{,}907 - \frac{2{,}1\cdot 14{,}7^2}{1790}\right) = 11{,}8 \text{ кН}.$$

Формула Н. Дрэготеску и Н. Драгомиреску (IV.87)

$$P_{min} = P'_{\text{шт}}\left(1 - \frac{sn}{137}\right) = 16{,}3\left(1 - \frac{2{,}1\cdot 14{,}7}{137}\right) = 12{,}6 \text{ кН}.$$

Сопоставление результатов, полученных по разным формулам, позволяет сделать следующие выводы.

1. Расчет по точным формулам разных авторов дает близкие результаты, различающиеся по абсолютной величине в среднем не более чем на 1—1,5 кН, что находится в пределах точности измерения нагрузки существующими промысловыми динамограммами.

Аналогичный вывод можно сделать в отношении результатов, полученных по приближенным формулам различных авторов.

2. По точным формулам получаются более высокие значения для максимальной нагрузки и меньшие значения для минимальной по сравнению с приближенными формулами, причем эта разница (между соответствующими среднеарифметическими значениями) составляет 4 кН для максимальной нагрузки и 6 кН для минимальной.

Отсутствие фактических данных не позволяет установить, какие из расчетных формул дают в данном случае наилучшие результаты. Учитывая, однако, что в настоящее время наиболее точными считаются формулы А. С. Вирновского, скорректированные А. Н. Адониным и М. Я. Мамедовым (IV.66)—(IV.69), для дальнейших расчетов будем пользоваться величинами, полученными по этим формулам:

$P_{max}=32{,}1$ кН; $P_{min}=6{,}8$ кН.

17. Оценим силы сопротивлений, возникающие при работе насосной установки.

Будем считать постоянным угол α отклонения ствола скважины от вертикали α и равным $\approx 5°$ ($\sim$0,087 рад), а азимутальным отклонением можно пренебречь.

Тогда силу механического трения штанг можно определить по формуле (IV.90).

Величину $C_{шт}$ по данным В. М. Троицкого для $\nu_н=3\cdot10^{-6}$ м^2/с можно принять равной 0,25. Тогда

$P_{тр\ мех}=C_{шт}\alpha(P_ж+P'_{шт})=0{,}25\cdot0{,}087(6{,}1+16{,}3)=0.49$ кН.

Силу гидродинамического трения рассчитаем по формулам (IV.91) и (IV.93).

По формуле А. М. Пирвердяна (IV.91)

$$P_{тр\ г}=2\pi^2\nu_ж\rho_ж sNL_н(M_{шт\ 16}\varepsilon_1+M_{шт\ 19}\varepsilon_2)\approx 2\cdot3{,}14^2\cdot3\cdot10^{-6}\cdot850\cdot2{,}1\cdot0{,}245\times$$
$$\times900(1{,}82)\cdot0{,}65+(2{,}34\cdot0{,}35)=47\text{ Н}.$$

По формуле (IV.93)

для первой ступени: $m_1=1{,}82$, $m^2_1=3{,}31$

$$A=\frac{(m^2_1-1)+4\dfrac{\ln m_1}{m^2-1}-2}{(m^2+1)\ln m_1-(m^2_1-1)}=\frac{(3{,}31-1)+4\dfrac{\ln 1{,}82}{3{,}31-1}-2}{(3{,}31+1)\ln 1{,}82-(3{,}31-1)}=5{,}0,$$

$$B=\frac{(m^2_1-1)-2\ln m_1}{(m^2_1+1)\ln m_1-(m^2_1-1)}=\frac{(3{,}31-1)-2\ln 1{,}82}{(3{,}31+1)\ln 1{,}82-(3{,}31-1)}=4{,}1;$$

$$U=\frac{8Q_{нс}}{(1-B)\pi(D^2_{тв}-d^2_{шт})}=\frac{8\cdot3{,}03\cdot10^{-4}}{1\cdot3{,}14(0{,}062^2-0{,}016^2)}=0{,}21\text{ МН/с};$$

аналогично для второй ступени из штанг 19 мм получаем: $m_2=2{,}34$; $A=3{,}14$; $B=2{,}69$; $U=0{,}22$ м/с. Сила трения для каждой из ступеней и всей колонны

$$P_{тр\ гII}=2\pi\nu_ж\rho_ж l_1(-\pi NsA-UB)=2\cdot3{,}14\cdot3\cdot10^{-6}\cdot850\cdot581(-3{,}14\cdot0{,}245\times$$
$$\times2{,}1\cdot5-0{,}21\cdot4{,}1)=-80{,}4\text{ Н},$$

$$P_{тр\ гII}=2\cdot3{,}14\cdot3\cdot10^{-6}\cdot850\cdot329(-3{,}14\cdot0{,}245^2\cdot2{,}1\cdot3{,}14-0{,}22\cdot2{,}69)=-28{,}5\text{ Н},$$

$$P_{тр\ г}=P_{тр\ гI}+P_{тр\ гII}=-(80{,}4+28{,}5)=-109\text{ Н}$$

(знак минус свидетельствует о том, что при ходе вниз сила гидродинамического трения штанг направлена вверх).

Результат по формуле (IV.93) получился почти в 2 раза больше, чем по формуле (IV.91), поскольку в первой формуле учтена средняя скорость потока жидкости в трубах.

Сила трения плунжера о стенки цилиндра $P_{тр\ пл}$ и гидравлическое сопротивление в нагнетательном клапане были рассчитаны ранее и составляют соответственно $P_{тр\ пл}=500$ Н, $P_{кл\ н}=57$ Н.

Таким образом, для условий данного примера оказалось, что силы механического трения существенно больше, чем силы гидравлических сопротивлений. Это объясняется тем, что откачиваемая жидкость имеет низкую вязкость.

Кроме того, силы сопротивлений невелики по сравнению, например, со статическими нагрузками (наибольшая из них не превышает 4% от суммы весов штанг и жидкости), поэтому при расчете экстремальных нагрузок для условий данного примера силы сопротивлений можно не учитывать.

18. Рассчитаем напряжение в штангах по формулам, приведенным на стр. 155—156:

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{f_{шт\,2}} = \frac{32{,}1 \cdot 10^3}{2{,}8 \cdot 10^{-4}} = 115 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{min} = \frac{P_{min}}{f_{шт\,2}} = \frac{6{,}8 \cdot 10^3}{2{,}8 \cdot 10^{-4}} = 24 \text{ МПа},$$

$$\sigma_a = \frac{1}{2}(\sigma_{max} - \sigma_{min}) = \frac{1}{2}(115 - 24) = 45{,}5 \text{ МПа},$$

$$\sigma_m = \frac{1}{2}(\sigma_{max} + \sigma_{min}) = \frac{1}{2}(115 + 24) = 69{,}5 \text{ МПа}.$$

Приведенное напряжение в точке подвеса штанг составляет соответственно:

по формуле И. А. Одинга (IV.112)

$$\sigma_{пр\,од} = \sqrt{\sigma_{max}\sigma_a} = \sqrt{115 \cdot 45{,}5} = 72 \text{ МПа};$$

по формуле М. П. Марковца (IV.113)

$$\sigma_{пр\,м} = \sigma_a + 0{,}2\sigma_m = 45{,}5 + 0{,}2 \cdot 69{,}5 = 59{,}0 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{пр\,од}/\sigma_{пр\,м} = 72{,}0/59{,}0 = 1{,}22,$$

что совпадает с результатом, приведенным в работе [10]. Для штанг из стали 40 нормализованных предельно допускаемое приведенное напряжение составляет 70 МПа (по Одингу). Следовательно, для этих штанг условие обеспечения усталостной прочности не выполняется, так как

$[\sigma_{пр}] = 70 \text{ МПа} < \sigma_{пр\,од} = 72 \text{ МПа}$.

Следовательно, можно либо подобрать штанговую колонну из штанг той же марки, но бо́льшего диаметра, например, 19×22 мм, или сохранить конструкцию колонны, но выбрать штаги с более высокой усталостной прочностью, например, из стали 20 НМ, нормализованные с $[\sigma_{пр}] = 90$ МПа по И. А. Одингу, $[\sigma_{пр}] = 74$ МПа по М. П. Марковцу. В нашем расчете воспользуемся вторым вариантом.

19. Крутящий момент на кривошипном валу редуктора определим по формуле (IV.154):

$$(M_{кр})_{max} = 300s + 0{,}236s(P_{max} - P_{min}) = 300 \cdot 2{,}1 + 0{,}236 \cdot 2{,}1(32{,}1 - 6{,}8)10^3 = 13\,200 \text{ Н·м}.$$

20. Выберем станок-качалку. Предыдущими расчетами было установлено, что для условий примера

$P_{max} = 32{,}1$ кН; $(M_{кр})_{max} = 13200$ Н·м; $s = 2{,}1$ м; $n = 14{,}7$ кач/мин.

Сравнивая расчетные данные с паспортными характеристиками станков-качалок (табл. IV.15), находим, что этим условиям удовлетворяет станок-качалка СК4-2,1-1600, который и выбираем окончательно.

21. Рассчитываем энергетические показатели работы штанговой насосной установки.

Полезная мощность

$$l_{полезн} = \frac{Q_{н\,с}}{1 - B}(p_{вык} - p_{пр}) = \frac{3{,}03 \cdot 10^{-4}}{1}(7{,}94 - 2{,}56) \cdot 10^3 = 1630 \text{ Вт}.$$

Коэффициент потери мощности на утечки

$$\eta_{ут} = \frac{1}{1 + \dfrac{q_{ут}(1 - B)}{2Q_{н\,с}}} = \frac{1}{1 + \dfrac{0{,}24 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 3{,}03 \cdot 10^{-4}}} = 0{,}96.$$

Потери мощности в клапанных узлах

$$N_{кл} = \frac{Q_{н\,с}}{1-B}(\Delta p_{кл\,в} + \Delta p_{кл\,н}) = 3{,}03 \cdot 10^{-4}(0{,}03 + 0{,}05)\,10^6 = 24 \text{ Вт}.$$

Мощность, расходуемая на преодоление механического $N_{тр\,мех}$ и гидродинамического $N_{тр\,г}$ трения штанг, а также трения плунжера в цилиндре $N_{тр\,пл}$,

$$N_{тр\,мех} = 2C_{шт}sN\alpha(P'_{шт} + P_{ж}) = 2 \cdot 0{,}25 \cdot 2{,}1 \cdot 0{,}245 \cdot 0{,}087 \cdot (16{,}3 + 6{,}1) \times$$
$$\times 10^3 = 500 \text{ Вт}.$$

$$N_{тр\,г} = \pi^3 (sN)^2 \nu_{ж} \rho_{ж} L_{н} [M_{шт\,18}\varepsilon_1 + M_{шт\,19}\varepsilon_2] = \frac{\pi sN}{2} P_{тр\,г} =$$

$$= \frac{3{,}14 \cdot 2{,}1 \cdot 0{,}245}{2} 47 = 38 \text{ Вт}.$$

$$N_{тр\,пл} = 2P_{тр\,пл}sN = 2 \cdot 500 \cdot 2{,}1 \cdot 0{,}245 = 510 \text{ Вт}.$$

Затраты мощности в подземной части установки

$$N_{п\,ч} = \frac{N_{полезн}}{\eta_{ут}} + N_{кл} + N_{тр\,мех} + N_{тр\,г} + N_{тр\,пл} =$$

$$= \frac{1630}{0{,}96} + 24 + 5\,00 + 38 + 510 = 2770 \text{ Вт}.$$

К. п. д. подземной части установки

$$\eta_{п\,ч} = N_{полез}/N_{пч} = 1630/2770 = 0{,}59.$$

$$\eta_{п\,ч} = 0{,}85 - 2{,}1 \cdot 10^{-4}(sn)^2 = 0{,}85 - 2{,}1 \cdot 10^{-4}(2{,}1 \cdot 14{,}7)^2 = 0{,}65.$$

Значения к. п. д. подземной части по этим формулам получились достаточно близкие.

Согласно рекомендациям работы [7], принимаем: $\eta_{э\,д} = 0{,}77$, $\eta_{ск} = 0{,}80$, тогда общий к. п. д. установки

$$\eta_{шну} = \eta_{п\,ч}\eta_{э\,д}\eta_{ск} = 0{,}59 \cdot 0{,}77 \cdot 0{,}80 = 0{,}36.$$

Полная мощность, затрачиваемая на подъем жидкости,

$$N_{полн} = \frac{N_{полезн}}{\eta_{шну}} = \frac{1630}{0{,}36} = 4500 \text{ Вт} = 45 \text{ кВт}.$$

Определим полную потребляемую мощность также по методике Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна:

$K_1 = 6{,}0$ для станка-качалки с грузоподъемностью 4 т,

$$K_2 = 1{,}26 \cdot 10^{-2} \sqrt{\eta^2_{под} + 0{,}28\left(1 + 3{,}6 \cdot 10^{-4}\frac{sN^2}{D^2_{пл}}\right)^2} =$$

$$= 1{,}26 \cdot 10^{-2} \sqrt{0{,}54^2 + 0{,}28\left(1 + 3{,}6 \cdot 10^{-4}\frac{2{,}1 \cdot 0{,}245^2}{0{,}038^2}\right)^2} = 1{,}4 \cdot 10^{-2};$$

$$N_{полн} = \frac{10^3}{0{,}97}\left(K_1 + \frac{K_2 P_{ж} s}{9{,}8}\right)N =$$

$$= \frac{10^3}{0{,}97}\left(6 + \frac{1{,}4 \cdot 6100 \cdot 2{,}1}{9{,}8}\right)0{,}245 = 6100 \text{ Вт} = 6{,}1 \text{ кВт}.$$

Расхождение результатов расчета полной мощности по разным методикам составило около 15% от их среднеарифметической величины, что при-

емлемо для практических расчетов. Для расчета принимаем $J_{полн}$=6,1 кВт. По табл. IV.16 выбираем электродвигатель АОП-52-4 с номинальной мощностью 7,0 кВт.

Удельный расход энергии на подъем жидкости

$$A_{уд\,ж}=\frac{J_{полн}(1-B)}{Q_{н}\rho_{ж}}=\frac{6100}{3{,}03\cdot10^{-4}850}=2{,}4\cdot10^{4}\ \text{Дж/кг},$$

$$A'_{уд\,ж}=\frac{2{,}4\cdot10^{4}}{3{,}6\cdot10^{3}}=6{,}6\ \text{кВт·ч/т},$$

$$A'_{уд\,н}=\frac{A'_{уд\,ж}}{1-B}=\frac{6{,}6}{1}=6{,}6\ \text{кВт·ч/т}.$$

Суточный расход энергии

$W_{сут}=24\cdot10^{-3}J_{полн}=24\cdot10^{-3}\cdot6100=146$ кВт·ч.

22. Определим эксплуатационные показатели и межремонтный период работы штанговой насосной установки по методикам, приведенным на стр. 171—174.

Предварительно определим вероятную частоту подземных ремонтов, связанных с ликвидацией аварий со штанговой колонной:

по формуле А. С. Вирновского (IV.175) при k=0,75 и c'_n=0,533

по формуле (IV.178)

$$\gamma=c'n\left(\frac{D_{пл}}{d_{шт}}\right)^{3,27k+0,13}\left(\frac{L_{н}}{10^{3}}\right)^{2k+1}=$$

$$=0{,}533\left(\frac{0{,}038}{0{,}019}\right)^{3,27\cdot0,75+0,13}\left(\frac{900}{10^{3}}\right)^{2\cdot0,75+1}=2{,}5\ \text{рем/год},$$

при $k=1$ $\gamma=4{,}1$ рем/год;

по формуле (IV.178)

$$\gamma=\frac{(0{,}0122)^{B''-1}A''\sigma_{пр}^{B''}}{[\sigma_{пр}]-\sigma_{пр}}=\frac{0{,}0122^{1,41-1}\cdot0{,}39\cdot590^{1,41}}{740-590}=3{,}4\ \text{рем/год}.$$

Результаты расчета по обеим формулам получились близкие, однако абсолютное значение γ оказывается больше, чем определяемое по фактическим данным для основных нефтяных месторождений. Поэтому формулами (IV.175)—(IV.178) следует пользоваться, когда необходимо сравнить между собой значения γ для разных режимов эксплуатации одной и той же скважины или сходных по эксплуатационным условиям скважин, имея в виду, что абсолютные значения вероятной частоты обрывов штанг могут иметь достаточно большую погрешность.

Задаваясь числом ПРС, не зависящих от типоразмера оборудования и режима его работы, $n_{пр}$ определяем вероятное общее число ПРС в течение года.

Для расчетов принимаем γ=2,5 рем/год, $\eta_{пр}$=1 рем/год:

$N_{рем}=\gamma+n_{пр}=2{,}5+1=3{,}5$ рем/год.

Задаемся величинами $t_{р\,1}$, $t_{р\,2}$, $t_{ож}$, $t_{орг}$, для которых обычно известны фактические значения для каждого месторождения.

Время затрачиваемое на ПРС, ч:	
по ликвидации обрыва штанг $t_{р1}$	15
прочих подземных ремонтов $t_{р2}$	20
время ожидания ПРС, $t_{ож}$	36
Время оргпростоев $t_{орг}$, ч	40
Стоимость 1 кВт электроэнергии $C_{п}$, руб/(кВт·ч)	0,006
Плата за установленную мощность $C_{уст}$, руб/(кВт·г)	17,9
Коэффициент учитывающий расходы на содержание линий электропередач $k_{лэп}$	1,2
Стоимость одного подземного ремонта $C_{рем}$, руб.	600

Определим затраты времени на подземный ремонт $T_{рем}$, межремонтный период работы установки $T_{мрп}$, коэффициент эксплуатации $K_э$ и суммарный годовой отбор нефти из скважины $\Sigma Q_г$:

$$T_{рем} = t_{р\,1}\gamma + t_{р\,2}n_{пр} + t_{ож}N_{рем} = 15 \cdot 2{,}5 + 20{,}1 + 36 \cdot 3{,}5 = 183{,}5 \text{ ч},$$

$$T_{мрп} = \frac{T_к - T_{рем}}{N_{рем} \cdot 2\,4} = \frac{8760 - 183{,}5}{3{,}5 \cdot 24} = 102 \text{ сут.},$$

$$K_э = \frac{T_к - (T_{рем} + t_{орг})}{T_к} = \frac{8760 - (183{,}5 + 40)}{8760} = 0{,}974,$$

$$\Sigma Q_г = 0{,}365 Q_{ж\,пл}(1 - B) K_э \rho_{н\,дег} = 0{,}365 \cdot 26{,}2 \cdot 1 \cdot 850 \cdot 0{,}974 = 7920 \text{ т}.$$

Условные затраты на подъем нефти из скважины определяем в следующем порядке.

1. Стоимость станка-качалки СК4-2,1-1600 (как и стоимость станка-качалки 5СК4-2,1-1600) составляет (см. табл. IV.19) $C_{ск} = 2200$ руб.

2. Стоимость колонны НКТ из труб диаметром 73 мм

$$C_{нкт} = a_{нкт} L_н \frac{q_{нкт}}{10^3} = 318 \cdot 900 \frac{9{,}5}{10^3} = 2720 \text{ руб.}$$

(см. табл. IV.20).

3. Стоимость штанг из легированной стали с $[\sigma_{пр}] = 90$ МПа

$$C_{шт} = \frac{1}{8}(a_{шт\,1} l_1 + a_{шт\,2} l_2) = \frac{1}{8}(4{,}5 \cdot 581 + 5{,}4 \cdot 319) = 540 \text{ руб.}$$

(см. табл. IV.21).

4. Капитальные затраты на оборудование скважины штанговой насосной установкой

$$Z_{кап} = K_{рез}(C_{ск} + C_{нкт} + C_{шт} + C_{у\,о}) + C_{монт} + C_{доп}) = 1{,}1(2200 + 2720 + 540 + 400) + 0{,}23 \cdot 2200 = 6950 \text{ руб.}$$

(принято, что $K_{рез} = 1{,}1$; $C_{у\,о} = 400$ руб.; $C_{доп} = 0$).

5. Энергетические затраты на потребляемую мощность

$$Z_{эн\,потр} = C_п A'_{уд\,н} \Sigma Q_г = 6 \cdot 10^{-3} \cdot 6{,}6 \cdot 7920 = 314 \text{ руб.};$$

плата за установленную мощность

$$Z_{эн\,уст} = k_{лэп} C_{уст} N_{уст} = 1{,}2 \cdot 17{,}9 \cdot 7{,}0 = 150 \text{ руб.}$$

Общие затраты на электроэнергию

$$Z_{эн} = Z_{эн\,потр} + Z_{эн\,уст} = 314 + 150 = 464 \text{ руб/год.}$$

6. Расходы на подземный ремонт скважин

$$Z_{прс} = C_{рем} N_{рем} = 600 \cdot 3{,}5 = 2100 \text{ руб.}$$

7. Амортизация оборудования рассчитывается по формуле (IV.189)

$$Z_{ам} = (A_{ск} C_{ск} + A_{нкт} C_{нкт} + A_{шт} C_{шт} + A_{у\,о} C_{у\,о} + C_{сн} N_{сн} + A_{доп} C_{доп}) K_{кр} = [0{,}12 \cdot 2200 + 0{,}10 \cdot 2720 + 0{,}20 \cdot 540 + 0{,}12 \cdot 400 + 74 \cdot 1{,}5] 1{,}1 = 880 \text{ руб.}$$

При расчете принято $N_{с\,н} = 1{,}5$, $K_{к\,р} = 1{,}1$, что соответствует средним условиям эксплуатации.

8. Себестоимость подъема нефти (по IV.190)

$$C = (Z_{эн} + Z_{ам} + Z_{прс}) / \Sigma Q_г = (464 + 2100 + 880) / 7920 = 0{,}43 \text{ руб/т.}$$

9. Удельные капитальные затраты по (IV.191)

$$K_{уд} = Z_{кап} / \Sigma Q_{под} = 6950 / 7920 = 0{,}88 \text{ руб/т.}$$

10. Условные приведенные затраты по (IV.192)

$$Z_{пр} = E_н K_{уд} + C = 0{,}17 \cdot 0{,}88 + 0{,}43 = 0{,}58 \text{ руб/т.}$$

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Значительная часть фонда насосных скважин относится к малодебитным (до 5 м³/сут). Срок работы насосного оборудования и рентабельность возрастают при переводе таких скважин на периодическую эксплуатацию. Целесообразна также периодическая откачка в скважинах с высоким, но медленно восстанавливающимся уровнем, с тем чтобы пуски и остановки их были не слишком частыми (5—6 в сутки). Наиболее благоприятны для периодической откачки условия в скважинах с зумпфом достаточной глубины и с большим диаметром обсадных труб. Обводненность продукции и вынос песка из пласта не относятся к ограничивающим факторам, если перевод на периодическую эксплуатацию не сопровождается увеличением содержания в продукции воды и песка.

При периодической откачке производительность скважины, как правило, оказывается меньше, чем при непрерывной эксплуатации (рис. IV.9). Если время накопления жидкости было $t_{нак}$, то приток в разные моменты времени t_1, t_2, ..., t_i постепенно уменьшается от q_1 до q_i вследствие возрастания противодавления. Следовательно, общий приток жидкости за время $t_{нак}$ определяется площадью АВДЕ, а при непрерывной откачке — площадью АСДЕ. Потери в дебите соответствуют площади ВСД. Эти потери могут быть сокращены за счет уменьшения времени накопления $t_{нак}$, но при этом возрастают расходы на электроэнергию, увеличиваются износ оборудования, число ремонтов. Поэтому выбор продолжительности накопления $t_{нак}$ и откачки $t_{от}$ — задача технико-экономическая.

Один из важнейших параметров, определяющих технико-экономические показатели и эффективность перевода скважины с непрерывной откачки на периодическую, — относительное φ и абсолютное ΔQ снижение дебита:

$$\varphi = Q_{пер}/Q_{нп},$$

где $Q_{пер}$ и $Q_{нп}$ — производительность скважины соответственно при периодической и непрерывной эксплуатации;

$$\Delta Q = Q_{нп} - Q_{пер}.$$

Эффективность перевода на периодическую работу обусловлена также частотой и стоимостью ремонтов, расходами на обслуживание скважин и электроэнергию до и после перевода. Параметры периодической работы скважин должны быть выбраны таким образом, чтобы себестоимость нефти не превышала этот показатель при непрерывной откачке. Минимально допустимый коэффициент снижения дебита $\varphi_{доп}$ будет, когда себестоимость нефти при обеих видах откачки одинакова.

При наличии зумпфа достаточного объема до заполнения его приток нефти из пласта такой же, как и при непрерывной откачке. Продолжительность накопления жидкости определяется объемом

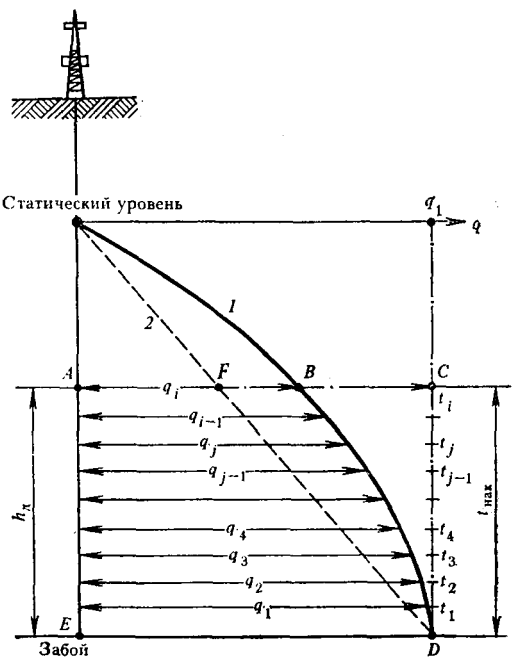


Рис. IV.9. Восстановление уровня при нелинейном (*1*) и линейном (*2*) притоке:
$h_д$ — положение динамического уровня при запуске насоса после накопления жидкости

зумпфа и скоростью притока нефти при отсутствии противодавления на пласт.

Периодическая откачка жидкости без потерь в добыче нефти может быть осуществлена также при режиме растворенного газа в пласте. Это объясняется тем, что в период накопления жидкости происходит сжатие и растворение окклюдированного газа в нефти и заполнение этого объема призабойной зоны пласта жидкостью [1]. После пуска насоса давление уменьшается и в скважину поступает дополнительное количество нефти за счет расширения свободного и выделяющегося из раствора газа. В зависимости от свойств пластовой системы объем откачиваемой нефти при этом может существенно превышать количество ее, накопившееся в скважине за время $t_{нак}$. Следует отметить, что объем откачиваемой жидкости после остановки скважины на накопление превышает объем накопившегося столба нефти за счет притока из пласта при работе насоса. Но при режиме растворенного газа этот приток оказывается наибольшим. При прочих равных условиях наибольшие потери в добыче нефти (площадь FCD см. рис. IV.9) наблюдается при переводе на периодическую эксплуатацию скважин с притоком в них нефти по линейному закону.

Следовательно, продолжительность накопления при заданных значениях коэффициента потерь φ необходимо согласовывать с режимом работы пласта и с закономерностями притока жидкости в скважину после ее остановки. При этом следует учитывать возможные значительные отличия индикаторных диаграмм притока, рассчитываемых по кривым восстановления уровня, и по результатам исследования скважин на приток на установившихся режимах. Индикаторными диаграммами, полученными по данным стационарной эксплуатации, можно пользоваться для установления периодов накопления лишь тогда, когда есть уверенность, что от перераспределения давления в пласте в процессе подъема уровня существенно не зависят приток и насыщенность пласта нефтью, водой и газом. При режиме растворенного газа для установления продолжительности накопления (в ч.) жидкости целесообразно пользоваться формулой М. Н. Писарика

$$t_{нак} = 2{,}8\,\frac{V}{Q}\cdot\frac{p_{пл}-p_0}{\lg\dfrac{R_к}{r_с}}, \qquad \text{(IV.199)}$$

где V — объем 1 м кольцевого пространства скважины, л; Q — дебит скважины при непрерывной откачке, м³/сут; $p_{пл}$, p_0 — давление пластовое и у приема насоса в конце периода откачки, МПа; $R_к$, $r_с$ — радиусы контура питания и скважины.

При притоке по квадратичному закону

$$q^2 = kh, \qquad \text{(IV.200)}$$

где h — понижение уровня; k — коэффициент, определяемый величиной притока q_1 и соответствующим понижением уровня h_1.

Продолжительность периода накопления (в ч) рекомендуется определять по формуле А. С. Вирновского и О. С. Татейшвили

$$t_{нак} = 4F_к\,\frac{H}{q_1}\,(1-\varphi), \qquad \text{(IV.201)}$$

где $F_к$ — площадь кольцевого сечения, м²; H — расстояние от статического уровня до приема насоса, м; q_1 — дебит скважины при непрерывной откачке, м³/ч.

При притоке по линейному закону рекомендуется формула тех же авторов

$$t_{нак} = \frac{F_к}{K}\ln(2\varphi-1), \qquad \text{(IV.202)}$$

где K — удельный коэффициент продуктивности, м³/(м·ч).

---

[1] Наблюдения М. Н. Писарика.

При работе пласта на гравитационном режиме рекомендуется формула Вирновского — Адонина

$$t_{\text{нак}} = \frac{F_{\text{к}} H}{q_1} \operatorname{Arctg} \sqrt{2(1-\varphi)}. \qquad \text{(IV.203)}$$

Значения арктангенса гиперболического можно определить по рис. IV.10.

При определении продолжительности остановки для накопления задаются величиной коэффициента снижения дебита φ (желательно, чтобы он находился в пределах 0,8—0,95). Продолжительность откачки жидкости $t_{\text{от}}$ (в ч) можно определить по следующей формуле:

$$t_{\text{от}} = t_{\text{нак}} \frac{\varphi}{\varepsilon - \varphi}, \qquad \text{(IV.204)}$$

где ε — коэффициент запаса производительности насоса, который равен отношению производительности насосной установки с нормальным заполнением к производительности скважины при непрерывной откачке;

$$\varepsilon = \eta Q_{\text{т}}/Q, \qquad \text{(IV.205)}$$

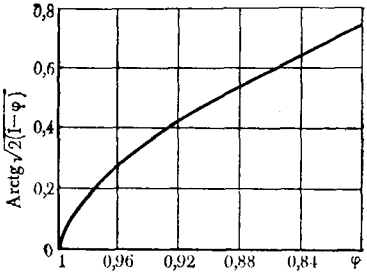


Рис. IV.10. Зависимость $\operatorname{Arctg}\sqrt{2(1-\varphi)}$ от φ

η — коэффициент подачи насоса; $Q_{\text{т}}$ — теоретическая производительность насоса при непрерывной работе установки, м³/сут; Q — дебит скважины при непрерывной откачке, м³/сут.

Длительность цикла $T = t_{\text{нак}} + t_{\text{от}}$.

Число циклов в сутки $n = 24/T$.

Соотношение себестоимости нефти при непрерывной $C_{\text{нг}}$ и периодической откачке $C_{\text{пер}}$ можно оценить по формуле АзНИПИнефть

$$\frac{C_{\text{пер}}}{C_{\text{нг}}} = \frac{3 + 2\frac{B_2}{B_1} \cdot \frac{\varepsilon - \varphi}{\varphi} + 3\sqrt{\frac{\varepsilon}{\varepsilon - \varphi}}\left(\frac{R}{B_1 T_{\text{и}}}\right)}{(2\varepsilon + \varphi)\left(1 + \frac{R}{B_1 T_{\text{и}}}\sqrt{\frac{\varepsilon}{\varepsilon - 1}}\right)}, \qquad \text{(IV.206)}$$

где B_1 — стоимость скважино-суток эксплуатации скважины при непрерывной эксплуатации; B_2 — стоимость скважино-суток эксплуатации при простое оборудования в период накопления, по данным АзНИПИнефть

$$0{,}85 < \frac{B_2}{B_1} < 0{,}98;$$

R — стоимость одного ремонта, руб.; $T_{\text{и}}$ — полный срок службы насоса до прекращения подачи вследствие износа, сут.

Все приведенные соотношения справедливы при отсутствии утечек жидкости из колонны насосных труб и когда приняты меры по устранению вредного влияния свободного газа на работу насоса.

По мере износа плунжерной пары утечки жидкости возрастают, коэффициент подачи уменьшается, поэтому для поддержания дебита скважины необходимо увеличивать продолжительность откачки или интенсифицировать режим работы установки за счет запаса производительности. Период откачки изменяется с помощью автоматических устройств. По рекомендации АзНИПИнефть конечный оптимальный коэффициент подачи, при котором сле-

дует поднимать насос из-за его износа, можно определить по следующей формуле:

$$\eta_{\text{к опт}} = \eta \frac{\varphi}{\varepsilon}, \qquad \text{(IV.207)}$$

где η — коэффициент подачи нового насоса.

Средний оптимальный коэффициент подачи за межремонтный период

$$\overline{\eta}_{\text{опт}} = \eta \left[\frac{1}{1+m} \left(m + \frac{\varphi}{\varepsilon} \right) \right], \qquad \text{(IV.208)}$$

где m — показатель степени в уравнении, описывающем зависимости подачи насоса Q от времени t его эксплуатации,

$$Q = Q_0 - bt^m, \qquad \text{(IV.209)}$$

где Q_0 — начальная производительность насоса, м³/сут.

По данным АзНИПИнефть, показатель степени m изменяется от 1 до 3 и чаще всего $m=2$. Как уже упоминалось, в связи с уменьшением коэффициента подачи насоса со временем для поддержания дебита увеличивается время откачки $t_{\text{от}}$. Насос надо заменить при следующем отношении периодов откачки с изношенным и новым насосом:

$t_{\text{от изн}}/t_{\text{от нов}} = 10-15$.

Опыт показывает, что при правильно организованной периодической эксплуатации календарный межремонтный период по смене насоса увеличивается по сравнению с непрерывной откачкой в 2—3 раза.

ГЛАВА V

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПРИВОДОМ АГН

Гидроприводные штанговые насосные установки предлагались, испытывались давно, по существу, почти с тех пор, как появились штанговый скважинный насос и объемный гидропривод.

Однако из-за конструктивной сложности, больших габаритов и массы, а также низкого к. п. д. гидроприводные насосные установки оказывались неконкурентоспособными с балансирными станками-качалками и ни один из более чем двух десятков их типов не получил широкое применение.

Сведения по гидроприводным установкам, приведенные в настоящем разделе, относятся к штанговой гидроприводной насосной установке АГН, изобретенной в Советском Союзе. В отличие от гидроприводных установок известных ранее типов эти установки просты по схеме, имеют малый вес и габариты, высокий к. п. д. и конкурентоспособны с балансирными.

Отличительная особенность установок данного ряда — использование насосно-компрессорных труб в качестве уравновешивающего груза в сочетании с объемным гидроприводом высокого давления. Это позволило выполнить установку в виде моноблока, монтируемого непосредственно на устье скважины, т. е. без сооружения специального фундамента.

При использовании гидропривода АГН не требуются какие-либо изменения в конструкции внутрискважинного оборудования, методика его выбора в основном остается той же, что и для установок с балансирным приводом. Это относится, в частности, и к использованию газовых и песочных якорей.

Принципиальная схема установок обеспечивает существенное увеличение реальной длины хода штанг, и существующие конструкции рассчитаны на это. Однако в настоящее время этот рост лимитируется отсутствием длинноходовых глубинных насосов.

В отличие от механических станков-качалок описываемые установки обеспечивают работу в режиме, соответствующем их максимальным паспортным

характеристикам, что позволяет увеличить их производительность в 1,1—1,2 раза по сравнению с балансирными. Кроме того, обслуживание гидроприводных установок менее трудоемко: не требуется ухода за клиноременной передачей, отсутствует необходимость в центровке привода относительно оси скважины, операции по регулировке длины хода штанг требуют значительно меньших усилий, нет необходимости в смазке шарниров, и т. п.

Характерная особенность всех установок АГН различных конструкций— унификация основных узлов и деталей уплотнительных устройств, пар трения, аппаратов гидросхемы, силовых блоков и т. п.

Такой подход к проектированию параметрического ряда обеспечивает сокращение номенклатуры инструмента и приспособлений для обслуживания установок на скважине, их сборки-разборки в процессе ремонта и проверки работоспособности отдельных узлов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА И РАЗМЕРА УСТАНОВКИ

Выбор типоразмера установки для эксплуатации конкретной скважины методически отличается от выбора типоразмера балансирных станков-качалок, поскольку необходимо учитывать конструктивные особенности гидроприводных установок, принципиально отличных от обычных станков-качалок.

Это отличие заключается прежде всего в том, что гамма рассматриваемых установок состоит из разных типов, которые позволяют более рационально использовать штанговые насосы в разных эксплуатационных условиях. Так, для обычных скважин наиболее целесообразно использовать установки с уравновешиванием колонной насосно-компрессорных труб, для кустовых — со взаимным уравновешиванием или с инерционным, что позволяет еще более снизить металлоемкость и улучшить их монтажеспособность. Для пробной эксплуатации целесообразно применять неуравновешенные установки особо малого веса и габаритов.

Кроме того, благодаря быстроте и простоте монтажа и транспортировки можно полностью отказаться от массовой практики резервирования производительности, что характерно при выборе обычных балансирных станков-качалок, и установки на скважине приводов, производительность которых по параметрическому ряду соответствует типоразмерам на несколько позиций большим, чем это необходимо.

Необходимость такого резервирования у обычных установок с балансирным приводом, в частности, обусловлена тем, что для замены на более мощный станок-качалку надо переделывать фундамент и выполнять трудоемкие и дорогостоящие работы по демонтажу старой и монтажу новой установки.

При использовании же установок ряда нового типа легких и быстро монтируемых непосредственно на фланце колонной головки, замена установки на больший типоразмер не требует существенных затрат труда, времени и средств. Далее следует иметь в виду, что применяемый типоразмер установки не связан с особенностями конструкции и параметров внутрискважинного оборудования: колонны штанг, насосно-компрессорных труб, скважинного насоса, газовых и песочных якорей.

Наконец, особо важно отметить, что наилучший режим работы установки при заданном значении *ns* соответствует предельно возможной для данного типоразмера длине хода, что обусловливает не только увеличение к. п. д. всей установки в целом, но и в отличие от механических балансирных станков-качалок и увеличение долговечности гидроприводной установки. При выборе типа и размера гидроприводной установки необходимо учитывать также и следующие параметры.

1. Заданная продолжительность работы установки на данной скважине: при кратковременной эксплуатации (пробной) решающее значение имеют транспортабельность и монтажеспособность установки, а не энергозатраты; при постоянной эксплуатации решающее значение имеют энергозатраты на подъем жидкости.

2. Глубина подвески насоса.

ТАБЛИЦА V.1

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ШТАНГОВЫХ ГИДРОПРИВОДНЫХ УСТАНОВОК АГН

Параметры	АГН-Н	АГН-Л	АГН-С	АГН-Т	АГН-Д
Длина хода точки подвеса штанг относительно труб, м	2,2	2,2	3,6	4,5	10
Нагрузка в точке подвеса штанг (номинальная), кН	30	60	80	120	150
Масса, кг	700	1500	1700	1900	2700
Высота, м	5	7,5	8,5	9,9	10
Мощность приводного электродвигателя, кВт	13	13	17	26	47

3. Наличие расположенных вблизи других скважин, в частности, кустов, пригодных для эксплуатации штанговыми насосами, с аналогичными параметрами и, прежде всего, по значениям глубины подвески насоса и дебитам жидкости.

4. Предполагаемый отбор пластовой жидкости.

5. Особенность инклинограммы скважины и, прежде всего, характер и величину искривления при длительной эксплуатации скважины.

При выборе типа и размера установки АГН следует пользоваться табл. V.1 Было принято, что для эксплуатации мелких (до 300—500 м) скважин, особенно при дебитах до 1 м³/сут, целесообразно применение неуравновешенных установок.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ УСТАНОВКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В КАЧЕСТВЕ УРАВНОВЕШИВАЮЩЕГО ГРУЗА

Гидроприводная установка с использованием в качестве уравновешивающего груза колонны НКТ состоит из наземной и подземной частей (рис. V.1). Подземная часть включает колонны насосно-компрессорных труб *1* и штанг *2*, скважинный насос *3*. Наземная часть состоит из собственно гидропривода (корпус на рисунке не показан), установленного на фланце колонны обсадных труб *5*. В верхней части расположены гидроцилиндр *6* и поршень *7*, который посредством штока *8*, тяг *9* и траверс соединен с колонной насосно-компрессорных труб. Внутри корпуса укреплен второй гидроцилиндр *10*, поршень которого *11* посредством штока *12* и переводной муфты соединен с устьевым штоком колонны насосных штанг.

Нижние полости гидроцилиндров соединены трубопроводом, а верхние полости соединены с гидропанелью *13*, к которой подключены силовой насос *14* и бак *15*.

Установка работает следующим образом. Подаваемая силовым насосом *14* из бака *15* рабочая жидкость направляется в верхнюю полость штангового гидроцилиндра *10*. При этом поршень *11*, а вместе с ним шток *12*, колонна штанг *2* и, следовательно, плунжер скважинного насоса *3* перемещаются вниз. Рабочая жидкость при перемещении поршня вниз вытесняется из нижней (штоковой) полости, по трубопроводу перетекает в нижнюю полость трубного гидроцилиндра *6* и поднимает его поршень *7* вверх. Вместе с ним перемещается связанный с ним посредством штока *8*, тяг *9* и колонны насосно-компрессорных труб *1* цилиндр скважинного насоса *4*. Следовательно, при движении плунжера вниз, а цилиндра скважинного насоса вверх происходит всасывание. При подаче рабочей жидкости в верхнюю полость трубного гидроцилиндра *6* поршень *7*, а вместе с ним и колонна насосно-компрессорных труб *1* и цилиндр скважинного насоса *4* перемещаются вниз.

Рабочая жидкость из подпоршневой (штоковой) полости трубного цилиндра вытесняется в штанговый цилиндр *10*, поршень *11* которого перемещается вверх. Вместе с поршнем перемещаются колонна штанг *2* и связанный с ней плунжер скважинного насоса *3*. Плунжер при этом перемещается вверх, а цилиндр — вниз.

Откачиваемая пластовая жидкость поднимается по колонне насосно-компрессорных труб и через гибкий штанг *16* отводится в промысловую сеть. Герметизация колонны насосно-компрессорных труб осуществляется при помощи уплотнения, через которое пропущен устьевой шток, а герметизация пространства между колонной НКТ и эксплуатационной — при помощи уплотнения, установленного на нижнем фланце установки.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ И ЕЕ РАБОТА

Наземная часть установки (в дальнейшем будем называть ее гидравлическим приводом установки) состоит из следующих основных узлов (рис. V.2).

Рама или корпус I (показана пунктиром) закреплена непосредственно на фланце колонной головки. К раме (корпусу) крепятся все перечисляемые узлы установки. В зависимости от типоразмера установки рама выполняется либо в виде трубчатого корпуса с опоясывающим его кольцевидным баком, либо в виде сварной стержневой конструкции.

Штанговый цилиндр II подвешен к раме на шарнире. Поршень штангового гидроцилиндра посредством штока и устьевого штока колонны штанг связан с плунжером скважинного насоса. (В некоторых установках функции устьевого штока может выполнять шток цилиндра, как показано на рис. V.1).

Трубный гидроцилиндр III смонтирован в верхней части установки. Его поршень через шток связан с верхней траверсой и двумя тягами. Последние, в свою очередь, посредством нижней траверсы соединены колонной насосно-компрессорных труб с цилиндром скважинного насоса.

К отличительным особенностям конструкции трубного цилиндра относится наличие фальшштока, который не несет нагрузки от внешних сил — веса колонны насосно-компрессорных труб, откачиваемой жидкости и т. д., а предназначен лишь для изменения эффективной площади поршня путем замены его на больший или меньший диаметр.

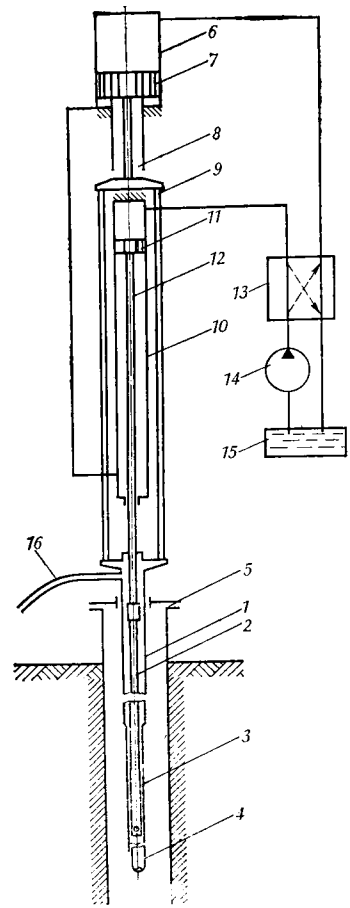


Рис. V.1. Принципиальная схема штанговой гидроприводной глубиннонасосной установки типа АГН:

1 — колонна насосно-компрессорных труб; *2* — колонна штанг; *3* — цилиндр скважинного насоса; *4* — плунжер насоса; *5* — эксплуатационная колонна (обсадная); *6*— гидроцилиндр; *7* — поршень гидроцилиндра; *8* — шток гидроцилиндра; *9* — тяга; *10* — штанговый гидроцилиндр; *11* — поршень цилиндра; *12* — шток; *13* — гидропанель; *14* — силовой насос; *15* — бак; *16* — гибкий шланг

Соединение штока с поршнем осуществляется посредством шарнира, позволяющего разгрузить поршень и грундбуксу цилиндра от действия изгибаю-

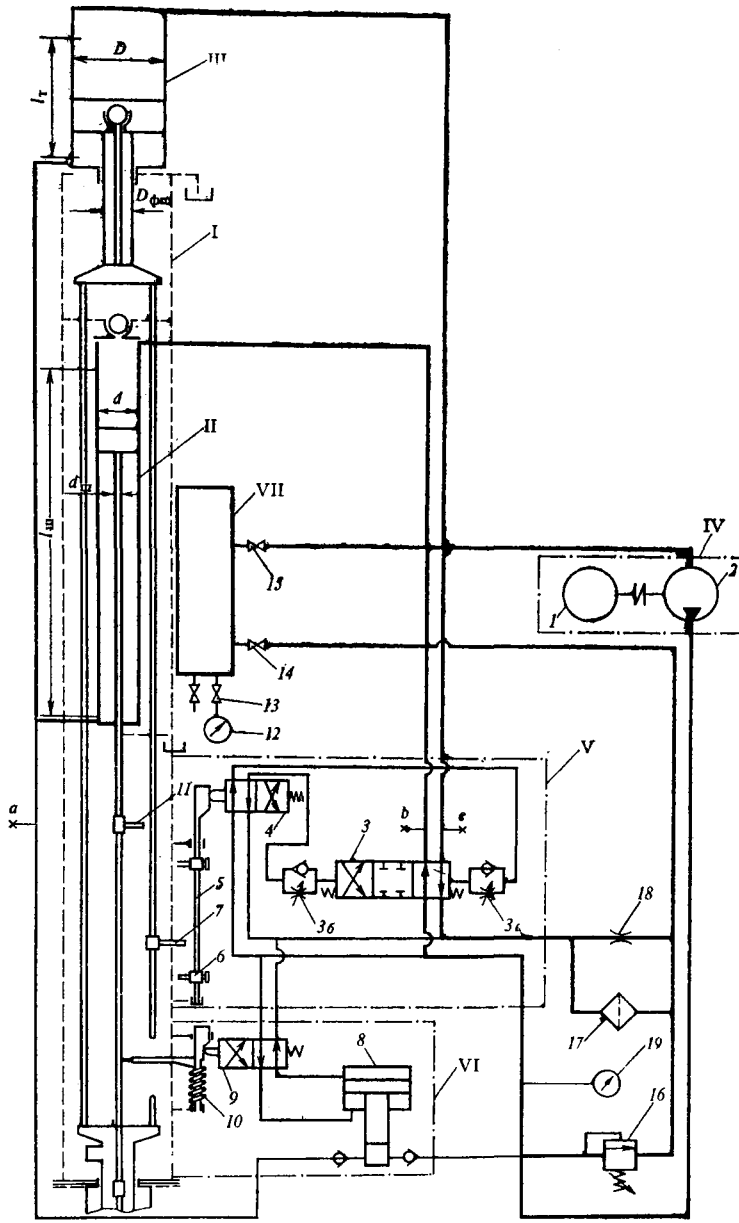


Рис. V.2. Гидравлическая схема установки АГН:

I — рама установки; *II* — узел штангового цилиндра; *III* — узел трубного цилиндра; *IV* — узел привода; *V* — система реверса; *VI* — система компенсации утечек; *VII* — бак; *1* — электродвигатель; *2* — силовой насос; *3* — силовой золотник; *4* — золотник реверса; *5* — планка реверса; *6* — упор, *7* — кронштейн; *8* — насос-мультипликатор; *9* — золотник; *10* — упор; *11* — кронштейн; *12* — манометр; *13—15* — краны; *16* — предохранительный клапан; *17* — фильтр; *18* — дроссель; *19*— электроконтактный манометр

щих моментов, обусловленных неточностью сборки и отклонением установки от оси скважины.

Узел привода IV включает электродвигатель *1*, соединенный посредством упругой муфты с силовым насосом *2*.

Гидравлическая панель состоит из следующих систем.

Система реверса V включает пилотный золотник *4*, приводимый в действие кулачком, установленным на планке реверса *5*. Последняя снабжена двумя упорами *6*, на которые нажимает кронштейн *7*, закрепленный на трубной тяге.

Система компенсации утечек VI включает компенсационный насос-мультипликатор 8, управляемый золотником 9, и его привод — подпоршневую планку с кулачком и упором *10*, на который нажимает кронштейн *11*, установленный на муфте, соединяющий шток штангового цилиндра с полированной штангой.

На масляном баке VII с запасом рабочей жидкости установлены манометр *12* с краном *13* для определения уровня жидкости в баке, два крана *14* и *15* для отключения гидравлической панели. Кроме того, в гидравлическую схему входят предохранительный клапан *16*, фильтр *17* с дросселем *18*, электроконтактный манометр *19*.

Гидравлическая панель соединена с другими узлами силовыми трубопроводами (жирные линии), трубопроводами системы управления (тонкие линии), дренажными трубопроводами (пунктирные линии).

При ходе штанг вверх планка реверса находится в верхнем положении и кулачок не нажимает на шток пилота реверса *4*, который направляет масло от силового насоса в правую полость силового золотника *3*. При этом масло под давлением направляется в верхнюю полость трубного цилиндра III, а вытесняемое из верхней полости штангового цилиндра II поступает через силовой золотник *3*, фильтр *17* и дроссель *18* в бак VII.

При подходе поршня штангового цилиндра к крайнему верхнему положению (при этом поршень трубного цилиндра подходит к нижнему положению) кронштейн *7*, укрепленный на тяге, нажимает на нижний упор планки и перемещает ее вместе с кулачком вниз. Кулачок переключает золотник реверса *4*, который направляет масло, поступающее из силового насоса, в левую полость силового золотника *3*. Скорость перемещения силового золотника, т. е. время его переключения, определяется настройкой дросселей *3а* и *3б*.

После увеличения давления в левой полости силового золотника начинается перекрытие его каналов, расход жидкости к трубному цилиндру уменьшается — происходит остановка штанг и труб. После прохождения золотником нейтрального положения масло направляется в верхнюю полость штангового цилиндра II, а из верхней полости трубного цилиндра III сливается в бак.

Поскольку в моменты реверсирования направления движения поршней штангового и трубного цилиндров в них направляется масла меньше, чем подает насос, давление в системе увеличивается, предохранительный клапан *16* открывается, и излишек масла отводится в бак. При нахождении золотника в среднем положении весь поток масла от насоса через предохранительный клапан направляется в бак.

Предохранительный клапан срабатывает также при увеличении давления в гидросистеме, например, при заклинивании скважинного насоса, обрыве штанг или труб и т. д.

После реверсирования движение штанг вниз продолжается до тех пор, пока кронштейн не нажмет на упор реверса и не переместит его вверх. При этом золотник реверса *4* направит масло в правую полость силового золотника и произойдет реверсирование движения штанг и труб, начнется следующий двойной ход.

Нормальная работа установки возможна лишь при условии, что объем масла в подпоршневой полости будет строго определенным и постоянным, т. е. он должен быть таким, чтобы при достижении поршнем трубного цилиндра крайнего верхнего положения поршень штангового опускался бы

в крайнее нижнее, но не упирался в нижнюю крышку цилиндра. Иначе при подходе поршня трубного цилиндра к верхнему положению, еще до сигнала на реверсирование, произойдет внезапная остановка поршня штангового цилиндра.

Чтобы избежать этого, установка снабжена системой компенсации утечек (СКУ), поддерживающей объем жидкости в подпоршневых полостях на постоянном уровне.

Система компенсации утечек VI начинает работать при уменьшении объема масла в подпоршневой полости настолько, что кронштейн *11*, установленный на муфте, соединяющей шток штангового цилиндра с полированной штангой, нажмет на упор *10*, перемещающий кулачок вниз. Кулачок при этом переключает золотник *9*, направляющий масло от силового насоса в верхнюю полость насоса-мультипликатора *8*. Его ступенчатый поршень опускается вниз и вытесняет жидкость из нижней полости в подпоршневую полость гидроцилиндров. При перемещении штанг вверх после реверсирования золотник *9* направляет масло в среднюю полость насоса-мультипликатора, в результате чего его плунжер поднимается вверх, и происходит ход всасывания.

Этот процесс продолжается до тех пор, пока в подпоршневую полость будет закачено столько масла, что при подходе поршня к нижнему положению кронштейн *11* не будет нажимать на упор. По мере того, как поршень штангового цилиндра будет вследствие утечек просаживаться ниже своего нормального положения, СКУ будет периодически включаться.

В гидравлической схеме привода для очистки рабочей жидкости предусмотрен фильтр *17*, обеспечивающий ее фильтрацию, параллельно фильтру включен дроссель *18*, пропускающий часть потока масла, а при полном засорении фильтра и весь поток.

Запас рабочей жидкости находится в баке VII емкостью от 200 до 400 л в зависимости от типа установки. Для контроля уровня он снабжен щупом или маслоуказательными стеклами, а также манометром *12*, расположенным в нижней части бака и отградуированном в метрах столба масла. В днище бака имеется кран *13* для слива масла.

Привод установки осуществляется трехфазным асинхронным электродвигателем во взрывобезопасном исполнении, который при помощи фланца крепится к силовому блоку. Управление двигателем осуществляется станцией управления БУС-2 или аналогичной ей.

Установка снабжена защитной системой, в которую входит электроконтактный манометр ЭКМ *19*, показывающий давление, развиваемое силовым насосом, и реле времени (на схеме не показано). При работе установки с давлением, превышающим установленное на ЭКМ, больше определенного времени, например, при заклинивании глубинного насоса или обрыве штанг, реле времени дает сигнал на станцию управления, и двигатель обесточивается. Кроме того, при падении давления в гидросистеме ниже установленного, например, при нарушении герметичности или отсутствии масла, ЭКМ дает сигнал, и станция управления отключает двигатель.

УРАВНОВЕШИВАНИЕ ШГНУ КОЛОННОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Для штанговых гидроприводных насосных установок с использованием в качестве уравновешивающего груза колонны насосно-компрессорных труб теория уравновешивания, разработанная для балансирных станков-качалок, неприменима.

Коротко остановимся на теории работы рассматриваемых установок, поскольку это необходимо для понимания принципа их работы.

При установившемся движении штанг вверх поршень трубного цилиндра воспринимает давление жидкости, подаваемой силовым насосом в верхнюю полость цилиндра $p_в$, силу тяжести колонны насосно-компрессорных труб $P_т$, силу тяжесть кольцевого столба жидкости $P_к$, давление жидкости в нижней полости цилиндра, обусловленное силой тяжести колонны штанг $P_ш$ и силой

тяжести столба откачиваемой жидкости $P_ж$, приложенных к поршню штангового цилиндра $(P_ш+P_ж)/f_ш$.

Сумма проекции сил, воспринимаемых поршнем, на вертикаль

$$p_в F + P_т + P_к - (P_ш + P_ж)\frac{F_т}{f_ш} = 0. \qquad (V.1)$$

При установившемся движении штанг вниз поршень штангового цилиндра воспринимает давление жидкости $p_н$, подаваемой силовым насосом в верхнюю полость цилиндра, силу тяжести колонны штанг $P_ш$, а также давление, обусловленное силой тяжести колонны труб, кольцевого столба жидкости и столба откачиваемой жидкости $(P_т+P_к+P_ж)/F_т$.

Баланс сил будет иметь вид:

$$p_н f + P_ш - (P_т + P_к + P_ж)\frac{f_ш}{F_т} = 0. \qquad (V.2)$$

Обозначим отношения площадей поршней и цилиндров следующим образом:

$$f_ш/F_т = K;\ f/F = \bar{k};\ f/f_ш = N; \qquad (V.3)$$

K в дальнейшем будем называть параметром уравновешенности, F — площадь поршня трубного цилиндра; $F_т$ — эффективная площадь поршня трубного цилиндра (без площади фальшштока); f — площадь поршня штангового цилиндра; $f_ш$ — эффективная площадь поршня штангового цилиндра (без площади штока).

Условию уравновешенности рассматриваемых установок соответствует $p_в = p_н$, т. е. при установившемся движении штанг вверх и вниз приводной двигатель должен развивать постоянную мощность. Приравняв в соответствии с этим условием давления, полученные в уравнениях (1) и (2), подставим N и, выразив усилия соответственно через линейные плотности q, получим:

$$A'K^2_р + B'K_р + C' = 0, \qquad (V.4)$$

где

$A' = q_т + q_к + q_ж$,

$B' = \bar{k}q_т + \bar{k}q_к - q_ш$,

$C' = -\bar{k}q_ш - \bar{k}q_ж$.

Для определения значения параметра уравновешенности с учетом всех факторов в периоды неустановившегося движения необходимо использовать следующее уравнение:

$$DK^3_р + AK^2_р + BK_р + C = 0, \qquad (V.5)$$

где

$D = q_ж m_н + q_т m_н + q_к m_н$,

$A = q_ж + q_т + q_к + r_в/g - q_т m_в \bar{k} - q_к m_в \bar{k}$,

$B = -q_ш + q_ш m_н + \bar{k}q_т + \bar{k}q_к + \tau_н/g - \bar{k}r_н/g$,

$C = -q_т(1+m_в)\bar{k} - q_ж(1+m_в(\bar{k} - \bar{k}r_в/g$.

$m = a/g$,

где m — динамический фактор; a — мгновенное значение ускорения точки подвеса штанг; g — ускорение свободного падения; r, τ — средняя удельная сила трения соответственно колонны НКТ и штанг; $q_ш$ — средняя линейная плотность колонны штанг в жидкости; $q_ж$ — средняя линейная плотность столба жидкости над плунжером скважинного насоса; $q_т$ — средняя линейная плотность колонны насосно-компрессорных труб в воздухе; $q_к$ — средняя линейная плотность кольцевого столба жидкости, обусловленного разницей внутреннего диаметра НКТ и диаметра плунжера скважинного насоса.

Как видно из (V.5), соотношение эффективных площадей поршней штангового и трубного цилиндров, при котором установка уравновешена и не зависит от глубины подвески насоса, является лишь функцией линейных плотностей колонны штанг, труб и столба откачиваемой жидкости.

Для того чтобы установка была уравновешена, необходимо соотношение эффективных площадей поршней штангового и трубного цилиндров выбрать в соответствии с уравнением (V.4) в зависимости от диаметров штанг, труб и скважинного насоса, т. е. обеспечить равенство расчетного и фактического параметров уравновешенности $K_р = K_ф$.

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРА УРАВНОВЕШЕННОСТИ

При определении параметра уравновешенности по формуле (V.4) необходим большой объем вычислений. Для упрощения расчетов можно пользоваться номограммами (рис. V.3 и V.4) для определения параметра уравновешенности установки в зависимости от конструкции ее подземной части. Кроме того, с помощью этой номограммы можно решать и обратную задачу — по заданному параметру определять характеристики элементов подземного оборудования.

По оси абсцисс номограммы отложены значения приведенной линейной плотности колонны штанг $q_ш$, по оси ординат — значения параметра $K_р$. Каждое семейство кривых соответствует определенному диаметру насосно-компрессорных труб, а каждая кривая в семействе — определенному диаметру плунжера скважинного насоса от 28 до 70 мм.

При определении $K_р$ в зависимости от диаметра и типа применяемых насосно-компрессорных труб выбирают сначала семейство, а в нем кривую, соответствующую диаметру используемого скважинного насоса. Из точки, отвечающей линейной плотности применяемых штанг, на оси абсцисс необходимо восставить перпендикуляр до пересечения с искомой прямой. Ордината точки пересечения даст значение параметра $K_р$.

Параметр равновесия можно определять и с помощью более простой, (но менее точной) эмпирической формулы

$$K_р = aq_ш + b,$$

где $q_ш$ — линейная плотность колонны штанг в воздухе, кг/м; a, b — постоянные, зависящие от условного диаметра плунжера скважинного насоса и применяемых насосно-компрессорных труб (табл. V.2).

Изменение величины $K_ф$ осуществляется изменением диаметра фальшштока. Диаметр фальшштока, который необходимо установить, чтобы выпол-

ТАБЛИЦА V.2

ЗНАЧЕНИЯ ПОСТОЯННЫХ a И b ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РАВНОПРОЧНЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ($\tilde{k} = 0{,}197$)

Условный диаметр плунжера скважинного насоса, мм	Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм			
	48	60	73	89
	a			
	0,152	0,102	0,072	0,049
	b			
28	0,061	0,040	0,036	0,028
32	0,119	0,059	0,047	0,035
38	0,121	0,080	0,067	0,049
44	0,191	0,104	0,082	0,061
55	0,171	0,235	0,125	0,094
68	0,300	0,218	0,172	0,130
89	0,460	0,358	0,284	0,213

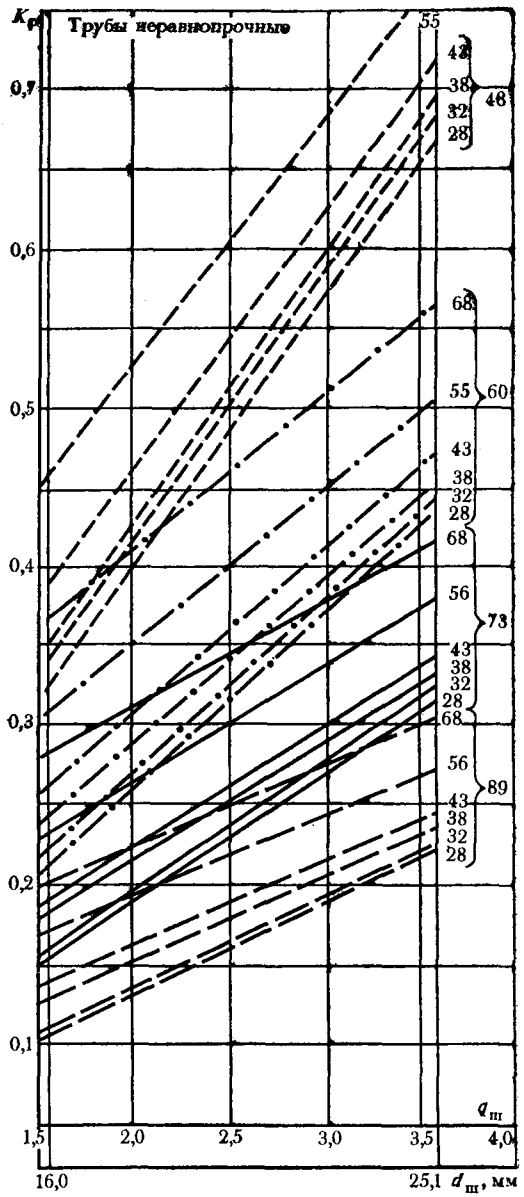


Рис. V.3. Номограмма для определения параметра уравновешенности для неравнопрочных насосно-компрессорных труб ($\bar{k}=0{,}197$)

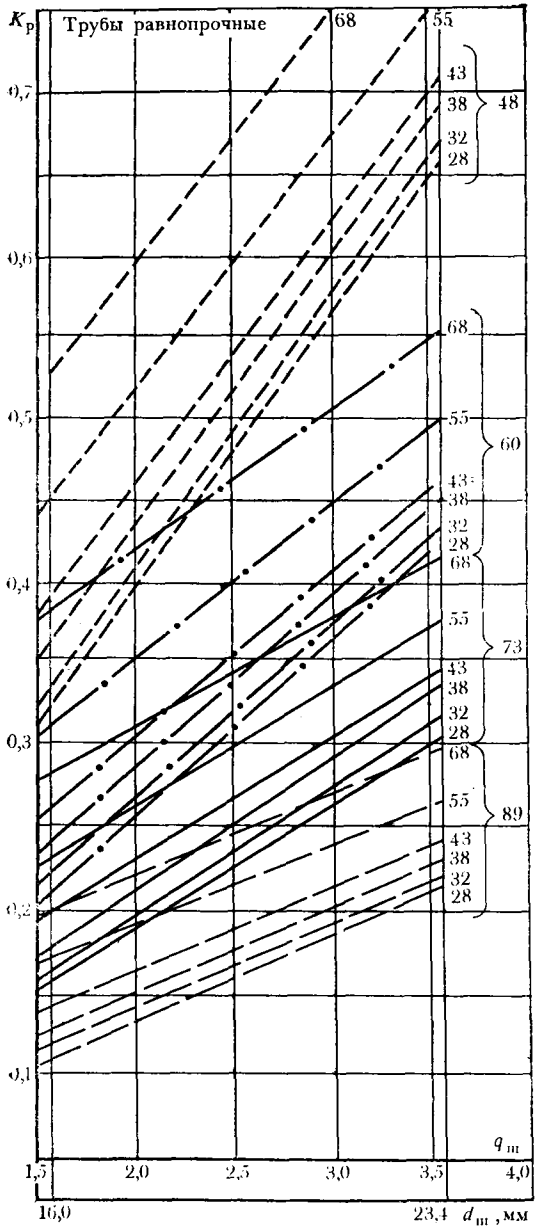


Рис. V.4. Номограмма для определения параметра уравновешенности для равнопрочных насосно-компрессорных труб ($\bar{k}$=0,197)

нялось соотношение $K_р = f_ш / F_т$,

$$D_{ф\,ш} = \sqrt{\frac{K_ф D^2 - d^2 + d^2_{шт}}{K_ф}}, \qquad (V.6)$$

где $D_{ф\,ш}$ — диаметр фальшштока, м; D — диаметр поршня трубного цилиндра, смонтированного на установке, м; d — диаметр поршня штангового цилиндра, м; $d_{шт}$ — диаметр штока штангового цилиндра, м.

Диаметры поршней и штоков для соответствующего типоразмера установки указаны в ее паспорте.

Определение диаметра фальшштока

Диаметр фальшштока по заданному параметру уравновешенности K можно определить по (V.6). С достаточной точностью можно пользоваться номограммой (рис. V.5). Кривые соответствуют определенному диаметру трубного цилиндра.

Для определения диаметра фальшштока из точки, соответствующей заданному значению K, надо провести горизонталь до пересечения с кривой, соответствующей диаметру трубного цилиндра, смонтированного на установке (180 или 200 мм). Из точки пересечения опустить перпендикуляр на ось $D_{ф\,шт}$. Полученная точка — значение диаметра фальшштока. При несовпадении рассчитанного диаметра с диаметрами имеющихся в наличии штоков следует принять ближайший меньший диаметр, затем в обратном порядке (пунктирная линия) определить фактическое значение параметра уравновешенности K.

Для нормализованного ряда фальшштоков параметры уравновешенности приведены в табл. V.3.

Идеальное уравновешивание установки, т. е. точное выполнение равенства $K_ф = K_р$, может быть обеспечено в том случае, если смонтированный в установке фальшшток обеспечивает соотношение $f_ш / F_т$, равное $K_р$, определенное по формуле (V.4).

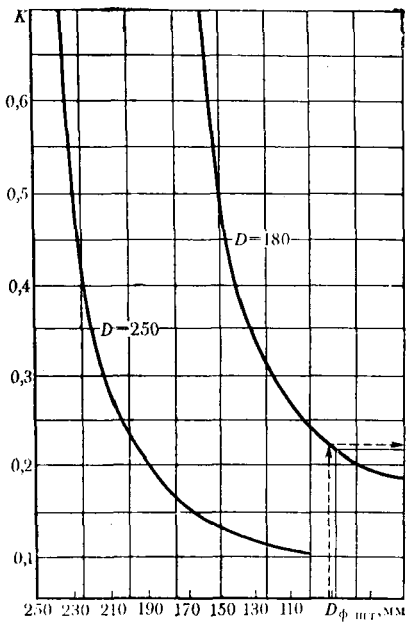


Рис. V.5. Номограмма для определения диаметра фальшштока

Однако, так как диаметры ряда фальшштоков — величины дискретные, а значение параметра уравновешенности может изменяться непрерывно, то может иметь место случай, когда $K_ф \neq K_р$.

ТАБЛИЦА V.3

ПАРАМЕТРЫ УРАВНОВЕШЕННОСТИ $K_ф$ ДЛЯ НОРМАЛИЗОВАННОГО РЯДА ФАЛЬШШТОКОВ

Параметр уравновешенности	Диаметр фальшштока, мм									
	90	100	110	120	130	140	145	150	155	160
При $\widetilde{k} = 0,197$	0,221	0,239	0,264	0,298	0,346	0,420	0,472	0,543	0,642	0,790
При $\widetilde{k} = 0,254$	0,222	0,236	0,254	0,276	0,306	0,347	0,373	0,404	0,443	0,491

Разница между значениями фактического и расчетного параметров уравновешенности $K_ф - K_р = \Delta K$ предопределяет различие величин давлений, развиваемых силовым насосом при ходе штанг вверх и вниз от давления, которое он должен развивать при полностью уравновешенной установке.

Изменение величин давлений при ходе штанг вверх и вниз относительно давления, развиваемого при уравновешенном приводе, может быть учтено коэффициентом $\eta(\Delta K)$ равным соответственно при ходе штанг вверх и вниз

$$\eta_э(\Delta K) = \frac{\left[\frac{q_ш + q_ж}{K_р + \Delta K} - q_т - q_к\right](K_р + \widetilde{k})}{q_ж(1 + K_р)\widetilde{k}}, \qquad (V.7)$$

$$\eta_ш(\Delta K) = \frac{[(K_р + \Delta K)(q_т + q_к + q_ж) - q_ш](K_р + \widetilde{k})}{q_ж(1 + K_р)\widetilde{k}}. \qquad (V.8)$$

Уравновешивание привода

Точное уравновешивание установок при несоответствии требуемого и имеющегося в наличии фальшштока возможно изменением линейной плотности колонны штанг или труб, что осуществляется или установкой грузов в точке подвеса штанг или труб, или изменением конструкции колонны штанг или труб, что и обеспечит соответствующее изменение массы.

Масса, которую необходимо подвесить в точке подвеса штанг или труб,

$$Q_ш = L\frac{A'(K_р + \Delta K)^2 + B'(K_р + \Delta K) + C'}{K_р + \Delta K + \widetilde{k}}, \qquad (V.9)$$

$$Q_т = -L\frac{A'(K_р + \Delta K)^2 + B'(K_р + \Delta k) + C'}{(K_р + \Delta K)^2 + \widetilde{k}(K_р + \Delta K)}, \qquad (V.10)$$

где A', B', C' — коэффициенты, см. (V.4); L — глубина подвески скважинного насоса; $K_р + \Delta K$ — фактический параметр уравновешенности установки; $K_р$ — расчетный параметр уравновешенности по (V.4).

При установлении конструкции колонны необходимо определить:

1) фактический параметр уравновешенности;

2) линейную плотность колонны штанг $q_ш$, общая масса которой откорректирована с учетом массы дополнительных грузов $Q_ш$;

3) длины ступеней колонны штанг и их диаметры, зная $q_ш$.

Кинематика движения точек подвеса штанг и труб

Из условия неразрывности потока жидкости в трубопроводе, соединяющем нижние полости штангового и трубного цилиндров, следует, что $F_т l_т = f_ш l_ш$, или с учетом (V.3).

$f_ш/F_т = l_т/l_ш = k_ф$, где $l_т$ — длина хода точки подвеса труб, м; $l_ш$ — длина хода точки подвеса штанг, м.

Поскольку длина хода плунжера скважинного насоса относительно цилиндра равна сумме абсолютных длин ходов штангового и трубного цилиндров (без учета деформации штанг) $l_н = l_ш + l_т$, то длины ходов штанг и труб

$$l_ш = \frac{l_н}{1 + K_ф}; \quad l_т = \frac{K_ф l_н}{1 + K_ф}. \qquad (V.11)$$

Аналогичный вид имеют уравнения для скоростей перемещения штанг и труб:

$$v_ш = \frac{v_н}{1 + K_ф}; \quad v_т = \frac{K_ф v_н}{1 + K_ф}, \qquad (V.12)$$

где $v_ш$, $v_т$ — абсолютная скорость движения точки подвеса штанг труб; $v_н$ — относительная скорость движения этой точки.

Закономерность перемещения и изменения скорости точек подвеса штанг и труб (рис. V.6) состоит из нескольких фаз; *1* — пауза, обусловленная переключением силового золотника; в это время точки подвеса штанг и труб неподвижны; *2* — разгон штанг и труб; в этот период силовой насос начинает подавать масло в цилиндры и его расход постепенно увеличивается; *3* — установившееся движение штанг и труб, т. е. скорости перемещения точек подвеса штанг и труб постоянны; *4* — торможение штанг и труб. В начале участка *4* золотник начинает перемещаться, и поток масла к цилиндрам уменьшается. Скорость перемещения штанг и труб уменьшается до нуля; *5* — пауза, обусловленная переключением силового золотника; *6* — разгон движения штанг и труб в направлении, противоположном фазам *2—5*; *7* — установившееся движение штанг вниз, а труб вверх; *8* — торможение штанг и труб; *9* — пауза.

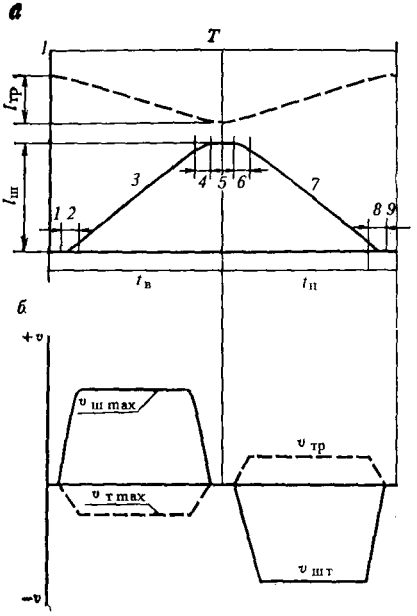


Рис. V.6. Циклограмма (*а*) и скорость (*б*) поршней штангового (сплошная) и трубного (пунктирная) гидроцилиндров

Затем цикл повторяется. Во время фаз *2—5* плунжер скважинного насоса перемещается относительно цилиндра вверх, во время фаз *6—8* вниз, что и обеспечивает рабочий цикл насоса.

Скорости перемещения поршней трубного и штангового цилиндров при установившемся движении

$$\left.\begin{aligned} v_{ш\,в} &= \frac{Q\tilde{k}}{f_ш N K_ф};\quad v_{т\,н} = \frac{Q\tilde{k}}{f_ш N};\\ v_{ш\,н} &= \frac{Q}{f_ш N};\quad v_{т\,в} = \frac{QK_ф}{f_ш N}, \end{aligned}\right\} \qquad (V.13)$$

где Q — подача силового насоса, м³/с.

Скорость перемещения штанг относительно труб в зоне подвески (или плунжера скважинного насоса относительно цилиндра без учета деформаций штанг и труб) для установившегося движения

$$v_в = \frac{Q\tilde{k}(1+K_ф)}{f_ш N K_ф};\quad v_н = \frac{Q(1+K_ф)}{f_ш N}. \qquad (V.14)$$

Перемещение точки подвеса штанг (и труб соответственно) в периоды неустановившегося движения описывается следующим уравнением:

$$Rx'' + S\left(\frac{x'}{t}\right)^2 + Tx + U = 0 \qquad (V.15)$$

Коэффициенты уравнения R, S, T, U в зависимости от фазы и направления движения принимают соответствующие значения. При эксплуатации установок представляет интерес определение максимальных ускорений при разгоне штанг во время хода вверх и вниз:

$$x''_{\max в} = g\frac{q_т + q_к + q_ж - q_ш/K_ф + p_в F/gL}{q_т\Delta_т + q_ш\Delta_ш}, \tag{V.16}$$

где

$$x''_{\max н} = g\frac{q_ш + q_ж - K_ф(q_т + q_к) + p_н f/gL}{q_т\Delta_т + q_ш\Delta_ш}, \tag{V.17}$$

Δ — коэффициент приведенной массы, учитывающей массу штанг или труб, движущихся с ускорением;

$$\Delta_т = \frac{2\varphi K_ф + K_ф + 1}{2(1+\varphi)};$$

$$\Delta_ш = \frac{2 + \varphi - \varphi K_ф}{2(1+\varphi)};$$

где $f_{шт}$ — площадь поперечного сечения штанги; $f_т$ — то же, трубы. $\varphi = f_{шт}/f_т$; если материал штанг и труб одинаков, то это отношение можно заменить соотношением их линейных плотностей в воздухе $\varphi = q_ш/q_т$.

Продолжительность неустановившегося движения точки подвеса штанг

$$\left.\begin{aligned} t_н &= \frac{Q_н}{Nf_ш x''_{\max н}(1+k_а)};\\ t_в &= \frac{\widetilde{k}Q_н}{Nf_ш K_ф x''_{\max в}(1+k_а)}, \end{aligned}\right\} \tag{V.18}$$

где $k_а$ — коэффициент, учитывающий характер изменения величины ускорения в период неустановившегося движения точки подвеса штанг. Его величина для выпускаемых в настоящее время установок АГН изменяется в пределах 0,9—0,1 и зависит от диаметра плунжера скважинного насоса.

При регулировке переливного клапана на максимальное давление, развиваемое силовым насосом, исходят из условий недопущения появления сжимающих напряжений в колонне штанг в период их разгона во время хода вниз. Тогда давление, на которое должен быть настроен клапан,

$$p_{кл} = \frac{gL}{Nf_ш}[q_т\Delta_т + q_ш\Delta_ш - q_ш - q_ж + K_ф(q_т + q_к)]. \tag{V.19}$$

Давление, развиваемое силовым насосом при уравновешенном приводе в период установившегося движения и обусловленное только полезной нагрузкой,

$$p = \frac{Lgq_ж(1+K_ф)\widetilde{k}}{f_ш N(K_ф + \widetilde{k})}. \tag{V.20}$$

Давление, развиваемое силовым насосом при уравновешенном приводе с учетом инерционных составляющих, сил трения и других факторов

$$p = Lgq_ж\frac{(1+K_ф)\widetilde{k}}{Nf_ш(K_ф + \widetilde{k})}\prod_{i=1}^{m}\eta_i, \tag{V.21}$$

где η_i — коэффициенты, учитывающие изменение давления, обусловленного эксплуатационными факторами.

Время двойного хода штанг

$$t_{\Sigma} = t_{\text{ш в}} + t_{\text{ш н}} + t_{\text{п}}.$$

Приближенно, с достаточной для практики точностью, его можно определить по формуле

$$t_{\Sigma} = \frac{l_{\text{н}} f_{\text{ш}} N (K_{\text{ф}} + \widetilde{k})}{Q(1 + K_{\text{ф}})\widetilde{k}}. \qquad \text{(V.22)}$$

Соответственно приближенное число двойных ходов плунжера в единицу времени (в минуту)

$$n = \frac{60Q(1 + K_{\text{ф}})\widetilde{k}}{l_{\text{н}} f_{\text{ш}} N (K_{\text{ф}} + \widetilde{k})}. \qquad \text{(V.23)}$$

Подача силового насоса, обеспечивающая необходимое число двойных ходов в минуту,

$$Q = \frac{n l_{\text{н}} f_{\text{ш}} N (K_{\text{ф}} + \widetilde{k})}{60(1 + K_{\text{ф}})\widetilde{k}}. \qquad \text{(V.24)}$$

Подачи силовых насосов, наиболее часто применяемые в гидроприводных установках, приведены в табл. V.4.

ТАБЛИЦА V.4

Силовой насос НД 160 тгл 10859	Удельная подача, см³/об	Частота вращения вала насоса, об/мин	Теоретическая подача	
			л/мин	м³/с
Одна секция	69	720	50	$0{,}83 \cdot 10^{-3}$
		960	67	$1{,}12 \cdot 10^{-3}$
		1440	100	$1{,}67 \cdot 10^{-3}$
Две секции	138	720	100	$1{,}67 \cdot 10^{-3}$
		960	133	$2{,}22 \cdot 10^{-3}$
		1440	200	$3{,}33 \cdot 10^{-3}$
Три секции	207	720	150	$2{,}50 \cdot 10^{-3}$
		960	200	$3{,}33 \cdot 10^{-3}$
		1440	300	$5{,}00 \cdot 10^{-3}$

Определение усилий в точках подвеса штанг и труб

При установившемся движении штанг и труб усилия в точках их подвеса определяются по формулам табл. V.5, где $q'_{\text{ж}}$ — фиктивная средняя плотность столба жидкости над плунжером скважинного насоса, обусловленная буферным давлением, кг/м;

$$q'_{\text{ж}} = \frac{f_{\text{н}} p_{\text{б}}}{Lg};$$

$q'_{\text{к}}$ — фиктивная средняя плотность кольцевого столба жидкости, обусловленная буферным давлением, кг/м;

$$q'_{\text{к}} = \frac{f_{\text{к}} p_{\text{б}}}{Lg},$$

$f_{\text{н}}$ — площадь поперечного сечения плунжера скважинного насоса, м²; $f_{\text{к}}$ — площадь кольца, обусловленного разницей внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб и диаметра плунжера глубинного насоса, м²; $p_{\text{б}}$ — бу-

ТАБЛИЦА V.5.

Направление движения точки подвеса штанг	Усилия в точке подвеса	
	штанг	труб
Вверх	$P_{шз} = Lg/(q_ш + q_ж + q'_ж) \times \times (1 + m_в) + L\tau_з$	$P_{т\,н} = Lg(q_т + q_к + q'_к) \times \times (1 - K_ф m_в) - Lr_н$
Вниз	$P_{шн} = Lgq_ш(1 - m_н) - Lr_н$	$P_{т\,в} = Lg(q_т + q_к + q_ж + + q'_к + q_ж')(1 + K_ф m_н) + Lr_в$

ферное давление на устье скважины, МПа; L — глубина подвески насоса, м; g — ускорение свободного падения, м/с^2.

Линейные плотности штанг и труб для одноступенчатой колонны приведены в табл. V.7 и V.8 соответственно, а линейные плотности столба жидкости над плунжером и кольцевым столбом жидкости — в табл. V.9 и V.11.

При движении вверх в период неустановившегося движения максимальное усилие в точке подвеса штанг с достаточной точностью можно определить по формуле

$$P_{max} = Lg\left[q_ж + q_ш\left(1 + \frac{m_{max} \cdot k_a}{2}\right)\right] + f_{шт}E\frac{\tilde{Qk}}{f_ш NK_ф a}\left(1 + 0{,}3 \times \right.$$

$$\left. \times \frac{q^2_ж - q_ж q_ш \rho_ж/\rho_{ст}}{q_ш(q_ж + q_к) - q^2_ш \rho_ж/\rho_{ст}}\right) + f_н p_б + L\tau. \qquad (V.25)$$

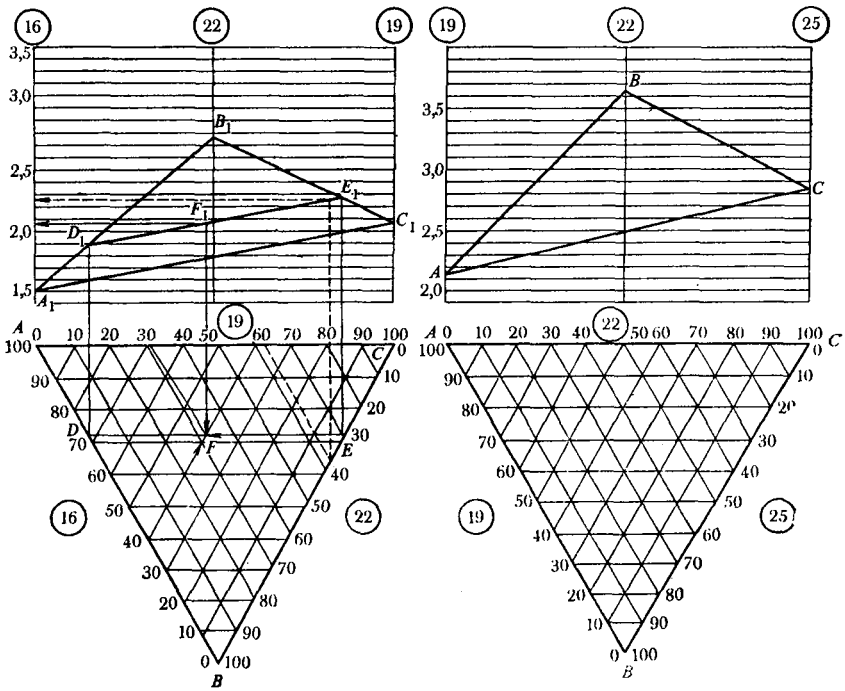


Рис. V.7. Номограмма для определения приведенной линейной плотности ступенчатой колонны штанг

Формула выведена в предположении, что процесс разгона точки подвеса штанг достаточно скоротечен (это подтверждается промысловыми экспериментами) и процесс разгона столба жидкости начинается после окончания процесса упругого деформирования колонны штанг.

При применении ступенчатой колонны штанг для определения приведенной линейной плотности необходимо использовать следующую формулу:

$$q_{\text{ш пр}} = q_\alpha \frac{l_\alpha}{L} + q_\beta \frac{l_\beta}{L} + q_\gamma \frac{l_\gamma}{L}, \qquad \text{(V.26)}$$

где q_α, q_β, q_γ — линейная плотность участков одного диаметра ступенчатой колонны штанг; l_α, l_β, l_γ — длина участков одного диаметра ступенчатой колонны штанг соответственно.

Однако применение этой формулы связано с громоздкими вычислениями, которые можно заменить, используя номограмму (рис. V.7).

Номограмма для определения приведенной линейной плотности ступенчатой колонны штанг

Номограмма позволяет по заданному процентному соотношению α, β, γ длин штанг различного диаметра d_α, d_β, d_γ в двух-или трехступенчатой колонн определить приведенную линейную плотность $q_{\text{ш пр}}$, а также по заданной приведенной линейной плотности определить процентное содержание штанг различного диаметра при $\rho_{\text{ж}}=1000$ кг/м^3.

Каждая номограмма для колонн, состоящих из штанг диаметром 16, 19, 22 мм и 19, 22, 25 мм и обозначенных «16—22» и «19—25» соответственно, состоит из двух систем координат: треугольной и прямоугольной.

Рассмотрим пример решения прямой задачи, т. е. определение $q_{\text{ш пр}}$ на диаграмме «16—22». Необходимо определить приведенную линейную плотность колонны штанг, состоящей из 28% штанг диаметром 22 мм, 32% — 19 мм, 40% — 16 мм. Для этого на шкалах «22», «19» и «16» необходимо отметить точки, соответствующие процентному содержанию штанг отдельных диаметров на шкале «22» точка 28 и т. д. На пересечении прямых, проведенных из этих точек, получим точку F (три прямые должны пересечься в одной точке, так как 28%+32%+40%=100%). Далее через точку F проводится горизонталь до пересечения с осями треугольной системы координат — точки D и F, после чего нужно найти проекции этих точек на одноименных сторонах треугольника ABC. Проекция точки F на линии D_1, E_1 дает точку F_1, ордината которой есть искомое значение приведенной линейной плотности колонны штанг 2 (кг/м). Результат расчетов по формуле 1,99 кг/м.

Для двухступенчатой колонны, например, штанги диаметром 22 мм, 35%, 19 мм — 65%, расчет приведенной линейной плотности ведется следующим образом: точка 35 на оси «22» проектируется на линию B_1C_1 (пунктирная линия). Ордината ее проекции даст и искомую величину $q_{\text{ш пр}}=2{,}62$.

Решение обратной задачи — подбор конструкции колонны штанг по заданной приведенной линейной плотности — проводится в обратном порядке. В прямоугольной системе координат проводится горизонталь с ординатой, соответствующей заданной значению плотности.

Точки ее пересечения со стороны треугольника сносятся на соответствующие оси треугольной системы координат, и линия, соединяющая их, будет геометрическим местом точек, удовлетворяющих условию задачи. Процентное содержание штанг каждого диаметра определяется с учетом прочностного расчета, практического опыта либо по рекомендации справочника.

ВЛИЯНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА РАБОТУ ПРИВОДА

Зависимости для определения параметра уравновешенности (V.4) найдены исходя из условия, что буферное давление равно нулю, динамический

ТАБЛИЦА V.6

ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРАТНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, РАЗВИВАЕМОГО СИЛОВЫМ НАСОСОМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ

Эксплуатационный фактор	Формула для определения влияния фактора	Ход штанг вверх	Ход штанг вниз
Степень заполнения НКТ пластовой жидкостью	$\eta = p'/p = 1 - \dfrac{\Omega_1 \Delta H}{H}$	$\Omega_{1в} = \dfrac{-(q_ш\widetilde{\rho} - q_ж)/K_ф - q_к}{\omega_в}$	$\Omega_{1н} = \dfrac{K_ф(q_к + q_ж) + q_ш\widetilde{\rho}}{\omega_н}$
Буферное давление	$\eta_б = p'/p = 1 + \dfrac{\Omega_2 p_б}{L_ж g}$	$\Omega_{2в} = \dfrac{f_п/K_ф - f_к}{\omega_в}$	$\Omega_{2н} = \dfrac{K_ф(f_п + f_к)}{\omega_н}$
Динамический уровень пластовой жидкости в скважине	$\eta_у = p'/p = 1 - \Omega_3 \dfrac{H - h_{дин}}{H}$	$\Omega_{3в} = \dfrac{q_ж/K_ф - q_т\rho_ж/\rho_{ст} - q_к}{\omega_в}$	$\Omega_{3н} = \dfrac{K_ф(q_т\rho_ж/\rho_{ст} + q_к + q_ж)}{\omega_н}$
Плотность пластовой жидкости	$\eta = p'/p = 1 + \Omega_4 \dfrac{\Delta\rho}{\rho}$	$\Omega_{4в} = \dfrac{(q_ж - \widetilde{\rho}q_ш)/K_ф - q_к}{\omega_в}$	$\Omega_{4н} = \dfrac{K_ф(q_к + q_ж) + \widetilde{\rho}q_ш}{\omega_н}$
Силы трения колонны штанг и НКТ	$\eta_{тр} = p'/p = 1 + \mu_ш\Omega_5 + \mu_т\Omega_6$	$\Omega_{5в} = \dfrac{(1 + 1/K_ф)\,q_ш}{\omega_в}$ $\Omega_{6в} = \dfrac{q_т' + q_ш + q_к + q_ж}{\omega_в}$	$\Omega_{5н} = \dfrac{(1 + K_ф)\,q_ш}{\omega_н}$ $\Omega_{6н} = \dfrac{K_ф(q_т + q_ш + q_ж + q_к)}{\omega_н}$
Динамический фактор для неустановившегося движения штанг	$\eta_{дин} = p'/p = 1 + m\Omega_7$	$\Omega_{7в} = \dfrac{(q_ш + q_ж)/K_ф + (q_т + q_к)\,K_ф}{\omega_в}$	$\Omega_{7н} = \dfrac{K_ф^2(q_т + q_к + q_ж) + q_ш}{\omega_н}$

$\omega_в = (q_ш + q_ж)/K_ф - (q_т + q_к)$; $\omega_н = K_ф(q_т + q_к + q_ж) - q_ш$; $\widetilde{\rho} = \dfrac{\rho_{вода}/\rho_{ст}}{1 - \rho_{вода}/\rho_{ст}}$, где $\rho_{вода}$ — плотность технической воды; $\rho_{ст}$ — плотность стали.

уровень находится у приема скважинного насоса, плотность пластовой жидкости $\rho_ж=1000$ кг/м^3, а колонна НКТ заполнена пластовой жидкостью, силы трения между элементами внутрискважинного оборудования отсутствуют.

Зависимость величины давления, развиваемого силовым насосом, от перечисленных факторов можно учесть следующим образом (табл. V.6):

$$p'_i/p_i = 1 - \Omega_i \frac{\Delta\Phi_i}{\Phi_i}, \qquad (V.27)$$

где p'_i — давление, развиваемое силовым насосом при действии одного из перечисленных факторов; Ω_i — коэффициент пропорциональности, соответствующий данному фактору; $\Delta\Phi_i/\Phi_i$ — относительное изменение фактора.

Все эксплуатационные факторы в различной степени отражаются на уравновешенности установки, причем для определенных значений диаметров скважинных насосов это влияние минимально.

Так, например, степень заполнения насосно-компрессорных труб пластовой жидкостью, изменяющаяся в процессе запуска установки, после длительного простоя минимальна для скважинных насосов всех типов с условным размером диаметра плунжера 55 мм.

Изменение буферного давления в наименьшей степени имеет значение для установок со вставными насосами диаметрами 38 и 43 мм и трубными — диаметром 43 мм.

От динамического уровня пластовой жидкости и ее плотности уравновешенность не зависит при применении насосов всех типов с плунжером диаметром 55 мм.

Уравновешенность установки тем меньше зависит от сил трения, чем больше условный размер насоса.

Мощность электродвигателя определяется по формуле

$$N_{дв} = \frac{QLq_ж(1+K_ф)\widetilde{k}g}{\eta_н\eta_д N f_ш (K_ф+\widetilde{k})} \sqrt{\alpha(\Pi_\alpha\eta_i)^2+\beta(\Pi_\beta\eta_i)^2}, \qquad (V.28)$$

где α — доля продолжительности установившегося движения точки подвеса штанг; β — доля продолжительности неустановившегося движения точки подвеса штанг в общем балансе времени двойного хода; $\eta_н$ — к. п. д. силового насоса; $\eta_н=0{,}98$; $\eta_д$ — к. п. д. двигателя; $\Pi_\alpha\eta_i$ — произведение коэффициентов, учитывающих эксплуатационные факторы в период установившегося движения; $\Pi_\beta\eta_i$ — произведение коэффициентов, учитывающих эксплуатационные факторы в период неустановившегося движения.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ

Технологический режим работы гидроприводной установки определяется комплексом показателей: длиной хода штанг в точке подвеса, параметром уравновешенности, ускорением при разгоне и торможении штанг, числом двойных ходов плунжера скважинного насоса в единицу времени, мощностью двигателя, необходимой для приведения установки в действие.

Все эти параметры следует устанавливать с учетом характеристики скважины. Надо иметь в виду, что длина хода точки подвеса штанг должна быть возможно близкой к паспортной длине хода.

Рассмотрим в качестве примера последовательность и содержание этапов расчета работы установки с использованием в качестве уравновешивающего груза колонны насосно-компрессорных труб, когда необходимо выбрать типоразмер установки АГН для вертикальной скважины, имеющей следующую характеристику:

глубина фильтра 1300 м, статический уровень $h_c=850$, коэффициент продуктивности пласта $K=0{,}145$ т/(сут·МПа); показатель в уравнении притока $m=0{,}94$; плотность жидкости $\rho_ж=1000$ кг/м^3; оптимальный дебит 0,4—0,5

от максимального; максимальное буферное давление на устье скважины $p_б = 0{,}98$ МПа.

1. Определим максимальный дебит Q_{max}. Для этого подставим заданные значения в уравнение притока:

$$Q_{max} = K\left[\frac{\rho}{10}(H - h_c - l_{min})\right]^m = 0{,}145\,[(1300 - 850 - 50)]^{0{,}94} =$$

$= 46{,}48$ т/сут.

Плотность жидкости принята 1 т/м^3, минимальное погружение скважинного насоса под уровень жидкости принято $l_{min} = 50$ м.

Оптимальный дебит принимаем равным 25 т/сут.

2. Определим динамический уровень

$$h_д = \frac{10}{\rho}\left(\frac{Q}{K}\right)^{1/m} + h_c = \frac{10}{1}\left(\frac{25}{1{,}45}\right)^{1/0{,}94} + 850 \approx 1050 \text{ м}.$$

С учетом глубины погружения под уровень жидкости длина подвески $L = 1100$ м.

3. Предварительно определим типоразмер установки. Для этого, исходя из максимальной глубины $L = 1100$ м, без учета буферного давления находим, что заданным условиям эксплуатации будет удовлетворять установка АГН=Л (табл. V.1) со скважинным насосом, имеющим диаметр плунжера 38 мм или 43 мм (табл. IV.2) при уменьшенном числе двойных качаний в минуту. С учетом обеспечения форсирования отбора жидкости в процессе эксплуатации принимаем насос НГН-2-43 с внутренним диаметром втулок 44 мм.

Скважинный насос для установки выбирается так же, как и при эксплуатации скважин с помощью балансирных станков-качалок, т. е. в соответствии с условиями эксплуатации и особенностями проведения подземного ремонта.

Длина хода плунжера скважинного насоса должна соответствовать паспортному значению длины хода точки подвеса штанг относительно труб. Диаметр колонны насосно-компрессорных равнопрочных труб принимаем равным 73 мм (внутренний диаметр 62 мм).

Конструкцию колонны примем из штанг стали марки 20 НМ, $[\sigma] = 90$ МПа. Длины ступеней диаметром 22 мм — 32%, 19 мм — 28%, 16 мм — 40%.

4. Определяем значение параметра уравновешенности K, которое гидропривод должен обеспечить. Для этого найдем линейную плотность элементов внутрискважинного оборудования.

Исходя из выбранных диаметров НКТ, насоса и штанг определяем по табл. V.8, V.9, V.11 $q_ж = 1{,}52$, $q_т = 9{,}53$, $q_к = 1{,}499$.

Определить $q_ш$ непосредственно из табл. V.7 нельзя, так как колонна ступенчатая, поэтому воспользуемся формулой

$$q_{ш\,пр} = q_α\frac{l_к}{L} + q_β\frac{l_β}{L} + q_т\frac{l_т}{L} = 2{,}75 \cdot 0{,}32 + 2{,}05 \cdot 0{,}28 + 1{,}54 \cdot 0{,}4 = 2{,}03.$$

Для определения значения $q_ш$ ступенчатой колонны можно также воспользоваться номограммой (см. рис. V.7), получаем $q_ш = 2{,}04$.

Величины $q'_ж$ и $q'_к$, обусловленные наличием буферного давления, определяем по формулам

$$q'_ж = \frac{f_н p_б}{Lg} = \frac{15{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot 98 \cdot 10^4}{1100 \cdot 9{,}81} = 0{,}138 \text{ кг/м};$$

$$q'_к = \frac{f_к p_б}{Lg} = \frac{14{,}99 \cdot 10^{-4} \cdot 98 \cdot 10^4}{1100 \cdot 9{,}81} = 0{,}136 \text{ кг/м}$$

Значения $f_н$, $f_к$ для заданного сочетания насосно-компрессорных труб и насоса взяты из табл. V.9 и V.10.

5. Определим параметр уравновешенности $K_р$.

При комплектации установки трубным цилиндром с внутренним диаметром D=180 мм, штанговым цилиндром диаметром d= 80 мм

$$k = d^2/D^2 = \frac{80^2}{180^2} = 0{,}197.$$

Определим параметр уравновешенности, не учитывая буферного давления, т. е. значения $q'_ж$ и $q'_к$ принимать во внимание не будем. Подставив полученные значения линейных плотностей элементов подземной части установки в формулу (V.4) и решив уравнение, получим

$$K_р = \frac{-\widetilde{k}q_т - \widetilde{k}q_к + q_ш + \sqrt{(\widetilde{k}q_т + \widetilde{k}q_к - q_ш)^2 + 4(q_т + q_к + q_ж)(\widetilde{k}q_ш + \widetilde{k}q_ж)}}{2(q_т + q_к + q_ж)} =$$

$$= \frac{1}{2(9{,}53 + 1{,}499 + 1{,}520)}[-0{,}197 \cdot 9{,}57 - 0{,}197 \cdot 1{,}499 + 2{,}03 + \sqrt{(0{,}197 \cdot 9{,}53 + 0{,}197 \cdot 1{,}499 - 2{,}03)^2 + 4(9{,}53 + 1{,}499 + 1{,}520)(0{,}197 \cdot 2{,}03 + 0{,}197 \cdot 1{,}520)}} = 0{,}230.$$

Для определения параметра уравновешенности можно воспользоваться номограммой (см. рис. V.4), из которой следует, что $K_р$=0,232.

6. Определим диаметр фальшштока.

Диаметр фальшштока, обеспечивающий значение параметра уравновешенности K=0,230, определяем по формуле

$$D_{ф\,ш} = \sqrt{\frac{K_р D^2 - d^2 + d^2_{шт}}{K_р}} = \sqrt{\frac{0{,}23 \cdot 180^2 - 80^2 + 32^2}{0{,}23}} = 95 \text{ мм},$$

где $d_{шт}$ — диаметр штока штангового цилиндра рассматриваемой установки; $d_{шт}$=32 мм.

В комплекте установки имеются штоки с ближайшими значениями диаметров 90 и 100 мм. С помощью номограмм (см. рис. V.4) определяем параметр уравновешенности, соответствующий фальшштоку диаметром 100 мм. Получаем $K_ф$=0,24. Таким образом, имеем

$\Delta K = K_ф - K_р = 0{,}24 - 0{,}23 = 0{,}01$.

7. Определим величину дополнительного груза при не полностью уравновешенной установке, например, если неуравновешенность обусловлена несоответствием установленного и требуемого диаметров фальшштоков трубного цилиндра. Это возможно, если в рассматриваемом примере вместо фальшштока диаметром 95 мм установлен фальшшток диаметром 100 мм.

Тогда фактическое значение параметра равновесия

$$K_ф = \frac{d^2 - d^2_{шт}}{D^2 - D^2_{ф\,ш}} = \frac{80^2 - 32^2}{180^2 - 100^2} = 0{,}239.$$

Величина $\Delta K = K_ф - K_р = 0{,}239 - 0{,}230 \approx 0{,}01$, что соответствует полученному выше результату.

Определим значения коэффициентов уравнения (значения q_i были определены в п. 4):

$A = q_ж + q_т + q_к = 12{,}55$,

$B = \tilde{k}(q_т + q_к) - q_ш = 0{,}14$,

$C = -\tilde{k}(q_ш + q_ж) = -0{,}69$.

Поскольку $\Delta K>0$, подставив A, B и C в формулу (V.9), получим

$$Q_{ш}=L\frac{A(K_{т}+\Delta K)^{2}+B(K_{т}+\Delta K)+C}{K_{т}+\Delta K+\tilde{k}}=$$

$$=1100\frac{12,55\cdot0,24^{2}+0,14\cdot0,24^{2}-0,69}{0,24+0,197}=152 \text{ кг}.$$

Для уравновешивания установки необходимо увеличить массу штанг на 152 кг, что можно обеспечить или монтажом утяжеленных штанг, или изменением конструкции колонны штанг таким образом, что линейная плотность ее будет больше имеющейся на величину $q_{ш\,доп}=Q_{ш}/L=0,138$ кг/м.

Суммарная линейная плотность колонны должны быть

$q_{ш}+q_{ш\,доп}=2,03+0,138=2,168$ кг/м.

8. Определим давление настройки переливного клапана.

Для этого воспользуемся формулой (V.19).

Предварительно определим $\Delta_{т}$ и $\Delta_{ш}$. Поскольку материал НКТ и штанг один и тот же, то $\varphi=q_{т}/q_{ш}=9,53/2,03=4,69$.

$$\Delta_{т}=\frac{2\varphi K_{ф}+K_{ф}-1}{2(1+\varphi)}=\frac{2\cdot4,69\cdot0,24+0,24-1}{2(1+4,69)}=0,131$$

$$\Delta_{ш}=\frac{2+\varphi-\varphi K_{ф}}{2(1+\varphi)}=\frac{2+4,69-4,69\cdot0,24}{2(1+4,69)}=0,489$$

$$p_{кл}=g\frac{L}{N f_{ш}}(q_{т}\Delta_{т}+q_{ш}\Delta_{ш}-q_{ш}-q_{ж}+K_{ф}q_{т}+K_{ф}q_{к}).$$

$$N=\frac{d^{2}}{d^{2}-d^{2}_{ш}}=\frac{80^{2}}{80^{2}-32^{2}}=1,19.$$

Тогда получим

$$p_{кл}=9,81\frac{1100}{1,19\cdot42,2\cdot10^{-4}}(9,53\cdot0,131+2,03\cdot0,489-2,03-$$

$$-1,52+0,24\cdot9,53+0,24\cdot1,499)\approx2,41 \text{ МПа}$$

9. Установим максимальное усилие при ходе штанг вверх. Предварительно определим значение $m_{max\,в}$:

$$m_{max\,в}=\frac{q_{т}+q_{к}+q_{ж}-q_{ш}/K_{ф}+p_{в}F/gL}{q_{т}\Delta_{т}+q_{ш}\Delta_{ш}}=$$

$$=\frac{9,53+1,499+1,52-2,03/0,24+\dfrac{2,41\cdot10^{6}\cdot254\cdot10^{-4}}{9,81\cdot1100}}{9,53\cdot0,131+2,03\cdot0,489}=4,35,$$

где F — площадь поперечного сечения трубного цилиндра;

$$F=\frac{\pi}{4}D^{2}=\frac{\pi}{4}18^{2}\cdot10^{-4}=254\cdot10^{-4} \text{ м}^{2},$$

получим $m=4,35$;

$$P_{max}=1100\cdot9,81\left[1,52+2,03\left(1+\frac{4,35\cdot0,25}{2}\right)\right]+$$

$$+2,59\cdot10^{-4}\cdot2\cdot10^{11}\frac{0,0025\cdot0,197}{42,2\cdot10^{-4}\cdot0,239\cdot5\cdot10^{3}}\times$$

$$\times\left(1+0,3\frac{1,52^{2}-1,52\cdot2,03\cdot1000/7800}{2,03(1,52+1,499)-2,03^{2}\cdot1000/7800}\right)+14,9\cdot10^{-4}\cdot98\cdot10^{4}\approx58 \text{ кН}.$$

При определенной нагрузке может быть использована установка АНГ-Л, паспортное значение усилия в точке подвеса штанг для которой составляет 60 кН, поскольку для установок АГН допустимо превышение нагрузки на 10%. Эту установку и выбираем для привода скважинного насоса.

Если максимальное усилие в точке подвеса штанг превышает паспортное больше, чем на 10%, а условия эксплуатации не позволяют выбрать установку другого типо-размера, можно применять данную установку, но при этом необходимо:

а) чтобы выполнялось условие $P_{\text{пасп}} \geqslant L[g(q_{\text{ш}}+q_{\text{ж}})+\tau]$;

б) давление срабатывания переливного клапана $p_{\text{кл}}$ необходимо соответственно уменьшить.

10. Регулировка длины хода штанг и труб в точке подвеса.

Определим, как нужно настроить реверсирующее устройство установки, чтобы обеспечить необходимый ход плунжера относительно цилиндра скважинного насоса. Полагаем, что длина хода плунжера скважинного насоса составляет 1,8 м.

Определим фактическую длину хода скважинного насоса относительно цилиндра с учетом деформации штанг и насосно-компрессорных труб.

Средняя площадь поперечного сечения колонны штанг

$$f_{\text{ш ср}} = \frac{1}{\frac{l_\alpha/L}{f_\alpha}+\frac{l_\beta/L}{f_\beta}+\frac{l_\gamma/L}{f_\gamma}} = \frac{1}{\frac{0,32}{3,8}+\frac{0,28}{2,83}+\frac{0,4}{2,01}} = 2,59 \text{ см}^2 = 2,59\cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{q_{\text{ж}} L^2 g}{E f_{\text{ш ср}}} = \frac{1,52\cdot 1100^2\cdot 9,81}{2\cdot 10^{11}\cdot 2,59\cdot 10^{-4}} = 0,35 \text{ м},$$

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{q_{\text{ж}} L^2 g}{E f_{\text{тр}}} = \frac{1,52\cdot 1100^2\cdot 9,81}{2\cdot 10^{11}\cdot 11,7\cdot 10^{-4}} = 0,08 \text{ м},$$

где E — модуль упругости стали.

Длина хода точки подвеса штанг относительно точки подвеса насосно-компрессорных труб для обеспечения хода плунжера $l_{\text{н}}=1,8$ м должна составлять

$$l_{\text{н}} = l + \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}} = 1,8 + 0,35 + 0,8 \approx 2,2 \text{ м}.$$

Для обеспечения этой длины хода поршень трубного цилиндра должен иметь ход, равный

$$l_{\text{т}} = \frac{lK_{\text{ф}}}{1+K_{\text{ф}}} = \frac{2,2\cdot 0,24}{1+0,24} = 0,42 \text{ м}.$$

При первом пуске установки упоры реверса следует разместить на расстоянии 0,35 м и при работе установки измерить фактическую длину хода устьевой трубы. Затем необходимо (предварительно остановив установку) с учетом полученной поправки установить упоры таким образом, чтобы фактическая длина хода этой трубы соответствовала рассчитанному; при этом, если длина хода будет равна 0,42 м, то относительная длина хода составит 2,2 м.

11. Выбор силового насоса.

Исходя из заданного дебита $Q_{\text{н}}=25$ м^3/сут и коэффициента подачи скважинного насоса $\eta=0,75$, определим необходимое число качаний при длине хода плунжера скважинного насоса 1,8 м:

$$n = \frac{Q_{\text{н}}}{1440 f_{\text{н}} l_{\text{ф}} \eta} = \frac{25}{1440\cdot 15,2\cdot 10^{-4}\cdot 1,8\cdot 0,75} = 8,46.$$

Определим подачу силового насоса:

$$Q = \frac{nl_{н}f_{ш}N(\tilde{k}+K_{ф})}{60\tilde{k}(K_{ф}+1)} = \frac{8,46\cdot 2,2\cdot 42,2\cdot 10^{-4}\cdot 1,19(0,197+0,24)}{60\cdot 0,197(0,24+1)} =$$

$= 0,0028$ м³/с (167 л/мин).

По табл. V.4 находим наиболее близкое значение подачи силового насоса 150 л/мин ($2,5\cdot 10^{-3}$ м³/с). Эта подача может быть обеспечена при использовании трехсекционного шестеренного насоса при частоте вращения вала приводного двигателя $n=720$ об/мин.

12. Определение давления, развиваемого силовым насосом.

Это давление изменяется по фазам движения штанг и труб.

Определим давление, затрачиваемое на полезную работу по подъему жидкости:

$$p = Lq_{ж}g\frac{(1+K_{ф})\tilde{k}}{Nf_{ш}(K_{ф}+\tilde{k})} = 1100\cdot 1,52\cdot 9,81\frac{(1+0,24)\cdot 0,197}{1,19\cdot 42,2\cdot 10^{-4}(0,24+0,197)} =$$

$= 1,82$ МПа.

13. Определение влияния промысловых факторов.

Значения коэффициентов (см. табл. V.6), учитывающих увеличение давления, развиваемого силовым насосом, и обусловленных:

1) буферным давлением

при ходе вверх

$$\Omega_{2в} = \frac{(f_{п}/K_{ф})-f_{к}}{(q_{ш}+q_{ж})/K_{ф}-(q_{т}+q_{к})} = \frac{[(15,2/0,24)-14,99]\cdot 10^{-4}}{(2,03+1,52)/0,24-(9,53+1,499)} =$$

$= 12,85\cdot 10^{-4}$;

при ходе вниз

$$\Omega_{2н} = \frac{K_{ф}(f_{п}+f_{к})}{K_{ф}(q_{т}+q_{к}+q_{ж})-q_{ш}} = \frac{0,24(15,2+14,99)\cdot 10^{-4}}{0,24(9,53+1,499+1,52)\cdot 2,03} = 7,39\cdot 10^{-4};$$

2) плотностью пластовой жидкости

$$\tilde{\rho} = \frac{\rho_{ж}/\rho_{ст}}{1-\rho_{ж}/\rho_{ст}} = \frac{1000/7800}{1-1000/7800} = 0,147;$$

при ходе вверх

$$\Omega_{4в} = \frac{(q_{ж}-\tilde{\rho}q_{ш})/K_{ф}-q_{к}}{(q_{ш}+q_{ж})/K_{ф}-(q_{т}+q_{к})} = \frac{(1,52-0,147\cdot 2,03)/0,24-1,499}{(2,03+1,52)/0,24-(9,53+1,499)} =$$

$= 0,954,$

при ходе вниз

$$\Omega_{4н} = \frac{K_{ф}(q_{к}+q_{ж})+\tilde{\rho}q_{ш}}{K_{ф}(q_{т}+q_{к}+q_{ж})-q_{ш}} = \frac{0,24(1,499+1,52)+0,147\cdot 2,03}{0,24(2,53+1,499+1,52)-2,03} = 1,042,$$

так как плотность откачиваемой жидкости не отличается от заданной, то и результаты этого расчета не используются;

3) силами трения

при ходе вверх

$$\Omega_{5в} = \frac{(1+1/K_{ф})q_{ш}}{(q_{ш}+q_{ж})/K_{ф}-(q_{т}+q_{к})} = \frac{(1+1/0,24)2,03}{(2,03+1,52)/0,24-(9,53+1,499)} =$$

$= 2,78,$

$$\Omega_{6в}=\frac{q_т+q_ш+q_к+q_ж}{(q_ш+q_ж)/K_ф-(q_т+q_к)}=\frac{9{,}53+2{,}03+1{,}499+1{,}52}{(2{,}03+1{,}52)/0{,}24-(9{,}53+1{,}499)}=$$

$=3{,}87;$

при ходе вниз

$$\Omega_{5н}=\frac{(1+K_ф)q_ш}{K_ф(q_т+q_к+q_ж)-q_ш}=\frac{(1+0{,}24)\cdot 2{,}03}{0{,}24(9{,}53+1{,}499+1{,}52)-2{,}03}=2{,}56,$$

$$\Omega_{6н}=\frac{K_ф(q_т+q_ш+q_к+q_ж)}{K_ф(q_т+q_к+q_ж)-q_ш}=\frac{0{,}24(9{,}53+2{,}03+1{,}499+1{,}52)}{0{,}24(9{,}53+1{,}499+1{,}52)-2{,}03}=3{,}56$$

4) высотой динамического уровня

при ходе вверх

$$\Omega_{зв}=\frac{q_ж/K_ф-q_тρ_ж/ρ_с-q_к}{(q_ш+q_ж)/K_ф-(q_т+q_к)}=\frac{(1{,}52/0{,}24)-(9{,}53\cdot 1000/7800)-1{,}499}{(2{,}03+1{,}52)/0{,}24-(9{,}53+1{,}499)}=$$

$=0{,}96,$

при ходе вниз

$$\Omega_{зн}=\frac{K_ф(q_тρ_ж/ρ_с+q_к+q_ж)}{K_ф(q_т+q_к+q_ж)-q_ш}=\frac{0{,}24(9{,}53\cdot 1000/7800+1{,}499+1{,}52)}{0{,}24(9{,}53+1{,}499+1{,}52)-2{,}03}=1{,}03.$$

Таким образом, получим:

	Ход вверх	Ход вниз
$\eta_б=p'/p=1+\Omega_2\frac{p_б}{Lg}$;	$\eta_б=1+12{,}85\times$ $\times 10^{-4}\frac{98\cdot 10^4}{1100\cdot 9{,}81}=1{,}11$;	$\eta_б=1+7{,}39\cdot 10^4\times$ $\times\frac{98\cdot 10^4}{1100\cdot 9{,}81}=1{,}067$;
$\eta_у=p'/p=1-$ $-\Omega_3\frac{H-h_{дин}}{H}$;	$\eta_у=1-0{,}96\times$ $\times\frac{1100-1050}{1100}=0{,}956$;	$\eta_у=1-1{,}03\frac{1100-1050}{1100}=$ $=0{,}953$;
$\eta_{тр}=1+\mu_ш\Omega_5+\mu_т\Omega_6$;	$\eta_{тр}=1+0{,}005\cdot 2{,}78+$ $+0{,}015\cdot 3{,}87=1{,}071$;	$\eta_{тр}=1+0{,}005\cdot 2{,}56+$ $+0{,}015\cdot 3{,}56=1{,}066$.

Для вертикальной скважины коэффициент трения $\mu_ш=0{,}003—0{,}007$, $\mu_т=0{,}010—0{,}020$.

Коэффициент, учитывающий увеличение давления при разгоне,

$\eta_{дин}=p_{кл}/p_{уст}=2{,}41/1{,}82=1{,}32.$

Коэффициент увеличения мощности двигателя, обусловленный неполным уравновешиванием, (если не установлен груз Q)

$$\eta(\Delta k)=\frac{[(K_р+\Delta K)(q_т+q_к+q_ж)-q_ш](K_р+\widetilde{k})}{q_ж(1+k_р)\widetilde{k}}=$$

$$=\frac{[(0{,}23+0{,}01)(9{,}53+1{,}499+1{,}52)-2{,}03](0{,}23+0{,}197)}{1{,}52(1+0{,}23)\cdot 0{,}197}=1{,}13.$$

14. Определение параметров циклограммы.

Максимальное ускорение при ходе штанг вверх и вниз

$$x''_{max\,в}=\frac{9{,}81\left(9{,}53+1{,}49+1{,}52-\frac{2{,}03}{0{,}24}+\frac{2{,}41\cdot 10^3\cdot 254\cdot 10^{-4}}{9{,}81\cdot 1100}\right)}{9{,}53\cdot 0{,}131+2{,}03\cdot 0{,}489}=$$

$=42{,}73$ м/с^2,

$$x''_{\max н}=\frac{9{,}81\left[2{,}03+1{,}52-0{,}24(9{,}53+1{,}499)+\dfrac{2{,}41\cdot10^{5}\cdot50{,}2\cdot10^{-4}}{9{,}81\cdot1100}\right]}{9{,}53\cdot0{,}131+2{,}03\cdot0{,}489}=$$

$=8{,}86$ м/с^2.

Продолжительность разгона точки подвеса штанг при ходе вверх и вниз

$$t_{р\,в}=\frac{0{,}197\cdot2{,}5\cdot10^{-3}\times2}{1{,}19\cdot42\cdot10^{-4}\cdot0{,}197\cdot42{,}73(1+0{,}25)}=0{,}02\text{ с}.$$

$$t_{р\,н}=\frac{2{,}5\cdot10^{-3}\cdot2}{1{,}19\cdot42\cdot10^{-4}\times8{,}86(1+0{,}25)}=0{,}1\text{ с}.$$

Общее время, в течение которого клапан будет открыт,

$t_{кл}\approx2(t_{р\,в}+t_{р\,в})=2(0{,}02+0{,}1)=0{,}24$ с,

причем это время не зависит от изменения длины хода.

Путь, проходимый точками подвеса штанг и труб в период неустановившегося движения, мал (на два порядка меньше длины хода), поэтому в дальнейших расчетах его не будем учитывать.

Общая продолжительность двойного хода

$$t_{\Sigma}=\frac{l_{н}f_{ш}N(K_{ф}+\tilde{k})}{Q(1+K_{ф})\tilde{k}}=\frac{2{,}2\cdot42\cdot10^{-4}\cdot1{,}19(0{,}24+0{,}197)}{2{,}5\cdot10^{-3}(1+0{,}24)0{,}197}=7{,}86\text{ с}.$$

Время хода штанг вверх

$$t_{в}=\frac{t_{\Sigma}\tilde{k}}{K_{ф}+\tilde{k}}=\frac{7{,}86\cdot0{,}197}{0{,}24+0.197}=3{,}54\text{ с}.$$

Время хода штанг вниз

$$t_{н}=t_{\Sigma}-t_{в}=7{,}86-3{,}54=4{,}31\text{ с}.$$

Соответственно время, когда переливной клапан будет закрыт,

$$t=t_{\Sigma}-t_{кл}=7{,}86-0{,}24=7{,}62\text{ с}.$$

Таким образом, в общем балансе времени двойного хода:
для неустановившегося движения

$$\left.\begin{aligned}\alpha=t_{кл}/t_{\Sigma}=0{,}24/7{,}86=0{,}03\eta(\Delta K)&=1{,}13,\\ \eta_{б}=1{,}11,\ \eta_{у}&=0{,}956,\\ \eta_{тр}=1{,}071,\ \eta_{дин}&=1{,}32\end{aligned}\right\}\Pi_{\alpha}\eta_{i}=1{,}69,$$

для установившегося движения

$$\beta=\frac{(t_{\Sigma}-t_{кл})}{t_{\Sigma}}=\frac{7{,}86-0{,}24}{7{,}86}=0{,}93\left.\begin{aligned}&\eta(\Delta k)=1{,}13,\\ &\eta_{б}=1{,}18;\ \eta_{у}=0{,}956,\\ &\eta_{тр}=1{,}071.\end{aligned}\right\}\Pi_{\beta}\eta_{i}=1{,}36.$$

Произведения коэффициентов следует учитывать при дальнейших расчетах. Для упрощения взяты максимальные значения коэффициентов для хода штанг вверх или вниз. При необходимости проведения более точного расчета значения коэффициентов α и β следует учитывать для хода штанг вверх и вниз отдельно.

15. Определение мощности приводного двигателя.

Для определения мощности приводного двигателя с учетом перечисленных факторов воспользуемся формулой

$$N_{д\,в} = \frac{QLq_{ж}(1+K_{ф})\widetilde{k}g}{\eta_{н}\eta_{д}N_{fш}(K_{ф}+\widetilde{k})}\sqrt{\alpha(\Pi_{\alpha}\eta_{i})^{2}+\beta(\Pi_{з}\eta_{i})^{2}},$$

$$N_{дв} = \frac{1}{0{,}97\times0{,}95}\,2{,}5\cdot10^{-3}\,\frac{1100\cdot1{,}52\cdot9{,}81\,(1+0{,}24)\,0{,}197}{1{,}19\cdot42{,}2\cdot10^{-4}\,(0{,}24+0{,}197)}\cdot$$

$$\sqrt{0{,}03\cdot1{,}69^{2}+0{,}97\cdot1{,}36^{2}} = 6790\ \text{Вт} \approx 7\ \text{кВт}.$$

В данном расчете к. п. д. силового насоса с учетом к. п. д. гидропривода, изменяющийся в пределах 0,97—0,75 в зависимости от степени изношенности, принят равным 0,97, а к. п. д. двигателя — 0,95.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК АГН

Насосные установки АГН впервые применяются на промыслах Советского Союза. Использование в установках объемного гидропривода позволило получить все те преимущества, о которых говорилось выше. При выполнении всех операций, обусловленных эксплуатацией установки, трудоемкость обслуживания, а также усилия, затрачиваемые обслуживающим персоналом, также намного меньше по сравнению с обслуживанием балансирных станков-качалок.

К основным отличиям (технологическим) установок рассмотренного типа от балансирных станков-качалок относится принудительное перемещение колонны НКТ у устья скважины. Однако следует иметь в виду, что и при использовании обычных балансирных станков-качалок вследствие периодически меняющейся нагрузки от веса столба откачиваемой жидкости колонна НКТ тоже перемещается и непрерывно трется об эксплуатационную колонну. Максимум перемещения соответствует нижнему торцу колонны труб. Качественный характер явлений, происходящих при трении, тот же, что и при использовании гидроприводных установок, а интенсивность износа эксплуатационной колонны одинакова.

Для снижения интенсивности изнашивания труб при использовании установок АГН в зонах искривления ствола скважины следует использовать протекторы, надеваемые на трубы в зонах наиболее интенсивного износа. Участки, где следует устанавливать протекторы, определяют с помощью инклинограммы скважины и затем уточняют в процессе эксплуатации.

При работе установок в сложных условиях (парафинистые нефти, большое содержание песка, высокая вязкость) необходимы те же мероприятия, что и при работе с балансирными станками-качалками, однако необходимо учитывать специфику конструкции новых установок.

На скважинах, дающих парафинистую нефть и снабженных АГН, можно применять НКТ с внутренним покрытием. Однако при удалении парафина пропариванием колонны следует учитывать, что уплотнения устьевого штока и устьевой трубы не рассчитаны на высокие температуры, возможные при подаче пара, а поэтому на время обработки скважины их следует заменять временными, изготовленными из термостойких материалов. Остальные технологические операции, связанные с пропариванием, остаются в основном такими же, как и при работе с обычными балансирными станками-качалками.

При откачке высоковязких нефтей желательно подбирать внутрискважинное оборудование таким образом, чтобы параметр равновесия имел минимальное значение. При этом скорость перемещения колонны штанг вниз уменьшается, а следовательно, уменьшается и вероятность потери устойчивости колонны штанг, обусловленной гидродинамическими силами сопротивления. Минимальному значению параметра уравновешенности соответствуют конструкции внутрискважинного оборудования с малыми диаметрами скважинных насосов.

Подбор, установка и эксплуатация защитных приспособлений газовых и песочных якорей осуществляются так же, как и при традиционных способах добычи.

ТРАНСПОРТИРОВКА, МОНТАЖ И ДЕМОНТАЖ УСТАНОВКИ

Транспортирование установок с завода-изготовителя на нефтепромысловые базы должно осуществляться в соответствии с техническими условиями на изготовление установки в таре, обеспечивающей ее сохранность, предохранение от повреждений и изоляцию от воздействия атмосферных осадков. Заводская упаковка удаляется непосредственно перед монтажом на скважине. Расконсервация установки осуществляется в промысловой мастерской и заключается в удалении защитной смазки с рабочих поверхностей штоков, устьевой трубы и устьевого штока и монтаже двигателя и манометров.

В полностью собранном виде заправленная рабочей жидкостью установка доставляется к скважине на специальном транспортном средстве, приспособленном для перевозки длиномерных грузов и обеспечивающем сохранность установки как при транспортировании, так и при монтаже-демонтаже.

Лучше всего для этого использовать специализированный агрегат для комплексного обслуживания установок АГН, при его отсутствии допускается применение штанговозов, трубовозов или саней-волокуш, оборудованных профилированными прокладками, служащими для предохранения установки от повреждения. При погрузке и разгрузке установки необходимо крепить захваты (или тросы), в местах, предусмотренных инструкцией по эксплуатации на соответствующий типоразмер установки. Нарушение этого требования недопустимо, так как может привести к порче установки.

МОНТАЖ И ДЕМОНТАЖ УСТАНОВКИ НА СКВАЖИНЕ

Плоскость монтажной поверхности устья скважины должна быть горизонтальной, обеспечивающей вертикальное положение смонтированной установки.

До монтажа установки на устье скважины необходимо: определить в соответствии с приведенной методикой параметры элементов внутрискважинного оборудования, т. е. диаметры насосно-компрессорных труб, колонны штанг, плунжера скважинного насоса, а также параметры гидравлического привода (наземной части установки), при которых будет обеспечен необходимый дебит скважины, а установка будет уравновешена.

Монтажу установки на скважине должен предшествовать спуск колонн насосно-компрессорных труб с насосом, штанг.

Монтаж и демонтаж установок может осуществляться с помощью агрегата подземного ремонта, который должен иметь грузоподъемность, обеспечивающую подъем установки вместе с колоннами штанг, насосно-компрессорных труб и жидкостью, содержащейся в них, или с помощью автокрана, грузоподъемность которого должна соответствовать лишь весу наземной части установки. При работе с агрегатом подземного ремонта монтаж-демонтаж выполняется бригадой ПРС.

Рассмотрим последовательность операций при проведении работ с помощью агрегата подземного ремонта: после доставки на скважину к установке, лежащей на транспортном средстве, присоединяется монтажная тележка. Она крепится к нижнему фланцу установки.

Перед монтажом установка должна быть расположена относительно устья скважины в соответствии со схемой (рис. V.8,*а*). Монтажная тележка *7*, прикрепленная к установке, соединяется тросом с вспомогательной лебедкой *8*, установленной на транспортном средстве. (В качестве вспомогательной лебедки может быть использована лебедка автомобиля высокой проходимости.) Элеватором ЭГ2, подвешенным на крюке талевой системы *1* подъемника, захватывают «грибок» *3*, расположенный в верхней части установки. (Вместо элеватора может быть использовано специальное монтажное приспособление, захватывающее установку внизу или в средней части.) Под-

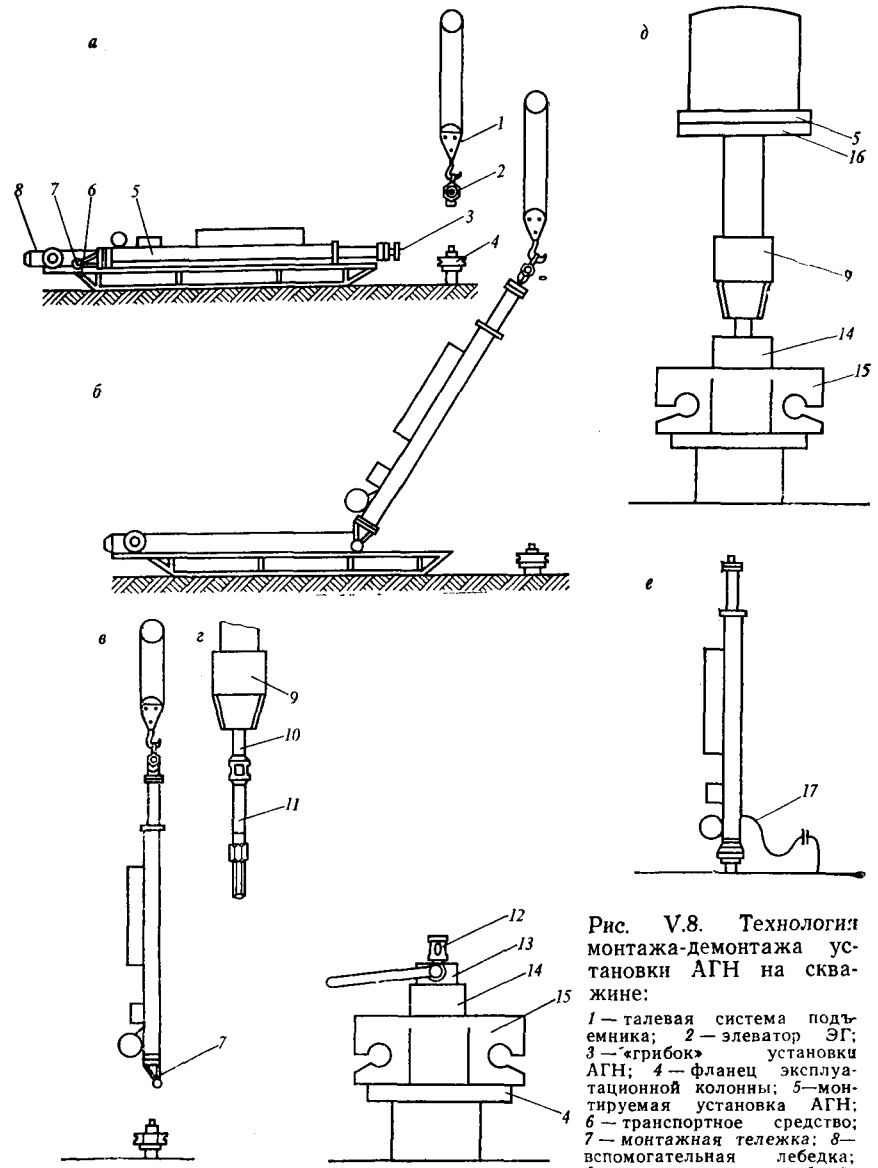


Рис. V.8. Технология монтажа-демонтажа установки АГН на скважине:

1 — талевая система подъемника; *2* — элеватор ЭГ; *3* — «грибок» установки АГН; *4* — фланец эксплуатационной колонны; *5*—монтируемая установка АГН; *6* — транспортное средство; *7* — монтажная тележка; *8*—вспомогательная лебедка; *9* — переводник трубный; *10* — устьевой шток; *11* — переводник штанговый; *12* — муфта колонны штанг; *13* — элеватор штанговый; *14* — муфта насосно-компрессорная; *15* — элеватор трубный; *16* — переводной фланец; *17* — гибкий шланг

нимать элеватор следует на минимальной скорости, одновременно сматывая трос с барабана вспомогательной лебедки (рис. V.8,*б*). Установка в это время одним концом висит на крюке, а другим опирается на монтажную тележку, катящуюся по направляющим рамы транспортного средства.

После подъема установки в вертикальное положение монтажную тележку отсоединяют от нижнего фланца (рис. V.8,*в*). Муфту штанги *12* с устьевым штоком *10* соединяют при помощи переводника *11* (рис. V.8,*г*). Во время свинчивания вручную колонна насосно-компрессорных труб *14* опирается на элеватор *15*, а муфта штанги *12* — на штанговый элеватор *13*. Для установки ключей при свинчивании следует использовать лыски на устьевом штоке установки, переводнике и квадрате штанги.

После свинчивания установку вместе с колонной штанг приподнимают вверх, штанговый элеватор убирают и опускают установку до соприкосновения переводника устьевой трубы с муфтой колонны насосно-компрессорных труб.

Свинчивание колонны насосно-компрессорных труб с устьевой трубой (рис. V.8,*д*) осуществляется также вручную при помощи цепного ключа, установленного на переводнике *9*, одновременно стопорится насосно-компрессорная труба *14*, опертая на элеватор.

После свинчивания резьбового соединения установку вместе с колонной труб поднимают, освобождают элеватор, проверяют состояние уплотнения на торце переходного фланца и опускают вниз для стыковки фланцев (рис. V.8,*е*). Затем соединяют гибким шлангом *17* муфту устьевой трубы с промысловым коллектором, а кабель электродвигателя подключают к станции управления.

После общего осмотра установки и проверки заполнения ее бака рабочей жидкостью необходима регулировка основных гидравлических аппаратов, лишь тогда привод может быть включен в работу.

Демонтаж установки проводится в обратном порядке. В зависимости от типа установки и ее конструктивных особенностей отдельные фазы монтажа могут иметь незначительные отличия, что предусмотрено в Инструкции по монтажу и эксплуатации установок.

Продолжительность выполнения всех перечисленных операций монтажа составляет 20—30 мин при слаженной работе бригады подземного ремонта.

Монтаж и демонтаж установки при помощи подъемного крана рассмотрим на примере установки аналогичного типа.

1. Демонтируемую установку следует останавливать в момент, когда полированная труба находится в верхнем положении. Под муфту устьевой трубы надо поставить монтажную трубную подставку.

2. Кран, соединяющий подпоршневую полость цилиндров с баком, открывают. При этом колонну труб или штанг (или обе вместе) начинают перемещать вниз. После посадки устьевой трубы на подставку кран закрывают.

3. Кулачок реверса устанавливают в положение, соответствующее ходу штанг вверх, и, включив двигатель, заполняют подпоршневой объем гидроцилиндров рабочей жидкостью. При этом поршень штангового цилиндра поднимают вверх. Это продолжают до тех пор, пока высота подъема соединительной муфты не будет достаточной для установки между ней и соединительной муфтой устьевой трубы штанговой подставки.

4. Вторично открывают вентиль, соединяющий подпоршневые полости цилиндров с баком. При этом соединительная муфта устьевого штока опускается вниз до штанговой подставки.

5. Удерживая кулачок системы реверсирования в положении, соответствующем ходу штанг вверх, включают двигатель до тех пор, пока нижняя траверса не опустится вниз настолько, что станет возможным удаление двух подкладных полуколец, фиксирующих муфту устьевой трубы относительно нижней траверсы. После этого станет возможным перемещение нижней траверсы вверх, а муфта при этом будет проходить через нее.

6. Шток штангового цилиндра отсоединяют от устьевого штока путем развинчивания муфты.

ТАБЛИЦА V.7

ЛИНЕЙНАЯ ПЛОТНОСТЬ КОЛОННЫ ШТАНГ $q_ш$

Плотность жидкости $\rho_ж$, кг/м³	Диаметр штанг, мм			
	16	19	22	25
0	1,67	2,35	3,15	4,10
0,7	1,52	2,14	2,87	3,73
0,75	1,51	2,12	2,85	3,71
0,8	1,50	2,11	2,83	3,68
0,85	1,49	2,09	2,81	3,65
0,9	1,48	2,07	2,79	3,63
0,95	1,47	2,06	2,77	3,60
1	1,45	2,05	2,75	3,57
Площадь поперечного сечения штанги, см³	2,01	2,84	3,80	4,91

7. Гибкий шланг, идущий от устьевой трубы до промыслового коллектора, отсоединяют, предварительно закрыв задвижку на коллекторе. Если фланец установки выполнен разрезным (подковообразным), то эту операцию выполнять не обязательно, поскольку при дальнейшем перемещении установки гибкий шланг пройдет через вырез.

8. После отключения кабеля электродвигателя от блока управления, захвата установки грузоподъемным устройством (например, автомобильный кран) всю установку в сборе медленно поднимают строго вертикально. Муфта устьевой трубы при этом проходит через траверсу, а устьевая труба и устьевой шток опираются на нижний фланец установки через трубную и штанговую подставки.

9. После подъема на достаточную высоту установку отводят вбок поворотом стрелы крана и опускают на транспортное средство. При ее укладке необходимо следить за тем, чтобы бак и трубопроводы не были повреждены, а сама установка укладывалась бы на грань, свободную от трубопроводов, двигателя, аппаратов и т. п.

Крюк крана опускают вниз до тех пор, пока промежуточный фланец установки не соприкоснется с транспортным средством, после чего фланец фиксируют коротким тросом или шарнирно раскрепленной тягой и при одновременном повороте стрелы и опускании крюка укладывают установку на транспортное средство.

Монтаж установки с помощью крана проводится по аналогичной технологии, но все перечисленные операции выполняются в обратном порядке.

Динамометрирование установок АГН целесообразно при помощи специального приспособления (рис. V.9). Оно представляет собой дифференциальный датчик давления *5*, к которому подключен динамограф ДГМ-3. Надпоршневая и подпоршневая полости цилиндра установки АГН

ТАБЛИЦА V.8

ЛИНЕЙНАЯ ПЛОТНОСТЬ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ $q_т$ (в кг/м)

Трубы	Условный (внутренний) диаметр труб, мм			
	48/(40,3)	60/(50,3)	73/(62)	89/(75,3)
Неравнопрочные	4,44/4,45	6,97/7,00	9,4/9,46	13,58/13,67
Равнопрочные	4,51/4,54	7,06/7,11	9,53/9,62	13,77/13,91

Примечание. В числителе линейная плотность труб длиной 10 м, в знаменателе — 8 м.

ТАБЛИЦА V.9

ЛИНЕЙНАЯ ПЛОТНОСТЬ СТОЛБА ЖИДКОСТИ НАД ПОЛНОЙ ПЛОЩАДЬЮ ПЛУНЖЕРА

Условный размер насоса, мм		28		32	38		43			55	
Внутренний диаметр втулки, мм		28	29	32	38	39	43	44	45	55	56
Площадь плунжера, см²		6,16	6,60	8,04	11,34	11,94	14,52	15,20	15,90	23,76	24,63
Плотность пластовой жидкости, кг/м³	700	0,431	0,462	0,563	0,794	0,836	1,016	1,064	1,113	1,663	1,724
	750	0,462	0,495	0,603	0,851	0,895	1,089	1,140	1,193	1,782	1,847
	800	0,493	0,528	0,643	0,908	0,956	1,162	1,216	1,272	1,901	1,970
	850	0,523	0,561	0,684	0,964	1,015	1,234	1,292	1,352	2,019	2,093
	900	0,554	0,594	0,724	1,020	1,075	1,307	1,368	1,431	2,138	2,217
	950	0,585	0,627	0,764	1,077	1,135	1,379	1,444	1,511	2,257	2,340
	1000	0,616	0,660	0,804	1,134	1,194	1,452	1,520	1,590	2,376	2,463

ТАБЛИЦА V.10

ПЛОЩАДЬ КОЛЬЦА $f_к$ ОБУСЛОВЛЕННОГО РАЗНИЦЕЙ ВНУТРЕННИХ ДИАМЕТРОВ КО

Диаметр насосно-компрессорных труб, мм		Условный размер									
		28		32	38		43			55	
Условный	Внутренний	Внутренний диа									
		28	29	32	38	39	43	44	45	55	56
48	40,3	6,59	6,15	4,71	1,41	0,81	—1,77	—2,45	—3,15	11,01	11,88
60	50,3	13,71	13,27	11,83	8,53	7,93	5,35	4,67	3,97	—3,89	—4,76
73	59	21,17	20,73	19,29	15,99	15,39	12,81	12,13	11,43	3,57	2,70
	62	24,03	23,59	22,15	18,85	18,25	15,67	14,99	14,29	6,43	5,56
89	73	35,69	35,25	33,81	30,51	29,91	27,33	26,65	25,95	18,09	17,22
	76	39,20	38,76	37,32	34,02	33,42	30,84	30,16	29,46	21,60	20,73

Примечание. Отрицательные значения $f_к$ соответствуют конструкции внутрискважин справа от ломаной линии.

ТАБЛИЦА V.11

ЛИНЕЙНАЯ ПЛОТНОСТЬ КОЛЬЦЕВОГО СТОЛБА ЖИДКОСТИ $q_к$ (ПРИ $\rho_ж = 1000$ кг/м³

Диаметр насосно-компрессорных труб, мм		Условный размер									
		28		32	38		43			55	
Условный	Внутренний	Внутренний диа									
		28	29	32	38	39	43	44	45	55	56
48	40,3	0,659	0,615	0,471	0,141	0,081	0,177	0,245	0,315	1,101	1,188
60	50,3	1,371	1,327	1,183	0,853	0,793	0,535	0,467	0,397	0,389	0,476
73	59	2,117	2,073	1,929	1,599	1,539	1,281	1,213	1,143	0,357	0,270
	62	2,403	2,359	2,215	1,885	1,825	1,567	1,499	1,429	0,643	0,556
89	73	3,359	3,599	3,381	3,051	2,991	2,733	2,665	2,595	1,809	1,722
	76	3,920	3,876	3,732	3,402	3,342	3,084	3,016	2,946	2,160	2,073

Примечание. Значения линейной плотности справа от ломаной линии — отрицательные.

СКВАЖИННОГО НАСОСА $q_ж$, кг/м

55	68			82			93				120
57	68	69	70	82	83	84	93	94	95	96	120
25,52	36,32	37,39	38,48	52,81	54,11	55,42	67,93	69,40	70,88	72,38	113,10
1,786	2,542	2,617	2,694	3,697	3,787	3,879	4,755	4,858	4,962	5,067	7,917
1,914	2,724	2,804	2,886	3,961	4,058	4,156	5,095	5,205	5,316	5,429	8,482
2,041	2,905	2,991	3,079	4,225	4,328	4,433	5,434	5,552	5,670	5,791	9,048
2,169	3,087	3,178	3,271	4,489	4,599	4,711	5,774	5,899	6,025	6,152	9,613
2,296	3,268	3,365	3,464	4,753	4,869	4,987	6,114	6,246	6,379	6,514	10,178
2,424	3,450	3,552	3,656	5,017	5,140	5,265	6,453	6,593	6,734	6,876	10,744
2,552	3,632	3,739	3,848	5,281	5,411	5,542	6,793	6,940	7,088	7,238	11,310

ЛОННЫ НКТ И ЦИЛИНДРА СКВАЖИННОГО НАСОСА

асоса, мм

55	68			82			93				120
метр втулки, мм											
57	68	69	70	82	83	84	93	94	95	96	120
12,77	23,57	24,64	25,73	40,06	41,36	42,67	55,18	56,65	58,13	59,63	109,35
—5,85	16,45	17,55	18,61	32,94	34,24	35,55	48,06	49,53	51,01	52,51	93,23
1,81	8,99	10,06	11,15	25,48	26,78	28,09	40,60	42,07	43,55	45,05	85,77
4,67	—6,13	—7,2	—8,29	—22,62	23,92	25,23	37,74	39,21	40,69	42,19	82,91
16,33	5,53	4,46	3,37	—10,96	12,26	13,57	25,08	27,55	29,03	30,53	71,25
19,84	9,04	7,97	6,88	—7,45	8,75	10,06	22,57	24,04	25,52	27,02	67,74

ного оборудования с использованием скважных насосов с прицепным плунжером и расположены

Насоса, мм

55	68			82			93				120
метр втулки, мм											
57	68	69	70	82	83	84	93	94	95	96	120
1,277	2,357	2,464	2,573	4,006	4,136	4,267	5,518	5,665	5,818	5,963	10,035
0,585	1,645	1,755	1,861	3,294	3,424	3,555	4,806	4,953	5,101	5,251	9,323
0,181	0,899	1,006	1,115	2,548	2,678	2,809	4,060	4,207	4,355	4,505	8,577
0,467	0,613	0,720	0,829	2,262	2,392	2,523	3,774	3,921	4,069	4,219	8,291
1,633	0,553	0,446	0,337	1,096	1,226	1,357	2,608	2,755	2,903	3,053	7,125
1,984	0,904	0,797	0,688	0,745	0,875	1,006	2,257	2,404	2,552	2,702	6,774

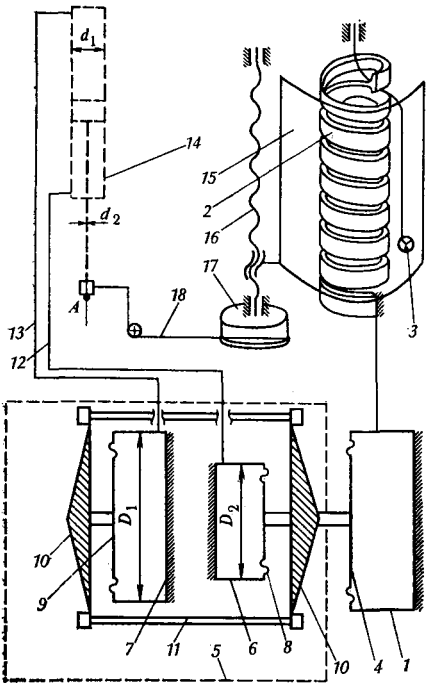


Рис. V.9. Схема гидравлического динамографа:

1 — измерительная месдоза; *2* — геликсоидальная пружина; *3* — пишущее устройство; *4* — мембрана; *5* — дифференциальный датчик давления; *6* — малая месдоза; *7* — большая месдоза; *8, 9* — мембраны; *10* — траверса; *11* — тяга; *12, 13* — трубопроводы; *14* — столик самописца; *15* — ходовой винт; *16* — барабан с возвратной пружиной; *17* — нить

соединяются трубопроводами с полостями месдоз *7* и *6* датчика *5*. Причем, если динамометрируется колонна штанг, месдоза большего диаметра *7* соединяется с надпоршневой полостью штангового цилиндра, а если динамометрируется колонна труб — то с надпоршневой полостью трубного цилиндра.

В корпусе датчика *5* расположены вентили для выпуска воздуха из полостей цилиндра и соединительных трубопроводов.

Все устройство при динамометрировании установки крепится струбциной к раме установки. На струбцине имеется направляющий ролик, через который перебрасывается нить динамографа, соединяемая с точкой подвеса штанг (или труб). Усилие, на которое регулируется динамограф, должно быть не менее максимальной паспортной нагрузки в точке подвеса штанг.

К особенностям динамометрирования гидроприводных установок относится необходимость обеспечения соотношения эффективных площадей месдоз приспособления и соответствующего цилиндра установки:

$$\frac{D_1}{D_2}=\sqrt{\frac{d^2_1}{d^2_1-d^2_2}},$$

где D_1 и D_2 — диаметры месдоз дифференциального датчика давления; d_1 и d_2 — диаметры цилиндра и штока установки АГН.

При динамометрировании струбцина с прибором устанавливается в нижней части рамы. Месдоза большего диаметра *7* соединяется трубопроводами с гидравлической панелью (точка *b* при динамометрировании штанг, точка *c* при динамометрировании труб). Месдоза *6* всегда соединяется с подпоршневой полостью цилиндров установки (см. рис. V.2, точка *a*).

После этого динамограф устанавливается в рабочее положение, открываются краны, соединяющие полости месдоз с полостями силового цилиндра установки. Через краны выпускается воздух из внутренних полостей трубопроводов и цилиндра, а нить динамографа соединяется с точкой подвеса штанг.

После этого в соответствии с инструкцией проводится запись усилий в точке подвеса штанг или труб.

Расшифровка динамограммы проводится по методике, аналогичной методике обработки динамограмм, полученных на балансирных станках-качалках.

Выполнение всех операций по динамографированию не требует приложения сколь-либо значительных физических усилий, а время подготовки к исследованию составляет 10—15 мин. При относительно частом динамографировании установки дифференциальный датчик давления может быть установ-

лен постоянно, а при проведении измерений монтируется лишь динамограф.

Обслуживание установки на скважине.

Периодическое обслуживание заключается в общем осмотре установки не реже 1 раза в неделю, контроле состояния уплотнений устьевого штока и устьевой трубы, их подтяжке, а при необходимости и замене, пополнению емкости смазывающей жидкостью уплотнения устьевой трубы.

Необходимо также контролировать плотность стыков трубопроводов и герметичность соединений аппаратов на гидропанели.

Исследование скважины.

Исследование скважины на приток может осуществляться при оборудовании их установками АГН в том же объеме, что и при работе балансирных установок. Благодаря отсутствию фундамента гидропривод с минимальными затратами монтируется на устье скважины, что очень удобно при пробной эксплуатации, вызове притока и т. п.

Замерять динамический уровень в скважинах, оборудованных АГН, удобнее всего при помощи эхолота. Хлопушка устанавливается на боковом отводе, а последовательность операций такая же, как и при работах на скважинах, оборудованных станком-качалкой.

Для спуска глубинного манометра в нижнем фланце установки предусмотрено отверстие, во время эксплуатации скважины закрытое резьбовой пробкой. Для проведения исследований ее вывинчивают и глубинный манометр опускают в скважину. Если при этом необходимо смещение насосно-компрессорных труб относительно оси скважины, то смещается весь привод. Для этого установка приподнимается агрегатом подземного ремонта и ставится на эксцентричный фланец.

Проведение подземного ремонта на скважине.

Особенность проведения ремонта скважины — необходимость демонтажа установки. Последовательность операций при демонтаже приведена выше. Во время подземного ремонта установка лежит на транспортном средстве рядом со скважиной. После окончания подземного ремонта установка монтируется на устье.

ГЛАВА VI

ПОДБОР УСТАНОВКИ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

МЕТОДИКИ ПОДБОРА УЭЦН

При подборе установки выбирают такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметр НКТ, а также глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора (номинальный дебит) жидкости из нее в установившемся режиме работы системы скважина — установка при наименьших затратах.

Известно много методик подбора УЭЦН, нашедших применение в нефтедобывающей промышленности: П. Д. Ляпкова и Ю. А. Разутова (1957 г.); И. М. Муравьева, И. Т. Мищенко, Г. Н. Кнышенко и О. Г. Гафурова (1965 г.); В. С. Линева (1971 г.); А. А. Богданова, В. Р. Розанцева и А. Ю. Холодняка (1972 г.) и ряд других. Однако каждая из них дает удовлетворительную сходимость с опытом лишь при условии, что такие параметры продукции, как вязкость, обводненность, газовый фактор, не выходят за пределы, на которые ориентировано применение той или иной методики.

Принципиальным отличием универсальной методики подбора УЭЦН, разработанной в ОКБ БН под руководством В. Н. Филиппова (1979 г.), является возможность адаптации положенной в основу расчетной модели к лю-

бым конкретным условиям. Однако для настройки модели требуются данные по скважинам, на которых УЭЦН уже многократно использовались, что исключает возможность применения методики для подбора УЭЦН, когда необходимая исходная информация отсутствует, а технологические параметры скважин существенно отличаются от известных. Кроме того, оценка значений адаптационных коэффициентов даже при наличии необходимых сведений о работе УЭЦН в скважинах связана с преодолением значительных трудностей, требует высококвалифицированных специалистов, обладающих опытом адаптации методики к различным нефтяным залежам с помощью средних и крупных ЭВМ, а также вручную, и может быть выполнена только ОКБ БН на договорных началах.

ОБЪЕМНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ФАЗ И КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОТОКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Объемное соотношение фаз в продукции скважины характеризуется, как известно, объемной расходной долей фазы в потоке

$$\beta_{\text{ф}}=Q_{\text{ф}}/Q_{\text{см}} \tag{VI.1}$$

и объемной истинной ее долей

$$\varphi_{\text{ф}}=f_{\text{ф}}/f, \tag{VI.2}$$

где $Q_{\text{ф}}$ и $Q_{\text{см}}$ — объемные расходы фазы и всего потока через рассматриваемое сечение при существующих давлении p и температуре T; $f_{\text{ф}}$ — часть площади поперечного сечения канала, заполненного фазой при заданных p и T; f — площадь поперечного сечения канала.

В рассматриваемом сечении канала

$$w_{\text{см}}=Q_{\text{см}}/f=\Sigma Q_{\text{ф}}/f; \tag{VI.3}$$

приведенная скорость фазы в сечении

$$w_{\text{ф пр}}=Q_{\text{ф}}/f; \tag{VI.4}$$

истинная скорость фазы в сечении

$$w_{\text{ф и}}=Q_{\text{ф}}/(\varphi_{\text{ф}}f)=w_{\text{ф пр}}/\varphi_{\text{ф}}; \tag{VI.5}$$

скорость дрейфа фазы

$$w_{\text{ф др}}=w_{\text{ф и}}-w_{\text{см}}. \tag{VI.6}$$

Из (VI.6) следует, что истинную скорость фазы в сечении f канала можно определить и как

$$w_{\text{ф и}}=w_{\text{см}}+w_{\text{ф др}}. \tag{VI.6'}$$

Из (VI.5) и (VI.6′) получаем выражение для истинной доли фазы в потоке:

$$\varphi_{\text{ф}}=w_{\text{ф пр}}/w_{\text{ф и}} \tag{VI.5'}$$

или

$$\varphi_{\text{ф}}=\frac{w_{\text{ф пр}}}{w_{\text{см}}+w_{\text{ф др}}}. \tag{VI.7}$$

Если плотность внутренней фазы больше плотности внешней, то перед символом $w_{\text{ф др}}$ в (VI.6), (VI.6′) и (VI.7) должен быть знак минус. Исходя из (VI.1), (VI.3), (VI.4), объемную расходную долю фазы в потоке можно определить и как

$$\beta_{\text{ф}}=w_{\text{ф пр}}/w_{\text{см}}. \tag{VI.7'}$$

Для определения типа и структуры потоков водонефтяной и водонефтегазовой смесей надо установить первую и вторую критические скорости:

$$w_{кр1} = 0{,}064 \cdot 56^{\beta_в} (g d_г)^{1/2}, \quad \text{(VI.8)}$$

$$w_{кр2} = 0{,}487 (g d_г)^{1/2}. \quad \text{(VI.9)}$$

Для оценки кажущейся вязкости смеси следует определять скорость сдвига потока

$$\dot{\gamma} = 8 w_{см} / d_г, \quad \text{(VI.10)}$$

где $g = 9{,}81$ м/с^2 — скорость свободного падения; $\beta_в$ — объемнорасходная доля воды в потоке по (VI.1); $d_г$ — гидравлический диаметр;

$$d_г = 4f/П, \quad \text{(VI.11)}$$

где $П$ — периметр поперечного сечения канала.

ТИПЫ И УСЛОВИЯ СУЩЕСТВОВАНИЯ СКВАЖИННЫХ ЭМУЛЬСИЙ

В зависимости от степени полярности внутренней и внешней фаз эмульсии разделяют на Н/В и В/Н. В эмульсии типа Н/В внешней фазой служит полярная жидкость — вода, внутренней — неполярная — нефть; в эмульсии типа В/Н внешней фазой служит неполярная жидкость — нефть, внутренней — полярная — вода. Двухфазные газожидкостные эмульсии могут быть либо типа Г/В, либо Г/Н, а трехфазные — либо типа (Г+Н)/В, либо типа (Г+В)/Н в зависимости от того, какая жидкость служит внешней — вода или нефть. Встречаются также двух- и трехфазные эмульсии, в которых капли внутренней фазы содержат капли внешней. Такие эмульсии называют множественными.

Тип эмульсии определяет ряд важных свойств ее, и прежде всего реологические характеристики эмульсии. Эмульсии, в которых объемная доля внутренней фазы находится в пределах от $\approx 0{,}3$ до $\approx 0{,}8$, могут представлять собой при не очень высоких скоростях сдвига и невысокой температуре неньютоновские среды: кажущаяся вязкость их, особенно эмульсий типа В/Н и (В+Г)/Н, меняется с изменением скорости сдвига, оставаясь существенно выше вязкости внешней фазы.

При эксплуатации месторождения необходимо предвидеть, какого типа эмульсия будет образовываться в скважине. Как правило, лишь ориентировочно можно установить границы областей существования того или иного типа эмульсии (табл. VI.1) в зависимости от объемной доли воды в жидкости $\beta_в$ и отношения $w_{см}/w_{кр1}$.

ТАБЛИЦА VI.1

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ГРАНИЦЫ ОБЛАСТЕЙ СУЩЕСТВОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ И ВОДОНЕФТЕГАЗОВОЙ ЭМУЛЬСИЙ В ВЕРТИКАЛЬНО ПОДНИМАЮЩЕМСЯ ПОТОКЕ

$\beta_в \leqslant 0{,}5$		$\beta_в > 0{,}5$
$w_{см} \leqslant w_{кр1}$	$w_{см} > w_{кр1}$	
Н/В (Н+Г)/В	В/Н (В+Г)/Н	Н/В (Н+Г/В

Действительная объемная доля воды в эмульсии, которая разграничивает области существования эмульсий типов В/Н и Н/В, а тем более типов (В+Г)/Н и (Н+Г)/В, может существенно отличаться от указанной в табл. VI.1 как в меньшую, так и в большую сторону в зависимости от вида и количества эмульгаторов в потоке, вязкости нефти и воды, гидрофильности

или гидрофобности стенок и гидравлического радиуса канала, по которому течет эмульсия, от характера механического воздействия на поток, наличия свободного газа и его количества в потоке, от температуры потока и ряда других факторов. Ввиду того, что значение каждого из перечисленных факторов, в том числе скорости смеси, может меняться на отдельных участках пути продукции, критическая обводненность жидкости $\beta_в$ на различных участках может быть также неодинаковой. Поэтому на различных участках пути продукции при эксплуатации конкретной скважины на установившемся режиме возможно наличие различных типов эмульсии. Более надежные сведения о границе перехода одного типа эмульсии в другой в потоке скважинной продукции можно получить лишь путем анализа опыта эксплуатации той скважины, где предполагается применить УЭЦН.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ ПОТОКА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Большинство специалистов по гидродинамике дисперсных сред сходится на том, что при расчете течения их в каналах необходимо учитывать структуру потока, т. е. характер взаимного расположения фаз в представительном объеме дисперсной среды.

Применительно к теории выбора УЭЦН принята следующая упрощенная классификация структурных форм водонефтяного, нефтегазового и водонефтегазового потоков скважинной продукции.

Двухфазный водонефтяной поток

Такого вида поток существует в скважине при давлении p не меньше давления насыщения $p_{нас}$ жидкости газом, т. е. $p \geqslant p_{нас}$. Для потока характерны две основные структурные формы:

капельная, когда диспергированная фаза в виде отдельных капель овальной и неправильной формы сравнительно больших размеров (средний диаметр 0,5—2 см) распределена во внешней, непрерывной;

эмульсионная, когда диспергированная фаза в эмульсии представлена практически сферическими капельками малого диаметра порядка 10^{-6} — 10^{-3} м.

К параметрам, разграничивающим область существования названных форм, относится вторая критическая скорость потока смеси, определяемая по (VI.9). При $w_{см} < w_{кр2}$ поток имеет капельную структуру, при $w_{см} \geqslant w_{кр2}$ — эмульсионную.

Двухфазный нефтегазовый поток

Такого вида поток существует при давлении p меньше давления насыщения $p_{нас}$ жидкости попутным газом, т. е. когда $p < p_{нас}$, $\beta_в = 0$.

Для потока характерны две основные структурные формы:

пузырьковая (ее называют также эмульсионной), когда газовая фаза по всему объему потока распределена в жидкой в виде отдельных пузырьков малого размера;

снарядная (ее называют также пробковой, четочной), когда основная масса газовой фазы в потоке сосредоточена в пузырях крупных размеров, соизмеримых по диаметру с диаметром канала.

К основным параметрам, определяющим существование названных форм[1] газонефтяного потока в эксплуатационной колонне и в колонне НКТ относятся истинная доля газовой фазы $\varphi_г$ в потоке и абсолютное давление p в нем. Пузырьковая форма наблюдается, если $\varphi_г \leqslant 0{,}65$ или $p \geqslant 7 \cdot 10^5$ Па; снарядная — при $\varphi_г \gtrsim 0{,}65$ и $p \lesssim 7 \cdot 10^5$ Па.

[1] **Стержневая (дисперсно-кольцевая, пленочная)** форма газожидкостного потока в нефтяных скважинах, эксплуатируемых установками погружных электронасосов, пока никем не зафиксирована.

Трехфазный водонефтегазовый поток

Такого вида поток существует при давлении p меньше давления насыщения $p_{нас}$ жидкости попутным газом, т. е. когда $p<p_{нас}$, $\beta_в>0$. Из большого разнообразия структурных форм наиболее характерными для водонефтегазового потока при эксплуатации нефтяных скважин погружными центробежными насосами можно считать: капельно-пузырьковую, эмульсионно-пузырьковую и эмульсионно-снарядную.

При капельно-пузырьковой форме одна из жидкостей — нефть или вода — является внешней фазой, другая жидкость, а также свободный газ — внутренними, диспергированными фазами. При этом капли диспергированной жидкости имеют размеры 0,5—2 см, а пузырьки порядка 10^{-6}—10^{-3} м. Если дисперсная среда относится к типу (В+Г)/Н, то средний размер пузырьков ближе к нижнему пределу, если она относится к типу (Н+Г)/В — то к верхнему.

Эмульсионно-пузырьковая форма потока представляет собой тонкодисперсную эмульсию одной из жидкостей и свободного газа в другой. При этом диаметр капелек диспергированной жидкости измеряется единицами — десятками, а диаметр газовых пузырьков — десятками — сотнями микрометров.

При эмульсионно-снарядной форме потока диспергированная жидкость распределена во внешней также в виде капелек очень малого диаметра — не более 100 мкм, а свободный газ — в виде крупных пузырей диаметром, близким к диаметру трубы, и длиной от одного до десятков и даже сотен диаметров трубы.

Основными параметрами, определяющими структуру водонефтегазового потока, можно также считать среднюю скорость смеси, истинную долю свободного газа и абсолютное давление в потоке (табл. VI.2).

Для облегчения идентификации структурных форм и типов потока скважинной продукции в вертикальной колонне труб приведена карта в координатах: расходная объемная доля воды $\beta_в$ в жидкой части продукции — параметр $w_{см}=/\sqrt{gd_г}$ (рис. VI.1).

Линия *Б* раздела областей *2* и *3* при $\beta_в\leqslant 0{,}5$ соответствует уравнению (VI.8); линия *А* раздела областей *1* и *2*, а также областей *4* и *3* при $\beta_в>0{,}5$ — уравнению (VI.9).

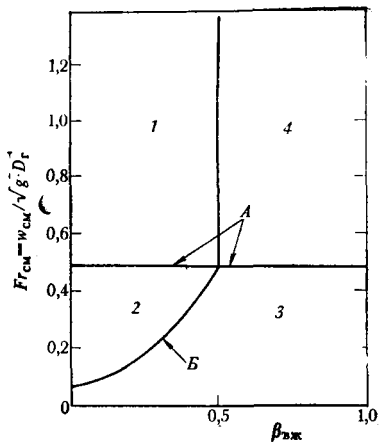


Рис. VI.1. Карта структурных форм водонефтяного и водонефтегазового потоков в колонне подъемных труб и в стволе скважины.
1 — $w_{см}\geqslant 0{,}487\sqrt{gD_г}$, $\beta_{вж}\leqslant 0{,}5$: эмульсионная структура водонефтяного потока типа В/Н; эмульсионно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н, если $\varphi_г\leqslant 0{,}65$ или $p\geqslant 7$ МПа; эмульсионно-снарядная структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н, если $\varphi_г\leqslant 0{,}65$ при $p\leqslant 7$ МПа;
2 — $0{,}064\cdot 56\beta_{вж}<w_{см}<0{,}487\sqrt{gD_г}$, $\beta_{вж}\leqslant 0{,}5$: капельная структура водонефтяного потока типа В/Н; капельно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н;
3 — $w_{см}\leqslant 0{,}064\cdot 563_{вж}\sqrt{gD_г}$ при $\beta_{вж}\leqslant 0{,}5$, $w_{см}<0.487\sqrt{gD_г}$ при $\beta_{вж}>0{,}5$: капельная структура водонефтяного потока типа Н/В; капельно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (Н+Г)/В;
4 — $w_{см}\geqslant 0{,}487\sqrt{gD_г}$ при $\beta_{вж}>0{,}5$: эмульсионная структура водонефтяного потока типа Н/В; эмульсионно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (Н+Г)/В, если $\varphi_г\leqslant 0{,}65$ или $p\leqslant 7$ МПа; эмульсионно-снарядная структура водонефтегазового потока типа (Н+Г)/В, если $\varphi_г\leqslant 0{,}65$ при $p\geqslant 7$ МПа.

ТАБЛИЦА VI.2

ОБЛАСТИ СУЩЕСТВОВАНИЯ ОСНОВНЫХ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ ВОДОНЕФТЕГАЗОВОГО ПОТОКА В ВЕРТИКАЛЬНОЙ КОЛОННЕ ТРУБ

Структура	Границы существования
Капельно-пузырьковая	$w_{см} < w_{кр2}$, $\varphi_г \lesssim 0{,}65$ или $p \gtrsim 7\,10^5$, Па
Эмульсионно-пузырьковая	$w_{см} \geqslant w_{кр2}$, $\varphi_г \lesssim 0{,}65$ или $p \gtrsim 7\,10^5$, Па
Эмульсионно-снарядная	$w_{см} \geqslant w_{кр2}$, $\varphi_г \gtrsim 0{,}65$ и $p \leqslant 7\,10^5$, Па

КОЭФФИЦИЕНТ СЕПАРАЦИИ СВОБОДНОГО ГАЗА ИЗ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

При заборе насосом газожидкостной смеси (ГЖС) из кольцевого пространства между всасывающей сеткой насоса и эксплуатационной колонной скважины в первое рабочее колесо насоса вместе с откачиваемой жидкостью попадает не весь свободный газ, содержащийся в ней непосредственно перед всасывающей сеткой насоса; часть газа, сепарируясь из ГЖС, проходит мимо рабочих органов насоса и через межтрубное пространство поступает в выкидную линию. Количество отсепарированного газа

$$Q_{г\,с} = k_с Q_{г\,вх}, \qquad (VI.12)$$

где $Q_{г\,вх}$ — расход свободного газа (м³/с) через кольцевое пространство до сепарации газа ($Q_{г\,с}$ и $Q_{г\,вх}$ принимаются при давлении и температуре перед всасывающей сеткой насоса); $k_с$ — коэффициент сепарации;

$$k_с = 1 - (1 - k_{с\,вх})(1 - k_{с\,гс}), \qquad (VI.13)$$

где $k_{с\,вх}$ — коэффициент сепарации газа при переходе откачиваемой продукции из кольцевого пространства скважины во всасывающую камеру насоса; $k_{с\,гс}$ — коэффициент сепарации за счет работы газосепаратора, если такой установлен между всасывающей камерой насоса и первым его рабочим колесом;

$$k_{с\,вх} = \frac{1}{1 + \dfrac{0{,}52 w_{ж\,пр}}{w_{г\,др}(1 - 0{,}06\beta_{г\,вх})}},$$

где $w_{ж\,пр}$ — приведенная скорость жидкости, м/с; $w_{г\,др}$ — скорость дрейфа, м/с; $\beta_{г\,вх}$ — объемно-расходная доля свободного газа в зазоре между стенкой скважины и всасывающей сеткой насоса. Для зазора в виде концентрического кольца

$$w_{ж\,пр} = \frac{Q_{ж\,су}[\beta_{в\,су} + b_н(1 - \beta_{в\,су})]}{(d^2_{эк} - d^2_с)\pi/4}, \qquad (VI.14)$$

где $Q_{ж\,су}$ — объемный дебит жидкости скважины при стандартных условиях, м³/с; $\beta_{в\,су}$ — объемно-расходная доля воды в добываемой жидкости, приведенной к стандартным условиям. Согласно (VI.1),

$$\beta_{в\,су} = \frac{Q_{в\,су}}{Q_{н\,су} + Q_{в\,су}} = \frac{Q_{в\,су}}{Q_{ж\,су}};$$

$b_н$ — объемный коэффициент нефти при давлении и температуре у входа в насос; $d_{эк}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_с$ — наружный диаметр всасывающей сетки насоса, м.

Группа насоса	5	5А	6	6А
Наружный диаметр всасывающей сетки насоса, м	0,092	0,103	0,114	0,114

Значение $w_{г\,др}$ зависит от объемно-расходной доли воды перед входом продукции в насос:

$$\beta_{в\,вх}=\frac{1}{1+b_н\left(\frac{1}{\beta_{в\,су}}-1\right)}; \qquad (VI.15)$$

$w_{г\,др}$ принимается равным 0,02 м/с при $\beta_{в\,вх}\leqslant 0{,}5$ и 0,17 м/с при $\beta_{в\,вх}>0{,}5$.

Объемно-расходная доля свободного газа $\beta_{г\,вх}$ определяется, согласно (VI.1), как отношение объемного расхода свободного газа к объемному расходу газожидкостной смеси перед входом в насос.

Для оценки значения $k_{с\,гс}$ можно пользоваться пока только следующей ориентировочной рекомендацией:

$$k_{с\,гс}\approx\begin{cases}0{,}6, & \text{если } \beta_{в\,вх}\leqslant 0{,}5,\\ 0{,}8, & \text{если } \beta_{в\,вх}>0{,}5.\end{cases}$$

Очевидно, что при отсутствии газосепаратора перед первым рабочим колесом насоса следует в (VI.13) принять $k_{с\,гс}=0$.

РАВНОВЕСНОЕ И НЕРАВНОВЕСНОЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ НЕФТЯНЫМ ГАЗОМ, КОЭФФИЦИЕНТ ФАЗОВОЙ РАВНОВЕСНОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Равновесным давлением насыщения жидкости нефтяным (попутным) газом называют, как известно, давление $p_{нас}$, при котором этот газ и жидкость находятся в фазовом равновесии при заданной температуре. Действительное давление насыщения $p_{д\,нас}$ жидкости нефтяным газом на различных участках пути скважинной продукции может отличаться от равновесного вследствие: запаздывания фазопревращения в потоке из-за высокой скорости течения продукции, например, в каналах рабочих органов центробежного насоса; сепарации части свободного газа из продукции перед входом ее в насос; отличия температуры потока в рассматриваемом сечении от той, при которой определено равновесное давление насыщения. Если принять, что температура потока в рассматриваемом сечении канала мало отличается от температуры определения давления насыщения $p_{нас}$, то к основным причинам отличия $p_{д\,нас}$ от $p_{нас}$ относятся первая и вторая из упомянутых. Степень отклонения действительного давления насыщения жидкости нефтяным газом в потоке продукции скважины от равновесного можно оценить с помощью коэффициента фазовой равновесности $k_ф$, который представляет собой отношение количества газа, растворенного в жидкости при заданных термодинамических условиях в рассматриваемом сечении потока, к тому количеству его, которое способно раствориться в ней при достижении фазового равновесия в ГЖС при тех же p и T.

На основании анализа рабочих характеристик центробежных электронасосов, перекачивающих нефтегазовые смеси, и специальных опытов[1] можно предложить следующие рекомендации для приблизительной оценки значений $k_ф$ для различных условий движения скважинной продукции.

При движении продукции в эксплуатационной колонне и в колонне НКТ ввиду сравнительно малой скорости потока при эксплуатации скважин установками погружных центробежных электронасосов можно принять $k_ф=1$ независимо от вида жидкости в ГЖС; при течении продукции в межлопаточных каналах насоса

$$k_{ф\,н}=0{,}9,\quad k_{ф\,в}=0{,}1, \qquad (VI.16)$$

где $k_{ф\,н}$ — коэффициент фазовой равновесности для ГЖС типа Г/Н и (Г+В)/Н, внешняя фаза в которых нефть; $k_{ф\,в}$ — то же для ГЖС типа Г/В и (Г+Н)/В, внешняя фаза в которых — вода.

[1] Опыты по оценке $K_ф$ были выполнены В. И. Игревским под руководством автора.

СИСТЕМА СКВАЖИНА-УСТАНОВКА ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА И ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ

Путь, который проходит продукция скважины за счет энергии насоса, целесообразно разделить на следующие участки (рис. VI.2) *AB* — пласт — от контура дренируемой скважиной части пласта до фильтра скважины; *CD* — эксплуатационная колонна — от кровли пласта до основания двигателя мотор-насосного агрегата; *DE* — зазор между эксплуатационной колонной скважины и электроприводом насоса; *FG* — насос — от входного сечения насоса, совпадающего практически с верхним краем всасывающей сетки его, до выходного сечения насоса, за которое принимаем верхний торец ловильной головки насоса; *GH* — колонна подъемных труб — от выходного сечения насоса до устьевого сечения колонны НКТ; *JK* — выкидная линия скважины — от устьевого сечения колонны подъемных труб до установки для измерения дебита скважины[1]. Если на пути от устьевого сечения колонны подъемных труб до замерной установки имеется штуцер для регулирования режима работы системы скважина — насос, устанавливаемый обычно в начале выкидной линии, то появляется участок пути продукции *IJ* от входа в штуцер до выхода из него.

Движение продукции в пласте происходит при практически неизменных температуре и физико-химических свойствах фаз;

$$p_{пл} - p_{заб} = aQ_{ж\ су} + bQ^2_{ж\ су}, \quad (VI.17)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, т. е. среднее давление в пласте на контуре влияния скважины; $p_{заб}$ — забойное давление, т. е. давление в ство-

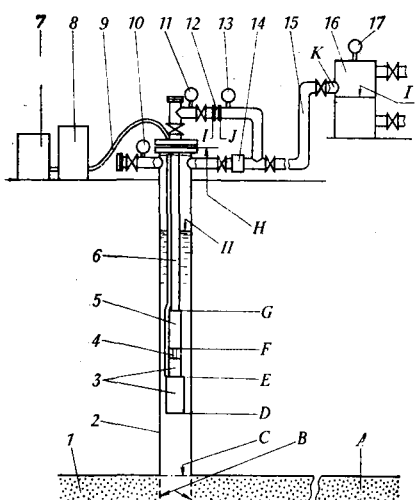


Рис. VI.2. Размещение оборудования при эксплуатации скважины при помощи электронасоса.

1 — дренируемый пласт; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой; *4* — всасывающая сетка насоса; *5* — насос; *6* — колонна НКТ; *7* — трансформатор, *8* — станция управления; *9* — кабель; *10* — манометр для измерения давления $p_{мтр}$ в межтрубном пространстве; *11* — манометр для измерения давления $p_у$ в устьевом сечении колонны подъемных труб и давления перед устьевым штуцером; *12* — устьевой штуцер; *13* — манометр для измерения давления в выкидной линии скважины за устьевым штуцером; *14* — клапан, предотвращающий слив жидкости из выкидной линии в межтрубное пространство; *15* — выкидная линия; *16* — емкость для измерения дебита скважины; *17* — манометр для измерения давления над зеркалом жидкости в емкости *16*.

I — поверхность раздела жидкости и газа в емкости *16*; *II* — поверхность раздела жидкости и газа в стволе скважины при эксплуатации ее на установившемся режиме.

A — граница влияния скважины; *B* — внутренняя поверхность забойного фильтра эксплуатационной колонны; *C* — сечение эксплуатационной колонны поверхностью раздела дренируемого пласта и его кровли; *D*, *E* — нормальные сечения эксплуатационной колонны плоскостями, проходящими через начало и конец зазора между ПЭД и эксплуатационной колонной; *F* — нормальное сечение скважины плоскостью, проходящей через верхний край всасывающей сетки насоса; *G* — сечение колонны подъемных труб плоскостью, проходящей через торец ловильной головки насоса; *H* — устьевое сечение колонны подъемных труб; *I*, *J* — сечения выкидной линии скважины перед штуцером и за ним; *K* — сечение выкидной линии в месте присоединения ее к емкости *16*.

Участки движения жидкости: *AB* — пласт; *CД* — эксплуатационная колонна; *ДE* — зазор между эксплуатационной колонной и ПЭД; *FG* — насос; *GH* — колонна подъемных труб; *IУ* — штуцер; *JK* — выкидная линия.

[1] В работе условно принято, что сечение устья и оси начала выкидной линии и устьевого штуцера лежат в одной плоскости.

ле скважины на отметке кровли пласта; $Q_{ж\ су}$ — дебит жидкости из скважины, приведенный к стандартным условиям; a, b — коэффициенты, определяемые при исследовании на приток. При линейной связи между $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$ и $Q_{ж\ су}$ $Q_{ж\ су} = K(p_{пл} - p_{заб})$, (VI.17′)

где K — коэффициент продуктивности скважины.

В эксплуатационной колонне скважины физико-химические свойства фаз вследствие постепенного снижения давления и температуры по направлению движения потока непрерывно меняются и особенно на участке, где давление меньше давления насыщения жидкости газом; процесс выделения растворенного в жидкости газа можно считать практически равновесным, $k_ф = 1$; сепарации свободного газа из продукции не происходит, $k_с = 0$; действительное давление насыщения жидкости нефтяным газом практически равно равновесному, $p_{д\ нас} = p_{нас}$; газовая фаза распределена в жидкости всегда в виде мелких пузырьков, а внутренняя жидкость во внешней, как правило, в виде капель сравнительно крупного размера, т. е. двухфазные потоки имеют пузырьковую или капельную структуру, а трехфазные — капельно-пузырьковую. Вязкость потока определяется вязкостью жидкости, являющейся внешней фазой в потоке. Потерями давления на гидравлическое трение и на изменение кинетической энергии потока в эксплуатационной колонне практически всегда можно пренебречь.

В зазоре между эксплуатационной колонной скважины и погружным электродвигателем физико-химические свойства продукции остаются практически неизменными ввиду небольшой длины этого участка, соответствующими средней температуре и среднему давлению в зазоре. Потерями давления на гидравлическое трение и на изменение кинетической энергии по той же причине всегда можно пренебречь.

В насосе движение продукции скважины характеризуется непрерывным возрастанием давления и температуры в потоке, вследствие чего физико-химические свойства фаз потока непрерывно меняются и особенно на той части пути, где давление ниже давления насыщения жидкости газом. При расчете параметров потока в насосе процесс растворения газовой фазы в жидкости по мере продвижения продукции от входа в насос к выходу из него практически всегда неравновесный, т. е. всегда $k_{фн} < 1$ и $k_{фв} < 1$; коэффициент сепарации обычно больше нуля: $k_с > 0$, хотя иногда может быть и равным нулю; действительное давление насыщения жидкости газом может быть меньше, больше и равно равновесному в зависимости от сочетания значений $k_с$ и $k_ф$. При $k_ф$, существенно меньшем единицы, а $k_с$, близком к нулю; $p_{д\ нас} > p_{нас}$; при $k_ф$, близком к единице, а $k_с$, существенно большем нуля, $p_{д\ нас} < p_{нас}$; при определенном сочетании значений $k_ф$ и $k_с$ возможно $p_{д\ нас} = p_{нас}$. Структура двухфазного и трехфазного потоков в каналах насоса всегда характеризуется высокой степенью дисперсности внутренней фазы (внутренних фаз), т. е. для двухфазных потоков она пузырьковая или эмульсионная, для трехфазных — эмульсионно-пузырьковая. Ввиду высокой скорости сдвига ($\dot{\gamma} \geqslant 1000$ с$^{-1}$) движущаяся в каналах насоса среда представляет собой практически ньютоновскую жидкость.

В колонне НКТ продукция скважины движется, как и в эксплуатационной колонне, при непрерывном снижении давления и температуры, а следовательно, при непрерывном изменении физико-химических свойств фаз — особенно на части пути, где $p < p_{д\ нас}$. Благодаря тому что на основной части пути средняя скорость потока в колонне подъемных труб невелика, процесс выделения растворенного в жидкости газа в свободное состояние можно приближенно принять равновесным и $k_ф = 1$. Значение же $k_с$ следует принять таким же, как и при движении продукции через насос, т. е. по (VI.13), полагая $b_к$ и $\beta_{г\ вх}$ в ней соответствующими давлению и температуре у входа в насос. В связи с тем, что для колонны НКТ всегда $k_ф = 1$, а $k_с$ обычно больше 0, действительное давление насыщения жидкости газом, как правило, меньше равновесного. При $k_с = 0$ может быть $p_{д\ нас} = p_{нас}$. Структурные формы потока в колонне НКТ отличаются наибольшим разнообразием, а в реологическом отношении движущаяся в ней среда ведет себя часто как ненью-

тоновская. При расчете градиента давления изменением кинетической энергии потока, как правило, можно пренебречь, а потери гидравлического трения необходимо учитывать.

Выкидная линия скважины характеризуется тем, что разность давлений на ее концах сравнительно небольшая независимо от дебита жидкости скважины и определяется в основном давлением в замерной установке и разностью геометрических отметок уровня жидкости в ней и устья скважины. По этой причине давление в начале выкидной линии или давление в устьевом сечении колонны НКТ рекомендуется принимать по опыту эксплуатации скважины в предыдущий период, если только давление в системе нефтеводогазосбора осталось неизменным или равным давлению в начале выкидной линии соседней скважины с примерно одинаковым дебитом и подключенной к той же замерной установке, что и рассматриваемая. Для промыслов, расположенных на равнине, давление на устье скважины может быть принято приблизительно равным давлению в замерной установке.

В штуцере течение характеризуется: тонкодисперсностью структуры и ньютоновским характером ее благодаря высокой скорости потока и малому диаметру отверстия штуцера; двумя режимами движения продукции — докритическим, когда скорость истечения меньше скорости звука в продукции, и критическим, когда скорость истечения равна критической; резким снижением давления на малой длине.

ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА НА РАЗЛИЧНЫХ УЧАСТКАХ ПУТИ ДВИЖЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ

При движении продукции в пласте температура потока остается практически неизменной, равной температуре пласта $T_{пл}$ в зоне расположения скважины. В стволе скважины, так же как и в колонне НКТ, температура потока непрерывно снижается в основном вследствие отдачи тепла в окружающие скважину горные породы, а также охлаждения потока при переходе газа из растворенного состояния в свободное и расширения его по мере снижения давления в потоке. На пути движения продукции в зазоре между двигателем и эксплуатационной колонной, а также через насос температура продукции возрастает за счет нагрева ее теплом, выделяющимся двигателем и насосом в результате неполного преобразования подводимой к двигателю энергии в полезную работу.

Температура потока в любом сечении между кровлей пласта и основанием двигателя насоса (приблизительная)

$$T_{эк} = T_{пл} - (L_{кл} - L)\frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/(20d_{эк}^{2{,}67})}}; \qquad (VI.18)$$

средняя температура потока в зазоре между ПЭД и эксплуатационной колонной

$$T_{д.эк} = T_{пл} - (L_{кп} - L)\frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/(20d_{эк}^{2{,}67})}} + \frac{gH}{2c\eta_д}\left(\frac{1}{\eta_д} - 1\right); \qquad (VI.19)$$

средняя температура продукции в насосе

$$T_н = T_{пл} - (L_{кп} - L)\frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/(20d_{эк}^{2{,}67})}} + \frac{gH}{c}\left(\frac{1}{\eta_н\eta_д} - \frac{0{,}5}{\eta_н} - 0{,}5\right); \qquad (VI.20)$$

температура потока в любом сечении колонны подъемных труб

$$T_{нт} = T_{пл} - (L_{кп} - L_{вых})\frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/(20d_{эк}^{2{,}67})}} -$$

$$-(L_{\text{вых}}-L)\frac{0{,}0034+0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{\text{ж су}}/(20d_{\text{нт}}^{2{,}67})}}, \qquad \text{(VI.21)}$$

где $L_{\text{кп}}$, $L_{\text{вых}}$, L — расстояния соответственно от устья скважины до кровли пласта, ловильной головки насоса и рассматриваемого сечения в стволе скважины или в колонне подъемных труб, м; Γ — средний геотермический градиент скважины, градус/м;

$$\Gamma=\frac{T_{\text{пл}}-T_{\text{нс}}}{(L_{\text{кп}}-L_{\text{нс}})\cos\theta}; \qquad \text{(VI.22)}$$

$T_{\text{пл}}$ и $T_{\text{н с}}$ — температура горных пород на отметке залегания кровли пласта и нейтрального слоя (для нефтяных месторождений Коми АССР $T_{\text{н с}}$ = =276,5—277; Западной Сибири 276—280; Пермской области, Башкирии, Татарии и Куйбышевской области — 278—280,5, Белоруссии ≈282; Краснодарского края и Чечено-Ингушской АССР 286—287; Азербайджана, Казахстана и Средней Азии 285—293 К); $L_{\text{н с}}$ — расстояние от поверхности Земли до нейтрального слоя горных пород (для перечисленных районов $L_{\text{н с}}\approx 25$ м); $d_{\text{э к}}$, $d_{\text{нт}}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины и колонны подъемных труб соответственно, м; θ — средний угол между осью ствола скважины и вертикалью, градусы; $Q_{\text{ж су}}$ — дебит жидкости из скважины, приведенный к стандартным условиям, м³/с; c — массовая теплоемкость откачиваемой из скважины продукции (VI.77), Дж/(кг·К); $\eta_{\text{д}}$ — к. п. д. электродвигателя с гидрозащитой при работе в скважине; H — напор, развиваемый насосом, м; $\eta_{\text{н}}$ — к. п. д. насосного узла погружного агрегата при работе в скважине; g — ускорение свободного падения; g=9,81 м/с².

Значения $\eta_{\text{д}}$, $\eta_{\text{н}}$ и H определяют в результате расчетов параметров работы ПЭД и насоса, выбранных для эксплуатации скважины на заданном режиме. В предварительных расчетах температур по (VI.19)—(VI.21) пользуются ориентировочными значениями названных величин. Ориентировочное значение $\eta_{\text{д}}$ можно определить по уравнению

$$\eta_{\text{д}}=1{,}03Q_{\text{ж су}}^{0{,}045}, \qquad \text{(VI.23)}$$

где $Q_{\text{ж су}}$ — дебит жидкости скважины при стандартных условиях, м³/с.

К. п. д. насоса можно установить исходя из паспортного номинального к. п. д. насоса $\eta_{\text{н п}}$:

$$\eta_{\text{н п}}\approx 5{,}72Q_{\text{н п}}^{1/3}-0{,}71Q_{\text{н п}} \qquad \text{(VI.24)}$$

и значения параметра

$$B=\frac{\omega^{1/3}\,Q_{\text{н п}}^{2/3}\rho_{\text{ж пл}}}{\mu_{\text{ж пл}}}, \qquad \text{(VI.25)}$$

учитывающего вязкость откачиваемой продукции. Если $B\geqslant 47950$, то

$$\eta_{\text{н}}\approx 0{,}85\eta_{\text{н п}}, \qquad \text{(VI.26)}$$

или

$$\eta^{*}_{\text{н}}\approx 0{,}3\eta_{\text{н п}}(\lg B-1{,}82), \qquad \text{(VI.27)}$$

где $Q_{\text{н п}}$ — номинальная подача насоса по паспортной характеристике, м³/с (за $Q_{\text{н п}}$ принимаем подачу, равную или ближайшую большую из ряда значений номинальных подач УЭЦН, которые могут быть спущены в скважину с заданным диаметром эксплуатационной колонны для отбора из нее заданного дебита $Q_{\text{ж су}}$); ω — частота вращения вала насоса, 1/с; $\omega=\pi n/30$; n — номинальная частота вращения вала насоса, об/мин; $\rho_{\text{ж пл}}$ — средняя плотность продукции, движущейся в межлопаточных каналах насоса, кг/м³; ориентировочно принимаем ее равной плотности жидкости при давлении насыщения нефти газом и температуре пласта:

$$\rho_{\text{ж пл}}=\frac{\rho_{\text{н су}}+\rho_{\text{г су}}\Gamma_{\text{н нас}}+\rho_{\text{в су}}\beta_{\text{в су}}/(1-\beta_{\text{в су}})}{b_{\text{н нас}}+\beta_{\text{в су}}/(1-\beta_{\text{в су}})}; \qquad \text{(VI.28)}$$

$\mu_{ж\,пл}$ — среднее значение кажущейся вязкости продукции в насосе, Па·с. Напор H насоса в (VI.19)—(V.21) с достаточным приближением можно принять по формуле ОКБ БН

$$H^* = L_{кп} - \frac{1}{g\rho_{ж\,пл}}(p_{заб} - p_у) - 160 J \Gamma_{н\,нас}(1 - \beta_{в\,су})\left(1 - \sqrt[3]{\frac{p_у}{p_{нас}}}\right), \tag{VI.29}$$

где $\Gamma_{н\,нас}$ — газовый фактор по нефти, м³/м³; $p_{заб}$ и $p_у$ — соответственно давление в стволе скважины на отметке кровли пласта, т. е. забойное давление, и давление в устьевом сечении колонны подъемных труб, Па; $p_{нас}$ — равновесное давление насыщения нефти газом, Па; $L_{к\,п}$ — расстояние от устья до кровли пласта по вертикали, м; d — внутренний диаметр НКТ, м; $\beta_{в\,су}$ — объемно-расходная доля воды в добываемой из скважины жидкости при стандартных условиях.

НЕКОТОРЫЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФАЗ И ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

При оценке теплофизических свойств отдельных фаз и продукции скважины в целом при подборе УЭЦН по предлагаемой методике рекомендуется пользоваться следующими определениями и формулами, поскольку общепринятых рекомендаций, как правило, не имеется.

Объемное количество нефтяного газа, растворенного при давлении p и температуре T в единице объема сепарированной при стандартных условиях нефти до состояния фазового равновесия и приведенного к стандартным условиям, будем определять по эмпирическому уравнению (м³/м³):

при $p \leqslant p_{нас}$

$$\Gamma_н = m_г p^{n_г}; \tag{VI.30}$$

при $p \geqslant p_{нас}$ — по уравнению

$$\Gamma_{н\,нас} = m_г p_{нас}^{n_г}. \tag{VI.30'}$$

При движении продукции скважин через насос и по колонне НКТ в условиях неравновесного массообмена объемное количество газа, растворенного в нефти при давлении, меньшем давления насыщения, можно определить по уравнению

$$\Gamma_н = m_г [p_{вх}^{n_г} + k_{фн}(p^{n_г} - p_{вх}^{n_г})], \tag{VI.31}$$

где $p_{вх}$ — давление в скважине перед входом продукции в насос; $m_г$, $n_г$ — экспериментальные коэффициенты, определяемые обработкой данных исследования пробы пластовой нефти; при отсутствии результатов исследования пластовой нефти значения $m_г$ и $n_г$ можно определить обработкой кривой $\Gamma_н = \Gamma_н(p)$, которая должна быть предварительно рассчитана по формуле

$$\Gamma_н = \Gamma_{н\,нас} - \Gamma_{н\,св}, \tag{VI.32}$$

где $\Gamma_{н\,нас}$ — количество газа, растворенного в нефти при температуре T и давлении насыщения $p_н$, приведенное к стандартным условиям, м³/м³; $\Gamma_{н\,св}$ — количество газа, выделившегося из нефти при $p < p_{нас}$ и той же температуре, приведенное к стандартным условиям, м³/м³.

Значение $\Gamma_{н\,св}$ можно приближенно установить по формуле К. Б. Аширова и В. Л. Данилова

$$\Gamma_{н\,св} = \Gamma_0 [1 + m(T - 293)] \left[a\left(1 - \frac{\lg p_т}{\lg p_{наст}}\right) + (1 - a)\left(1 - \frac{\lg p_т}{\lg p_{наст}}\right)^2\right],$$

$$m = 29 \cdot 10^{-3} \rho_{н\,су} \Delta_г - 0{,}0231,$$

$$a = 5{,}785 - \rho_{н\,су} \Delta_г 10^{-3} [4{,}5 - 0{,}00354(T - 293)],$$

где Γ_0 — газовый фактор однократного разгазирования нефти при стандартных условиях ($\Gamma_0=\Gamma_{\text{н нас}}$), м³/м³; $\rho_{\text{н су}}$ — плотность дегазированной нефти при СУ, кг/м³; $\Delta_\text{г}$ — относительная плотность газа (по воздуху); T — температура, К; $p_\text{т}$ — текущее давление при температуре T; $p_{\text{нас т}}$ — равновесное давление насыщения нефти газом при температуре T. Значение $p_{\text{нас т}}$ при температуре T, которая может отличаться от пластовой и определяется по формуле М. Д. Штофа, Ю. Н. Белова и В. П. Прончука

$$p_{\text{нас т}} = p_{\text{нас}} - \frac{T_{\text{пл}} - T}{9{,}157 + \dfrac{0{,}753\gamma_{\text{н су}}}{\Gamma_0(y_{C_1} - 0{,}8y_{N_2})}},$$

где $p_{\text{нас}}$ — равновесное давление насыщения нефти газом при температуре пласта, МПа; $T_{\text{пл}}$ и T — пластовая и заданная температуры, К; y_{C_1} и y_{N_2} — объемные доли метана и азота в попутном газе при СУ.

Объемное количество попутного газа, растворенного при p и T в единице объема попутной воды до состояния фазового равновесия, приведенное к стандартным условиям:

при $p \leqslant p_{\text{нас}}$

$$\Gamma_\text{в}=\alpha_\text{г}p; \tag{VI.33}$$

при $p \geqslant p_{\text{нас}}$

$$\Gamma_{\text{в нас}}=\alpha_\text{г}p_{\text{нас}}. \tag{VI.34}$$

Объемное количество попутного газа, растворенного при $p<p_{\text{д нас}}$ в единице объема попутной воды, когда фазовое равновесие в потоке не имеет места,

$$\Gamma_\text{в}=\alpha_\text{г}[p_{\text{вх}}+k_{\text{ф в}}(p-p_{\text{вх}})], \tag{VI.35}$$

где $\alpha_\text{г}$ — среднее значение коэффициента растворимости попутного газа в воде при заданной температуре; значение $\alpha_\text{г}$ определяется по газовому фактору $\Gamma_{\text{в нас}}$ пластовой воды и давлению насыщения $p_{\text{нас}}$ из (VI.34). Если $\Gamma_{\text{в нас}}$ для данной скважины неизвестно, можно приближенно принять $\alpha_\text{г}=15\cdot10^{-8}$ м³/(м³·Па).

Действительное давление насыщения жидкости[1] в продукции скважины находят решением уравнения относительно $p_{\text{д нас}}$

$$p^{n_\text{г}}_{\text{д нас}} + \frac{k_{\text{ф в}}\alpha_\text{г}\beta_{\text{в су}}}{k_{\text{фн}}m_\text{г}(1-\beta_{\text{в су}})}p_{\text{д нас}} = \frac{(1-k_\text{с})}{k_{\text{фн}}}(p^{n_\text{г}}_{\text{нас}} - p^{n_\text{г}}_{\text{вх}}) + p^{n_\text{г}}_{\text{вх}} +$$

$$+\frac{\alpha_\text{г}\beta_{\text{в су}}}{m_\text{г}(1-\beta_{\text{г су}})}\left[\frac{1-k_\text{с}}{k_{\text{фн}}}(p_{\text{нас}} - p_{\text{вх}}) + \frac{k_{\text{ф в}}}{k_{\text{ф н}}}p_{\text{вх}}\right]. \tag{VI.36}$$

Объемный коэффициент нефти, т. е. отношение объема нефти с растворенным в ней газом при заданных p и T к объему, который занимает та же нефть, но сепарированная при СУ, при равновесном массообмене между нефтью и попутным газом

$$b_\text{н} = m_\text{в}p^{n_\text{в}}, \quad \text{если } p \leqslant p_{\text{нас}}, \tag{VI.37}$$

$$b_{\text{н нас}} = m_\text{в}p^{n_b}_{\text{нас}}, \quad \text{если } p \geqslant p_{\text{нас}}; \tag{VI.37'}$$

при неравновесном массообмене

[1] Принято, что давления насыщения нефти и попутной воды попутным газом одинаковы.

$$b_{\text{н}} = m_{\text{в}} [p_{\text{вх}}^{n_b} + k_{\text{фн}} (p^{n_b} - p_{\text{вх}}^{n_b})], \quad \text{если} \quad p \leqslant p_{\text{д нас}}, \tag{VI.38}$$

$$b_{\text{н нас}} = m_{\text{в}} [p_{\text{вх}}^{n_b} + k_{\text{фн}} (p_{\text{д нас}}^{n_b} - p_{\text{вх}}^{n_b})] \quad \text{если} \quad p \geqslant p_{\text{д нас}}, \tag{VI.38'}$$

где m_b, n_b — эмпирические постоянные, определяемые в результате обработки данных исследования пластовой нефти по стандартной методике; при отсутствии необходимых экспериментальных материалов приближенно m_b и n_b можно найти обработкой кривой $b_{\text{н}}=b_{\text{н}}(p)$, рассчитанной предварительно по формуле И. И. Дунюшкина, Е. М. Константинович, В. П. Павленко.

$$b_{\text{н}}=1+\lambda\Gamma_{\text{н нас}}+\alpha_{\text{н т}}(T-293)-6{,}5\cdot 10^{-4}p_{\text{нас}}, \tag{VI.39}$$

где

$$\lambda=10^{-3}[4{,}30+0{,}858\rho_{\text{г су}}+5{,}2\cdot 10^{-3}\Gamma_{\text{н нас}}(1-1{,}5\cdot 10^{-3}\Gamma_{\text{н нас}})-3{,}5\times \times 10^{-3}\rho_{\text{н су}}], \tag{VI.40}$$

$$\alpha_{\text{нт}} = \begin{cases} 10^{-3}(3{,}083 - 2{,}638\cdot 10^{-3}\rho_{\text{н су}}), \\ 780 \leqslant \rho_{\text{н су}} \leqslant 860; \\ 10^{-3}(2{,}513 - 1{,}975\cdot 10^{-3}\rho_{\text{н су}}), \\ 860 < \rho_{\text{н су}} \leqslant 960, \end{cases} \tag{VI.41}$$

где $p_{\text{нас}}$ — равновесное давление насыщения нефти, МПа; $\rho_{\text{н су}}$ и $\rho_{\text{г су}}$ — плотность дегазированной нефти и попутного газа при стандартных условиях, кг/м^3; T — температура нефти, К; $\Gamma_{\text{н нас}}$ — количество растворенного в нефти газа при $p_{\text{нас}}$ и T, приведенное к стандартным условиям, м^3/м^3.

Плотность нефти, насыщенной растворенным газом,

$$\rho_{\text{н}} = \frac{m_\rho}{p_{\text{нас}}^{n_\rho}[1-\alpha_{\text{нт}}(T_{\text{пл}}-T)]}, \quad \text{если} \quad p \leqslant p_{\text{нас}}, \tag{VI.42}$$

$$\rho_{\text{н нас}} = \frac{m_\rho}{p_{\text{нас}}^{n_\rho}[1-\alpha_{\text{нт}}(T_{\text{пл}}-T)]}, \quad \text{если} \quad p \geqslant p_{\text{нас}}, \tag{VI.42'}$$

где $\alpha_{\text{нт}}$ — коэффициент температурного расширения нефти (по VI.41'), 1/градус; $T_{\text{пл}}$ и T — температура нефти в пластовых условиях и в рассматриваемом сечении потока, К; m_ρ, n_ρ — коэффициенты, определяемые обработкой данных исследования глубинной пробы нефти при пластовой температуре; при отсутствии необходимых экспериментальных материалов приближенные значения m_ρ и n_ρ можно найти обработкой кривой $\rho_{\text{н}}=\rho_{\text{н}}(p)$, предварительно рассчитанной по формуле

$$\rho_{\text{н}} = \frac{1}{b_{\text{н}}}(\rho_{\text{н су}} + \rho_{\text{г су}}\Gamma_{\text{н нас}}), \tag{VI.43}$$

где $b_{\text{н}}$ — объемный коэффициент нефти при заданной температуре $T \leqslant T_{\text{пл}}$ потока и текущем давлении насыщения нефти газом, меньшем или равном давлению насыщения нефти при пластовой температуре, определяемый по (VI.39)—(VI.41).

Плотность воды будем определять, пренебрегая давлением, по формуле

$$\rho_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{во}}}{1 + 10^{-4}(T-273)[0{,}269(T-273)^{0{,}637} - 0{,}8]}, \tag{VI.44}$$

где $\rho_{\text{во}}$ — плотность воды при нормальных условиях; T — температура воды, К.

---

[1] $\alpha_{\text{нт}}$ можно найти также по (VI.93).

Плотность попутного свободного газа при нормальных $\rho_{\text{го}}$ или стандартных $\rho_{\text{г су}}$ условиях задается исходными данными или при известном компонентном составе определяется по формулам

$$\rho_{\text{го}}=M_{\text{г}}/22{,}414, \tag{VI.45}$$

$$\rho_{\text{г су}}=M_{\text{г}}/24{,}055, \tag{VI.46}$$

где $M_{\text{г}}$ — молекулярная масса нефтяного (попутного) газа, равная сумме произведений молекулярной массы каждого i-го компонента на объемную долю его в смеси n компонентов;

$$M_{\text{г}}=\sum_{i=1}^{n}(M_{\text{г}i}y_{\text{г}i}). \tag{VI.47}$$

Относительную плотность попутного газа по воздуху также или задаем по исходным данным, или определяем по формуле

$$\Delta_{\text{г}}=\rho_{\text{г}}/\rho_{\text{в}}=M_{\text{г}}/28{,}98. \tag{VI.48}$$

Плотность нефтяного (попутного) газа при давлении p и температуре T

$$\rho_{\text{г}}=\rho_{\text{г су}}\frac{pT_{\text{ст}}}{zp_{\text{ст}}T}, \tag{VI.49}$$

где z — коэффициент сжимаемости газа при заданных p и T.

$$z=z_{\text{у+н}}y_{\text{у+н}}+z_{\text{а}}y_{\text{а}}, \tag{VI.50}$$

где $z_{\text{у+н}}$ и $y_{\text{у+н}}$ — коэффициент сжимаемости и объемная доля в газе смеси углеводородных и неуглеводородных газов, кроме азота; $z_{\text{а}}$ и $y_{\text{а}}$ — коэффициент сжимаемости азота и объемная доля его в газе.

Значение $z_{\text{у+н}}$ рекомендуется вычислять по аппроксимационным формулам:

при $0\leqslant p_{\text{пр}}\leqslant 3{,}8$ и $1{,}7<T_{\text{пр}}<2$

$$z_{\text{у+н}}=1-p_{\text{пр}}\left(\frac{0{,}18}{T_{\text{пр}}-0{,}73}-0{,}135\right)+0{,}0161\frac{p_{\text{пр}}^{3{,}45}}{T_{\text{пр}}^{6{,}1}}; \tag{VI.51′}$$

при $0\leqslant p_{\text{пр}}\leqslant 1{,}45$ и $1{,}05\leqslant T_{\text{пр}}<1{,}17$

$$z_{\text{у+н}}=1-0{,}23p_{\text{пр}}-(1{,}88-1{,}6T_{\text{пр}})p^2_{\text{пр}}; \tag{VI.51″}$$

при $1{,}45<p_{\text{пр}}\leqslant 4$ и $1{,}05\leqslant T_{\text{пр}}<1{,}17$

$$z_{\text{у+н}}=0{,}13p_{\text{пр}}+(6{,}05T_{\text{пр}}-6{,}25)\frac{T_{\text{пр}}}{p^2_{\text{пр}}}, \tag{VI.51‴}$$

где $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ — приведенные давление и температура смеси углеводородных и небольшого (до $\approx 5\%$) количества неуглеворородных (без азота) газов;

$$p_{\text{пр}}=\frac{p}{10^5(46{,}9-2{,}06\Delta^2_{\text{у+н}})}, \tag{VI.52}$$

$$T_{\text{пр}}=\frac{T}{97+172\Delta_{\text{у+н}}}, \tag{VI.53}$$

где p и T — давление (в Па) и температура (в К), при которых находится свободный газ; $\Delta_{\text{у+н}}$ — относительная плотность смеси углеводородных и неуглеводородных (кроме азота) газов, которую можно определить по относительной плотности (по воздуху) $\Delta_{\text{г}}$ всего газа при стандартных условиях,

$$\Delta_{\text{у+н}}=\frac{\Delta_{\text{г}}-\Delta_{\text{а}}y_{\text{а}}}{1-y_{\text{а}}}, \tag{VI.54}$$

где $\Delta_{\text{а}}=0{,}970$ — относительная (по воздуху) плотность азота при стандартных условиях; $y_{\text{а}}$ — объемная доля азота в газе при стандартных условиях.

Значение z_a в интервале температур T=280—380 К и давлений p==0—20 МПа можно определить по аппроксимационной формуле

$$z_a = 1 + 0{,}564 \cdot 10^{-10} (T - 273)^{3{,}71} p^{14{,}7/\sqrt{T-273}}. \quad \text{(VI.55)}$$

Средняя плотность водонефтегазовой смеси

$$\rho_{см} = \rho_н \varphi_н + \rho_в \varphi_в + \rho_г \varphi_г, \quad \text{(VI.56)}$$

где $\rho_н$, $\rho_в$, $\rho_г$ — соответственно плотность нефти, воды и свободного газа при заданных p и T в потоке, кг/м³; $\varphi_н$, $\varphi_в$, $\varphi_г$ — соответственно истинные объемные доли нефти, воды и газа в нем.

Полагая в (VI.56) $\varphi_г$=0, получим формулу для оценки средней плотности водонефтяной смеси; соответственно для смесей нефтегазовой или водогазовой надо принять $\varphi_в$=0 или $\varphi_н$=0.

Если вода и нефть в водонефтяном потоке имеют эмульсионную структуру, среднюю плотность смеси (водонефтяной эмульсии) можно оценить приближенно:

$$\rho_{см} = \rho_н (1 - \beta_в) + \rho_в \beta_в, \quad \text{(VI.57)}$$

где $\beta_в$ — объемная расходная доля воды в эмульсии.

Динамическая вязкость в (Па·с) нефти:

при $p < p_{нас}$ и T

$$\mu_н = \frac{m_\mu}{p^{n_\mu}} e^{(8 \cdot 10^{-5} \rho_н - 0{,}047)(T_{пл} - T)}, \quad \text{(VI.58)}$$

а при $p \geqslant p_{нас}$ и T

$$\mu_{н\,нас} = \left[\frac{m_\mu}{p_{нас}^{n_\mu}} + 17 \cdot 10^{-8} (p - p_{нас}) \left(\frac{m_\mu}{p_{нас}^{n_\mu}} \right)^{1,5} \right] e^{(8 \cdot 10^{-5} \rho_н - 0{,}047)(T_{пл} - T)}, \quad \text{(VI.58')}$$

где m_μ, n_μ — постоянные, определяемые обработкой экспериментальных данных зависимости вязкости насыщенной растворенным газом нефти от давления при пластовой температуре; e — основание натуральных логарифмов; $\rho_н$ — плотность нефти при давлении p и температуре $T_{пл}$, кг/м³.

При отсутствии экспериментальных данных приближенно оценить m_μ и n_μ можно обработкой расчетной зависимости $\mu_н = \mu_н(p)$, полученной предварительно по формуле

$$\mu_н = A_\mu \mu_{н\,су}^{B_\mu}, \quad \text{(VI.59)}$$

где

$$A_\mu = 1 + 0{,}0129 \Gamma_н - 0{,}0364 \Gamma_н^{0,85}$$

и

$$B_\mu = 1 + 0{,}0017 \Gamma_н - 0{,}0228 \Gamma_н^{0,667} \quad \text{(VI.60)}$$

описывают с погрешностью менее ±3% в области $\Gamma_н$<300 соответствующие корреляционные кривые, предложенные Чью и Коннели; $\Gamma_н$ — количество газа, растворенного в нефти, приведенное к стандартным условиям, м³/м³; $\mu_{н\,су}$ — вязкость дегазированной при стандартных условиях нефти при заданной температуре, мПа·с.

Динамическая вязкость воды (в Па·с)

$$\mu_в = \frac{0{,}0014 + 38 \cdot 10^{-7}(\rho_{в\,су} - 1000)}{10^{0{,}0065\,(T-273)}}, \qquad \text{(VI.61)}$$

где $\rho_{в\,су}$ — плотность пластовой воды при СУ, кг/м³.

Кажущуюся динамическую вязкость (в Па·с) водонефтяного потока капельной структуры рекомендуется принимать равной динамической вязкости той жидкости, которая в потоке является внешней: для потоков типа Н/В кажущаяся вязкость равна вязкости воды (VI.61), для потоков типа В/Н вязкость нефти определяется по (VI.58) или (VI.58′).

Кажущаяся динамическая вязкость водонефтяной эмульсии для потоков типа Н/В

$$\mu_э = \mu_в 10^{3{,}2\,(1-\beta_в)}, \qquad \text{(VI.62)}$$

а для потоков типа В/Н

$$\mu_э = \mu_н \frac{1 + 2{,}9\beta_н}{1 - \beta_н}, \quad \text{если } A \leqslant 1; \qquad \text{(VI.63)}$$

$$\mu_э = A\mu_н \frac{1 + 2{,}9\beta_в}{1 - \beta_в}, \quad \text{если } A > 1, \qquad \text{(VI.64)}$$

где $\mu_н$ — динамическая вязкость нефти в условиях потока, определяемая по (VI.58) или (VI.58′); $\mu_в$ — то же, воды, определяемая по (VI.61); A — параметр, учитывающий зависимость вязкости эмульсии от скорости сдвига $\dot{\gamma}$,

$$A = \frac{1 + 20\beta_в^2}{\dot{\gamma}^{0{,}48\beta_в}}. \qquad \text{(VI.65)}$$

Кажущаяся вязкость двухфазного газожидкостного потока зависит от вязкости жидкости, а также от истинной объемной доли свободного газа $\varphi_г$ в потоке и при $\varphi_г \leqslant 0{,}50$ определяется теоретической формулой Вахолдера и Хетсрони, удовлетворительно согласующейся с опытными значениями вязкости ГЖС при пузырьковой структуре потока, найденными в результате анализа данных А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина

$$\mu_{гж} = \mu_ж \left[1 + 2{,}2\varphi_г \frac{1 - 1{,}36\varphi_г^{7/3}}{(1 - \varphi_г)(1 - \varphi_г^{7/3})}\right], \qquad \text{(VI.66)}$$

а при $0{,}5 < \varphi_г \leqslant 0{,}95$ по эмпирическому уравнению

$$\mu_{г\,ж} = (0{,}023 + 0{,}71\mu_ж)(1 - \varphi_г)^{0{,}5}. \qquad \text{(VI.67)}$$

Значение $\mu_ж$ в (VI.66) определяется по (VI.58) или (VI.61) в зависимости от вида жидкой фазы (нефти или воды) в потоке.

Кажущаяся вязкость водонефтегазового потока капельно-пузырьковой структуры определяется, как и для водонефтяного потока, вязкостью внешней фазы.

Кажущуюся вязкость водонефтегазовой смеси эмульсионно-пузырьковой структуры рекомендуется определять по следующей эмпирической зависимости, полученной совместно с В. А. Ропаловым:

$$\mu_{внг} = \mu_э \frac{1 + 2\varphi_г}{1 + 27\varphi_г^{2{,}5}}, \qquad \text{(VI.68)}$$

где $\mu_э$ — кажущаяся вязкость водонефтяной эмульсии в потоке.

Если эмульсия относится к типу (Н+Г)/В, то $\mu_э$ определяется по (VI.62); если к типу (В+Г)/Н, то при $A \leqslant 1$ по (VI.63), а при $A > 1$ — по (VI.64). Значение A тогда определяется по средней скорости водонефтегазового потока.

Динамическую вязкость в мПа·с нефтяного газа при давлении до 50×10^5 Па можно подсчитать по корреляционной зависимости [34]

$$\mu_г = \mu_{г\,ат} + \frac{1}{\varepsilon}[(0{,}1023 + 0{,}0234\rho_{пр} + 0{,}05853\rho^2_{пр} - $$

$$- 0{,}04076\rho^3_{пр} + 0{,}009332\rho^4_{пр})^4 - 10^{-4}] \qquad (VI.69)$$

как функцию вязкости газа при атмосферном давлении и заданной температуре

$$\mu_{г\,ат} = 0{,}0101\,(T - 273)^{1/8} - 1{,}07/10^{-3}\,M_г^{1/2},$$

параметра

$$\varepsilon = \frac{2127T_{кр}^{1/6}}{M_г^{1/2}p_{кр}^{2/3}}$$

и приведенной плотности газа

$$\rho_{пр} = \rho_{г0}\frac{pT_0}{zp_{ст}T\rho_{г\,кр}}, \qquad (VI.70)$$

где T, T_0, $T_{кр}$ — соответственно заданная, нормальная и среднекритическая температуры газа, К; p, $p_{ст}$, $p_{кр}$ — соответственно заданное, стандартное и среднекритическое давления, Па; $M_г$ — молекулярная масса газа; $\rho_{г\,0}$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; $\rho_{г\,кр}$ — среднекритическая плотность газа, определяемая как сумма произведений объемной доли каждого компонента смеси на критическую плотность его, кг/м³ (табл. VI.3), $\rho_{кр\,ср} = \Sigma(y_i\rho_{кр\,i})$.

Формула (VI.69) справедлива при $0{,}1 < \rho_{пр} < 3$. При $\rho_{пр} \leqslant 0{,}1$ можно принять $\mu_г = \mu_{г\,ат}$.

Поверхностное натяжение (в Н/м) между нефтью и газом ориентировочно равно

$$\sigma_{нг} = 10^{-(1{,}58 + 5\cdot 10^{-8}p)} - 72\cdot 10^{-6}(T - 305); \qquad (VI.71)$$

между водой и нефтяным (попутным) газом

$$\sigma_{вг} = 10^{-(1{,}19 + 10^{-8}p)}, \qquad (VI.72)$$

где p — давление, Па; T — температура, К.

Поверхностное натяжение между нефтью, насыщенной растворенным газом, и водой можно ориентировочно оценить по правилу Антонова

$$\sigma_{нв} = \sigma_{вг} - \sigma_{нг}. \qquad (VI.73)$$

Для водонефтегазового потока поверхностное натяжение требуется определять только между газом и жидкостью, которая представляет внешнюю фазу в потоке, т. е. при (В+Г)/Н — между газом и нефтью по (VI.71), при (Н+Г)В — между газом и водой по (VI.72).

Теплоемкость[1] (в Дж/(кг·К) нефти рекомендуется определять по формуле Мустафаева

$$c_н = 3391 - 1{,}675\rho_н, \qquad (VI.74)$$

где $\rho_н$ — плотность нефти при заданной температуре, кг/м³.

Теплоемкость пресной воды в областях изменений температуры и давления, характерных для условий течения продукции нефтяных скважин от забоя до замерной установки, составляет ≈4190 Дж/(кг·К); теплоемкость пластовой минерализованной воды может быть как больше, так и меньше указанной величины, и в среднем ее можно принять равной 4380 Дж/(кг·К). Изобари-

[1] Имеется в виду изобарическая теплоемкость нефти, воды и газа.

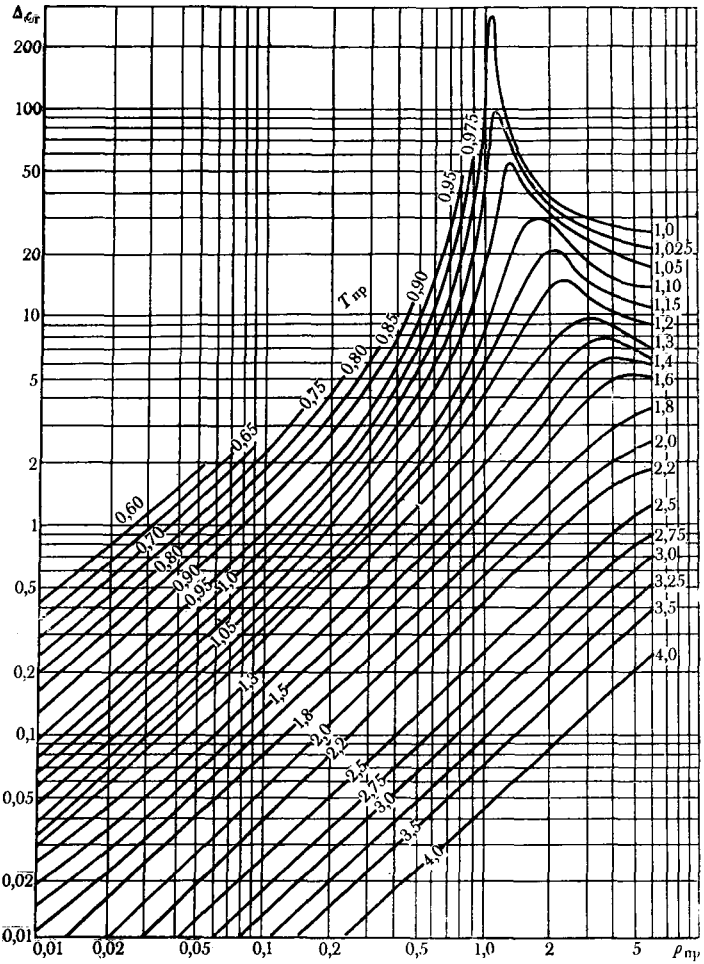


Рис. VI.3. Изотермическая поправка на давление к изобарной теплоемкости $\Delta c_г$ для газов и паров

ческую теплоемкость газа с молекулярной массой $16 \leqslant M_г \leqslant 60$ можно подсчитать при температуре $273 \leqslant T \leqslant 373$ по формуле

$$c_г = \frac{4300}{M_г^{0,225}} + 3,77(T - 323) + \frac{4187}{M_г} \Delta c_г, \qquad \text{(VI.75)}$$

где $\Delta c_г$ — поправка, определяемая по графику (рис. VI.3) в зависимости от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$.

Средняя теплоемкость водонефтегазовой смеси

$$c_{см} = \frac{\varphi_в \rho_в c_в + \varphi_н \rho_н c_н}{\varphi_в \rho_в + \varphi_н \rho_н}, \qquad \text{(VI.76)}$$

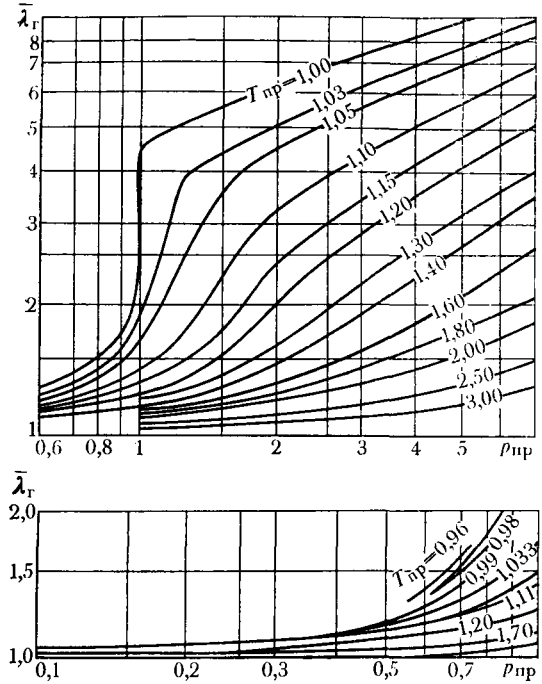


Рис. VI.4. Зависимость отношения теплопроводности газа при p и T к теплопроводности его при той же температуре, но при низком давлении, от приведенного давления $p_{пр}$

имеется в виду, что $\varphi_н$ и $\varphi_в$ — истинные объемные доли нефти и воды всего объема водонефтегазовой смеси, а не объема только жидкой части ее. Применительно к водонефтяному и водонефтегазовому потокам эмульсионной структуры, когда $\varphi_н \approx \beta_н$ и $\varphi_в \approx \beta_в$, при давлениях и температурах, встречающихся в практике подъема жидкости из нефтяных скважин, из (VI.76) можно получить следующее более удобное для применения приближенное уравнение:

$$c_{см} \approx \frac{c_{в\,су}}{1+\dfrac{\rho_н}{\rho_{в\,су}}\,b_н\dfrac{1-\beta_{в\,су}}{\beta_{в\,су}}} + \frac{c_{н\,су}}{1+\dfrac{\rho_{в\,су}}{\rho_н}\cdot\dfrac{\beta_{в\,су}}{b_н(1-\beta_{в\,су})}}, \qquad \text{(VI.77)}$$

где $c_{н\,су}$ и $c_{в\,су}$ — теплоемкости нефти и воды при стандартных условиях; $\beta_{в\,су}$ — объемная доля воды в жидкой части продукции при стандартных условиях; $b_н$ — объемный коэффициент нефти при заданных значениях p и T; $\rho_{в\,су}$ — плотность воды при стандартных условиях.

Коэффициент теплопроводности (в Вт/(м·градус)) нефти рекомендуется определять по известному эмпирическому уравнению

$$\lambda_н = (0{,}1233+0{,}0635П)\,[1-(0{,}00491-0{,}00447\Delta_н)\,(T-303)], \qquad \text{(VI.78)}$$

где $П$ — доля твердого парафина в нефти; T — температура нефти, К; $\Delta_н$ — относительная плотность нефти (по воде).

ТАБЛИЦА VI.3

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Параметры	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i = C_4H_{10}$	$n = C_4H_{10}$	$i = C_5H_{12}$	$n = C_5H_{12}$	CO_2	H_2S	N_2
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	72,151	72,151	44,011	34,092	28,016
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	521	278	189	143	143	115	115	189	245	297
Критическая температура, К	190,5	306	369,6	404	420	460,8	470,2	304,2	373,6	126,2
Критическое абсолютное давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,3	3,4	7,4	9,0	3,4
Критическая плотность, кг/м³	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2	—	232,0	468	359	311
Критический коэффициент сжимаемости $z_{кр}$	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,268	0,269	0,274	0,268	0,291
Плотность при 0,1013 МПа и 273 К, кг/м³	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,220	3,220	1,977	1,539	1,251
Относительная плотность по воздуху	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488	2,488	1,520	1,191	0,970
Удельная изобарическая теплоемкость при 0,1013 МПа и 273 К, Дж/(кг·К)	2220	1729	1560	1490	1490	1450	1450	842	1060	1040
Теплопроводность при 273 К, Вт/(м·К)	0,0300	0,0181	0,0148	0,0135	0,0135	0,0128	0,0128	0,0137	0,0119	0,0238
Динамическая вязкость при 0,1013 МПа и 273 К, мПа·с	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069	0,0062	0,0062	0,0138	0,0117	0,0166

Коэффициент теплопроводности пресной воды при температуре $273 \leqslant T \leqslant 415$ определяется аппроксимационным уравнением

$$\lambda_в = 0{,}686 - 10^{-6}(398 - T)^{2{,}45}. \qquad \text{(VI.79)}$$

Коэффициент теплопроводности минерализованной пластовой воды при $T = 291 \div 298$ К изменяется от 0,416 до 0,562 и в среднем может быть принят равным 0,465 Вт/(м·градус).

Коэффициент теплопроводности газа с молекулярной массой $M_г = 16 \div 60$ при температуре $T = 285 \div 370$ К можно определить по интерполяционной формуле

$$\lambda_г = \bar{\lambda}_г \left[\frac{0{,}215}{M_г^{2/3}} + 0{,}00013(T - 297) \right], \qquad \text{(VI.80)}$$

где $\bar{\lambda}_г$ — величина, определяемая по графику (рис. VI.4) в зависимости от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$. При необходимости многократных вычислений $\lambda_г$ предлагается пользоваться формулой

$$\lambda_г = \left(\lambda_{го} + 2{,}46 \cdot 10^{-8} \frac{\rho_{пр}^{1{,}293} p_{кр}^{2/3}}{T_{кр}^{1/6} M_г^{1/2} z_{кр}^{5}} \right) \left(\frac{T}{273} \right)^{1{,}78}, \qquad \text{(VI.81)}$$

где $\lambda_{го} = \sum_{i=1}^{n} y_i \lambda_{го i}$ — средняя теплопроводность газа при нормальных условиях; $\rho_{пр}$ — средняя приведенная плотность газа; $M_г$ — молекулярная масса газа; $T_{кр}$ — средняя критическая температура газа; К; $p_{кр}$ — среднее критическое давление, Па; $z_{кр} = \sum_{i=1}^{n} y_i z_{кр i}$ = средний критический коэффициент сжимаемости газа; T — температура газа, К. Значения объемной доли y_i i-го компонента газа задаются его составом; значения $\lambda_{го i}$, $M_{г i}$, $T_{кр i}$, $p_{кр i}$, $z_{кр i}$ даны в табл. VI.3; значение $\rho_{пр}$ определяется по (VI.70). Формула (VI.81) получена на основании анализа данных Оуэнса и Тодоса, а также Стила и Тодоса [34] и применима к газу при условии $0{,}1 < \rho_{пр} \leqslant 2$. При $\rho_{пр} \leqslant 0{,}1$ влиянием давления на $\lambda_г$ можно пренебречь и принимать

$$\lambda_г = \lambda_{го} \left(\frac{T}{273} \right)^{1{,}78}.$$

Коэффициент теплопроводности водонефтяной эмульсии можно определить по формуле Тареева

$$\lambda_{вн} = \lambda_с \left[\frac{2\lambda_с + \lambda_ф - 2\varphi_ф(\lambda_с - \lambda_ф)}{2\lambda_с + \lambda_ф + \varphi_ф(\lambda_с - \lambda_ф)} \right], \qquad \text{(VI.82)}$$

где $\lambda_с$ — коэффициент теплопроводности дисперсионной среды, т. е. внешней фазы эмульсии; $\lambda_ф$ — коэффициент теплопроводности диспергированной, т. е. внутренней фазы ее; $\varphi_ф$ — истинная объемная доля внутренней фазы, которую можно принять в данном случае равной расходной объемной доле $\beta_ф$ внутренней фазы.

Считается, что уравнение (VI.82) применимо и к газожидкостной смеси. При этом для нефтегазовой смеси за $\lambda_с$ следует брать коэффициент теплопроводности нефти, для водонефтегазовой смеси — коэффициент теплопроводности водонефтяной эмульсии, найденный предварительно по (VI.82) с учетом типа эмульсии в потоке и объемной расходной доли диспергированной жидкости в ней. За $\lambda_ф$ при определении $\lambda_н$ и $\lambda_{внг}$ всегда следует брать коэффициент теплопроводности газа, за $\varphi_ф$ — объемную долю газовой фазы в ГЖС.

Среднее значение коэффициента изобарического температурного расширения $\alpha_т=\Delta V/(V\Delta T)$, $К^{-1}$ вычисляется приближенно, если нет экспериментально определенных данных, для нефти, насыщенной растворенным газом, — по корреляционному уравнению

$$\alpha_{тн}=12{,}5/\rho_н^{1{,}43}, \qquad (VI.83)$$

для воды — по корреляционному уравнению

$$\alpha_{тв}=10^{-4}[0{,}44(T-273)^{0{,}637}-0{,}8], \qquad (VI.84)$$

для газа — по уравнению

$$\alpha_{тг}=\frac{1-zT/(z_0T_0)}{T-T_0}, \qquad (VI.85)$$

где $\rho_н$ — плотность насыщенной растворенным газом нефти при заданной температуре, $кг/м^3$; T и T_0 — заданная и начальная температура нефти, воды и газа, К; z и z_0 — коэффициент сжимаемости газа при температурах T и T_0 и заданном постоянном давлении. При $z/z_0=1$ из (VI.85) следует для идеального газа

$$\alpha_{тг\,ид}=1/T_0. \qquad (VI.85')$$

Среднее значение коэффициента изобарического расширения водонефтегазовой смеси должно удовлетворять, очевидно, закону аддитивности, т. е.

$$\alpha_{т\,см}=\alpha_{тв}\varphi_в+\alpha_{тн}\varphi_н+\alpha_{тг}\varphi_г, \qquad (VI.86)$$

где $\varphi_в$, $\varphi_н$, $\varphi_г$ — истинные объемные доли воды, нефти и газа в смеси. Для эмульсионно-пузырьковой структуры потока можно принять

$$\alpha_{т\,см}=\alpha_{тв}\beta_в+\alpha_{тн}\beta_н+\alpha_{тг}\beta_г, \qquad (VI.87)$$

где $\beta_в$, $\beta_н$, $\beta_г$ — объемные доли фаз в потоке. При $\beta_г=0$ из (VI.87) получим формулу для коэффициента расширения водонефтяной эмульсии; при $\beta_в=0$ — для нефтегазовой.

ВЫЧИСЛЕНИЕ ИСТИННЫХ ДОЛЕЙ ФАЗ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Если определить объемную долю фазы $\beta_ф$ в рассматриваемом сечении потока, как это видно из (VI.1), не представляет затруднений, поскольку всегда можно установить $Q_ф$ и $Q_{см}$ по заданным параметрам потока, то определить истинную объемную долю фазы $\varphi_ф$ в потоке сложно. Рекомендации для оценки $\varphi_ф$ в восходящем потоке водонефтяной, нефтегазовой и водонефтегазовой смесей в вертикальных трубах диаметром от 0,04 до 0,2 м разработаны автором в результате анализа и обобщения экспериментальных данных А. П. Крылова А. Я. Литвинова, А. И. Гужова, Г. С. Лутошкина и др.

Водонефтяной поток

Для потока типа Н/В истинная объемная доля нефти как диспергированной фазы при $w_{см}<0{,}487\sqrt{gd_г}$, т. е. при капельной структуре,

$$\varphi_н=\frac{w_{н\,пр}}{w_{см}+\left[0{,}54(1{,}01+\beta_в^{0{,}152})-\frac{w_{см}}{\sqrt{gd_г}}\right]\left[\frac{4\sigma_{нв}g(\rho_в-\rho_н)}{\rho_в^2}\right]^{0{,}25}}; \qquad (VI.88)$$

при $w_{см}\geqslant 0{,}487\sqrt{gd_г}$, т. е. при эмульсионной структуре потока,

$$\varphi_н=w_{н\,пр}/w_{см}. \qquad (VI.89)$$

Тогда истинная доля непрерывной фазы (воды)

$$\varphi_в=1-\varphi_н. \qquad (VI.90)$$

Для потока типа В/Н истинная доля диспергированной фазы (воды) при $w_{см} < 0{,}487\sqrt{gd_г}$

$$\varphi_в = \frac{w_{в\,пр}}{w_{см} - \left(0{,}425 - 0{,}827\frac{w_{см}}{\sqrt{gd_г}}\right)\left[\frac{4\sigma_{нв}g(\rho_в - \rho_н)}{\rho^2_н}\right]^{0{,}25}}, \qquad (VI.91)$$

при $w_{см} \geqslant 0{,}487\sqrt{gd_г}$

$$\varphi_в = w_{в\,пр}/w_{см}. \qquad (VI.92)$$

Тогда истинная доля непрерывной фазы (нефти)

$$\varphi_н = 1 - \varphi_в. \qquad (VI.93)$$

В (VI.88), (IV.89), (V.91), (VI.92) $w_{н\,пр} = Q_н/f$; $w_{в\,пр} = Q_в/f$; $w_{см} = (Q_н + Q_в)/f$ м/с; $\rho_в$, $\rho_н$ — плотность воды и нефти в рассматриваемом сечении потока, кг/м³; $\sigma_{н\,в}$ — поверхностное натяжение между нефтью и водой, определяемое по (VI.73), Н/м; $d_г$ — гидравлический диаметр трубопровода (для трубопровода круглого поперечного сечения $d_г$ равен внутреннему диаметру трубы), м, f — площадь поперечного сечения трубы, м².

Нефтегазовый, водогазовый и нефтеводогазовый потоки

Истинная объемная доля газовой фазы в потоке при пузырьковой структуре, т. е. при $\varphi_г \leqslant 0{,}65$ или $p \gtrsim 7 \cdot 10^5$ Па,

$$\varphi_г = \frac{w_{г\,пр}}{w_{см} + 0{,}23\left(\frac{\sigma_{г\,ж}}{\sigma_{г\,в}}\right)^{0{,}83}\left(\frac{\mu_ж}{\mu_в}\right)^{0{,}44}}; \qquad (VI.94)$$

при снарядной структуре, т. е. если $\varphi_г \gtrsim 0{,}65$ и $p \lesssim 7 \cdot 10^5$ Па,

$$\varphi_г = \frac{w_{г\,пр}}{w_{см} + 0{,}41\left(\frac{\mu_ж}{\mu_в}\right)^{0{,}}\left(\frac{\sigma_{гж}}{\sigma_{гв}}w^2_{г\,пр}\right)^{0{,}333}}. \qquad (VI.95)$$

Здесь $w_{г\,пр} = Q_г/f$, $w_{см} = (Q_н + Q_г)/f$ — для нефтегазового, $w_{см} = (Q_в + Q_г)/f$ — для водогазового и $w_{см} = (Q_н + Q_в + Q_г)/f$ — для нефтеводогазового потоков, м/с; $\sigma_{гв} = 0{,}068$, Н/м; $\mu_в = 0{,}0011$ Па·с — поверхностное натяжение и динамическая вязкость воды; $\sigma_{гж}$ — поверхностное натяжение между газом и жидкостью, представляющей внешнюю фазу потока, Н/м; $\mu_ж$ — динамиче-

ТАБЛИЦА VI.4. НОМЕРА ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ $\mu_ж$ ЖИДКОСТИ И ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ $\sigma_{гж}$ МЕЖДУ ЖИДКОСТЬЮ И ГАЗОМ ПРИ ВЫЧИСЛЕНИИ $\varphi_г$ ПО (VI.94) И (VI.95)

Параметр	$\beta_в = 0$	$0 < \beta_в \leqslant 0{,}5$				$\beta_в > 0{,}5$	
		$w_{см} \leqslant w_{кр\,1}$	$w_{кр\,1} < w_{см} < w_{кр\,2}$	$w_{см} \geqslant w_{кр\,2}$		$w_{см} < w_{кр\,2}$	$w_{см} \geqslant w_{кр\,2}$
				$A \leqslant 1$	$A > 1$		
$\mu_ж$	(VI.58)	(VI.61)	(VI.58)	(VI.63)	(VI.64)	(VI.61)	(VI.62)
$\sigma_{гж}$	(VI.71)	(VI.72)	(VI.71)	(VI.71)	(VI.71)	(VI.72)	(VI.72)

ская вязкость внешней жидкости, Па·с; $\sigma_{гж}$ и $\mu_{ж}$ следует определять по формулам, номера которых приведены в табл. VI.4, в зависимости от объемной расходной доли воды в жидкости и скорости $w_{см}$ потока.

Определив истинную долю газовой фазы в потоке, находим истинные доли диспергированной и непрерывной жидких фаз в нем.

Для двухфазного газожидкостного потока пузырьковой и снарядной структурных форм жидкая фаза, как было отмечено, практически всегда внешняя, и истинная доля ее

$$\varphi_{ж}=1-\varphi_{г}. \tag{VI.96}$$

Для трехфазного, водонефтегазового потока истинные доли жидких фаз определяем по формулам

$$\varphi_{в}=(1-\varphi_{г})\varphi_{вж}, \tag{IV.97}$$

$$\varphi_{н}=(1-\varphi_{г})\varphi_{нж}, \tag{VI.98}$$

где $\varphi_{вж}$, $\varphi_{нж}$ — истинные доли соответственно воды и нефти в жидкой части потока. При этом, очевидно, что

$$\varphi_{вж}+\varphi_{нж}=1. \tag{VI.99}$$

Если в рассматриваемом сечении потока $w_{см}\geqslant w_{кр\,2}$, то можно принять

$$\varphi_{вж}=\beta_{вж}=Q_{в}/(Q_{в}+Q_{н}), \tag{VI.100}$$

$$\varphi_{нж}=\beta_{нж}=Q_{н}/(Q_{в}+Q_{н}), \tag{VI.101}$$

поскольку можно пренебречь взаимным скольжением воды и нефти; при $w_{см}<w_{кр\,2}$ взаимным скольжением воды и нефти пренебречь нельзя, поэтому для определения $\varphi_{вж}$ и $\varphi_{нж}$ рекомендуется следующий путь.

Если поток относится к типу (В+Г)/Н, то, допуская, что скорость взаимного скольжения жидких фаз существенно не зависит от газовой фазы, находим $\varphi_{вж}$ по (VI.91) как истинную долю воды $\varphi_{в}$ в двухфазном водонефтяном потоке; значение $\varphi_{нж}$ определяем, зная $\varphi_{вж}$, по (VI.99). Если же поток относится к типу (Н+Г)/В, то, исходя из аналогичного допущения, по (VI.88) находим $\varphi_{нж}$ как истинную долю нефти в двухфазном водонефтяном потоке, а затем определяем $\varphi_{вж}$ по (VI.99).

ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА И КОЭФФИЦИЕНТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ТРЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В КАНАЛЕ ПОСТОЯННОГО ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ

При течении продукции скважины в канале постоянного поперечного сечения число Рейнольдса стационарного потока смеси

$$\mathrm{Re}_{см}=\frac{d_{г}}{\mu_{см}}\left(\varphi_{н}\rho_{н}w_{н\,и}+\varphi_{в}\rho_{в}w_{в\,и}+\varphi_{г}\rho_{г}w_{г\,и}\right)$$

или, поскольку $\varphi_{i}w_{i\,и}=w_{i\,пр}$, то

$$\mathrm{Re}_{см}=\frac{d_{г}}{\mu_{см}}\left(\rho_{н}w_{н\,пр}+\rho_{в}w_{в\,пр}+\rho_{г}w_{г\,пр}\right), \tag{VI.102}$$

где $\mu_{см}$ — кажущаяся вязкость смеси; $d_{г}$ — гидравлический диаметр канала.

Коэффициент гидравлического трения при течении ГЖС в канале рекомендуется определять по формулам:

при $\mathrm{Re}_{см}\leqslant 1530$

$$\lambda_{см}=64/\mathrm{Re}_{см}, \tag{VI.103}$$

при $Re_{см}>1530$

$$\lambda_{см}=0{,}11\psi_{см}\left[\frac{68}{Re_{см}}+\frac{k_э}{d_г}\right]^{0{,}25}, \qquad \text{(VI.104)}$$

где $k_э$ — эквивалентная шероховатость внутренней поверхности канала; $\psi_{см}$ — приведенный коэффициент гидравлического трения, значение которого оценивается следующим образом:

$$\psi_{см}=\begin{cases}1+5\varphi_г^6 & \text{при } \varphi_г\leqslant 0{,}78,\\ 6\quad 5\varphi_г & \text{при } \varphi_г>0{,}78.\end{cases} \qquad \text{(VI.105)}$$

При течении в канале водонефтяной смеси значение коэффициента $\lambda_{см}$ рекомендуется определять:

при $Re_{см}\leqslant 2000$ по формуле

$$\lambda_{см}=64/Re_{см}, \qquad \text{(VI.106)}$$

при $Re_{см}>2000$ — по формуле (VI.104), принимая $\Psi_{см}=1$.

Массовый расход скважинной продукции

Массовый расход через любое поперечное сечение канала на всем пути движения скважинной продукции не зависит от термодинамических условий, поэтому его можно установить по параметрам продукции при стандартных условиях. Когда сепарации свободного газа перед входом продукции в насос не происходит, т. е. $k_с=0$, то массовый расход

$$m=Q_{ж\,су}\{\rho_{н\,су}(1-\beta_{в\,су})+\rho_{в\,су}\beta_{в\,су}+\rho_{г\,су}[\Gamma_{н\,нас}(1-\beta_{в\,су})+ \\ +\Gamma_{в\,нас}\beta_{в\,су}]\}, \qquad \text{(VI.107)}$$

где $Q_{ж\,су}$ — объемный дебит жидкости из скважины при СУ, м³/с; $\rho_{н\,су}$, $\rho_{в\,су}$, $\rho_{г\,су}$ — массовая плотность нефти, воды и попутного газа при СУ, кг/м³; $\beta_{в\,су}$ — объемно-расходная доля воды в жидкой части продукции скважины при СУ; $\Gamma_{н\,нас}$, $\Gamma_{в\,нас}$ — объемное количество газа, выделившегося из нефти и из воды при стандартных условиях соответственно, или, что то же, объемное количество попутного газа, растворенного при равновесном давлении насыщения и пластовой температуре в единице объема нефти, воды, приведенное к СУ.

Первый член уравнения (VI.107) определяет массовый расход нефти, второй — воды, третий — нефтяного газа. При этом принято приближенно, что плотность газа, выделившегося из нефти и из воды, одинакова.

Если перед входом в насос часть газа сепарируется из потока, т. е. $k_с>0$, то уравнение (VI.107) остается справедливым только на пути движения продукции от кровли пласта до входа в насос. На остальной части пути массовый расход продукции при условии, что колонна НКТ герметична, определяется следующим образом:

$$m=Q_{ж\,су}[\rho_{н\,су}(1-\beta_{в\,су})+\rho_{в}\beta_{с у}\rho_{в\,су}]+ \\ +Q_{ж\,су}\rho_{г\,су}\{(1-\beta_{в\,су})\,[\Gamma_{н\,нас}-k_с(\Gamma_{н\,нас}-\Gamma_{н\,вх})]+ \\ +\beta_{в\,су}[\Gamma_{в\,нас}-k_с(\Gamma_{в\,нас}-\Gamma_{в\,вх})]\}, \qquad \text{(VI.108)}$$

где $\Gamma_{н\,вх}$ и $\Gamma_{в\,вх}$ — объемы газа, растворенного в единице объема нефти и воды соответственно у входа в насос, приведенные к стандартным условиям, определяемые по формулам (VI.30) и (VI.33).

Обычно при определении массового расхода продукции массовым расходом газа, выделившегося из попутной воды, можно пренебречь, т. е. в (VI.107) и (VI.108) можно принять $\Gamma_{в\,нас}=0$ и $\Gamma_{в\,вх}=0$.

ОБЪЕМНЫЕ РАСХОДЫ ФАЗ И СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

При движении продукции в скважине на пути от кровли пласта до устьевого сечения колонны НКТ объемные расходы нефти $Q_н$, воды $Q_в$ и свободного газа $Q_г$ непрерывно меняются вследствие изменения давления p

и температуры T в потоке. В конкретном сечении потока при существующих в нем p и T эти расходы определяются следующими формулами:

$$Q_{\text{н}} = b_{\text{н}} Q_{\text{ж су}} (1 - \beta_{\text{в су}}); \tag{VI.109}$$

$$Q_{\text{в}} = b_{\text{в}} Q_{\text{ж су}} \beta_{\text{в су}}; \tag{VI.110}$$

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{ж су}} \frac{zTp_{\text{ст}}}{T_{\text{ст}} p} \{(1 - \beta_{\text{в су}}) [(1 - k_{\text{с}})) (\Gamma_{\text{н нас}} - \Gamma_{\text{н вх}}) - k_{\text{фн}} (\Gamma_{\text{н}} - \Gamma_{\text{н вх}})] + \beta_{\text{в су}} [(1 - k_{\text{с}}) (\Gamma_{\text{в нас}} - \Gamma_{\text{в вх}}) - k_{\text{фв}} (\Gamma_{\text{в}} - \Gamma_{\text{в вх}})]\}. \tag{VI.111}$$

Суммарный объемный расход продукции

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{г}}, \tag{VI.112}$$

а расход жидкой части ее

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}}. \tag{VI.112'}$$

Дебит жидкости $Q_{\text{ж су}}$ и объемно-расходная доля воды $\beta_{\text{в су}}$ в ней в стандартных условиях при заданном технологическом режиме эксплуатации скважины — величины постоянные. Постоянными можно считать приближенно и объемные количества $\Gamma_{\text{н нас}}$ и $\Gamma_{\text{в нас}}$ нефтяного газа, растворенного при равновесном давлении насыщения и пластовой температуре в единице объема нефти и в единице объема воды, а также объемный коэффициент воды $b_{\text{в}}$, который приближенно можно принять равным единице, т. е. $b_{\text{в}} \approx 1$. Остальные величины, кроме $p_{\text{ст}}$ и $T_{\text{ст}}$, входящие в (VI.109) — (VI.111), а именно: $\Gamma_{\text{н вх}}$ и $\Gamma_{\text{в вх}}$, т. е. объемные количества газа, растворенного в единице объемов нефти и воды при давлении $p_{\text{вх}}$ и температуре $T_{\text{вх}}$ у входа в насос, приведенные к СУ; $\Gamma_{\text{н}}$ и $\Gamma_{\text{в}}$, т. е. объемные количества газа, растворенного в единице объемов нефти и воды при давлении p и температуре T в рассматриваемом сечении, приведенные к СУ; $b_{\text{н}}$ — объемный коэффициент нефти; z — коэффициент сжимаемости свободного газа в сечении; $k_{\text{с}}$ — коэффициент сепарации части свободного газа из продукции перед входом ее в насос; $k_{\text{фн}} k_{\text{фв}}$ — коэффициенты фазового равновесия между нефтяным газом и нефтью, между газом и водой — переменные, зависящие от p и T, от глубины спуска насоса в скважину, а также от того, на каком участке пути продукции находится рассматриваемое сечение. $\Gamma_{\text{н нас}}$ определим по (VI.30'), а $\Gamma_{\text{в нас}}$ — по (VI.34), положив приближенно $p_{\text{д нас}}$ равным равновесному давлению насыщения нефти нефтяным газом при температуре пласта; $\Gamma_{\text{н вх}}$ и $\Gamma_{\text{в вх}}$ — по (VI.30) и (VI.33); $\Gamma_{\text{н}}$ и $\Gamma_{\text{в}}$ — по (VI.31) и (VI.35); $b_{\text{н}}$ — при равновесном массообмене между жидкостью и газом по (VI.37) или (VI.37'), а при неравновесном массообмене — по (VI.38) или (VI.38') в зависимости от соотношения давления в сечении и давления насыщения нефти газом. Тогда из (VI.109) ... (VI.112) можно получить следующие формулы для оценки $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{г}}$ и $Q_{\text{см}}$ на рассмотренных основных участках пути продукции скважины от кровли пласта до ее устья.

Для участка эксплуатационная (обсадная) колонна

($k_{\text{с}} = 0$, $k_{\text{фн}} = k_{\text{фв}} = 1$, $p_{\text{д нас}} = p_{\text{нас}}$):

при $p \geqslant p_{\text{нас}}$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж су}} (1 - \beta_{\text{в су}}) m_{\text{в}} p_{\text{нас}}^{n_{\text{в}}}, \tag{VI.113}$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж су}} \cdot \beta_{\text{в су}}, \; Q_{\text{г}} = 0, \tag{VI.114}$$

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{ж су}} [\beta_{\text{в су}} + m_{\text{в}} \cdot p_{\text{нас}}^{n_{\text{в}}} (1 - \beta_{\text{в су}})]; \tag{VI.115}$$

при $p < p_{\text{нас}}$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж су}}(1 - \beta_{\text{в су}}) m_{\text{в}} p^{n_{\text{в}}}, \tag{VI.116}$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж су}} \beta_{\text{в су}}, \tag{VI.117}$$

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{ж су}} \frac{z p_{\text{ст}} T}{p T_{\text{ст}}} [m_{\text{г}}(1 - \beta_{\text{в су}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{г}}} - p^{n_{\text{г}}}) + \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{в су}}(p_{\text{нас}} - p)], \tag{VI.118}$$

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{ж су}} \cdot \left\{ \beta_{\text{в су}} + (1 - \beta_{\text{в су}}) \cdot m_{\text{в}} \cdot p^{n_{\text{в}}} + \right.$$

$$\left. + \frac{z p_{\text{ст}} T}{p T_{\text{ст}}} [m_{\text{г}}(1 - \beta_{\text{в су}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{г}}} - p^{n_{\text{г}}}) + \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{в су}}(p_{\text{нас}} - p)] \right\}. \tag{VI.119}$$

Для участка — насос

при $p_{\text{вх}} \geqslant p_{\text{нас}}$ $k_{\text{с}} = 0$, $k_{\text{ф н}} = 1$, $k_{\text{ф з}} = 1$, $p_{\text{д нас}} = p_{\text{нас}}$ и в любом сечении каналов насоса $Q_{\text{г}} = 0$, $Q_{\text{н}}$ определяется по уравнению (VI.113), $Q_{\text{в}}$ — по уравнению (VI.114), а $Q_{\text{см}}$ по уравнению (VI.115);

при $p_{\text{вх}} < p_{\text{нас}}$ $k_{\text{с}} > 0$, $k_{\text{ф н}} < 1$, $k_{\text{ф в}} < 1$, $p_{\text{д нас}} \neq p_{\text{нас}}$ и при $p < p_{\text{д нас}}$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж су}}(1 - \beta_{\text{в су}}) m_{\text{в}} [p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + k_{\text{ф н}}(p^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})], \tag{VI.120}$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж су}} \beta_{\text{в су}}, \tag{VI.120'}$$

$$Q_{\text{г}} = Q_{\text{ж су}} \frac{z p_{\text{с}} T}{p T_{\text{ст}}} \{m_{\text{г}}(1 - \beta_{\text{в су}}) [(1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}}) - k_{\text{фн}}(p^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}})] +$$

$$+ \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{в су}} [(1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}} - p_{\text{вх}}) - k_{\text{ф в}}(p - p_{\text{вх}})]\}, \tag{VI.121}$$

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{ж су}} \{m_{\text{в}}(1 - \beta_{\text{в су}}) [p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + k_{\text{ф н}}(p^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})] + \beta_{\text{в су}}\} +$$

$$+ Q_{\text{ж су}} \frac{z p_{\text{ст}} T}{p T_{\text{ст}}} \{m_{\text{г}}(1 - \beta_{\text{в су}}) [(1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}}) - k_{\text{фн}}(p^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}})] +$$

$$+ \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{в су}} [(1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}} - p_{\text{вх}}) - k_{\text{ф в}}(p - p_{\text{вх}})]\}; \tag{VI.122}$$

при $p \geqslant p_{\text{д нас}}$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж су}}(1 - \beta_{\text{в су}}) m_{\text{в}} [p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + k_{\text{ф н}}(p_{\text{д нас}}^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})], \quad Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж су}}, \quad Q_{\text{г}} = 0, \tag{VI.123}$$

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{ж су}} \{m_{\text{в}}(1 - \beta_{\text{в су}}) [p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + k_{\text{ф н}}(p_{\text{д нас}}^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})] + \beta_{\text{в су}}\}. \tag{VI.124}$$

Для участка — колонна подъемных труб

при $p_{\text{вх}} \geqslant p_{\text{нас}}$ ($k_{\text{с}} = 0$, $k_{\text{ф н}} = k_{\text{ф в}} = 1$, $p_{\text{д нас}} = p_{\text{нас}}$) $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$ и $Q_{\text{см}}$ определяется так же, как и при движении продукции в эксплуатационной колонне, т. е. при $p \geqslant p_{\text{нас}}$ — по формулам (VI.113), (VI.114) и (VI.115), при $p < p_{\text{нас}}$ — по формулам (VI.116), (VI.117) и (VI.119), значение $Q_{\text{г}}$ — по (VI.118).

При $p_{\text{вх}} < p_{\text{нас}}$ ($k_{\text{с}} > 0$, $k_{\text{ф н}} = k_{\text{ф в}} = 1$, $p_{\text{д нас}} < p_{\text{нас}}$) и при $p \geqslant p_{\text{д нас}}$ $Q_{\text{н}}$ определяется по формуле (VI.123), $Q_{\text{в}}$ — по формуле (VI.117), а $Q_{\text{см}}$ — по формуле (VI.124); при $p < p_{\text{д нас}}$ $Q_{\text{н}}$ определяется по (VI.116), $Q_{\text{в}}$ — по (VI.117),

$$Q_г = Q_{ж\,су}\frac{zp_{ст}T}{pT_{ст}}\{m_г(1-\beta_{в\,су})\,[p_{нас}^{n_г}-p^{n_г}-k_с(p_{нас}^{n_г}-p_{вх}^{n_г})]+\alpha_г\times$$

$$\times\beta_{в\,су}[p_{нас}-p-k_с(p_{нас}-p_{вх})]\}, \qquad (VI.125)$$

$$Q_{см} = Q_{ж\,су}[(1-\beta_{в\,су})m_в p^{n_в}+\beta_{в\,су}]+Q_{ж\,су}\frac{zp_{ст}T}{pT_{ст}}\{m_г(1-\beta_{в\,су})\,[p_{нас}^{n_г}-$$

$$-p^{n_г}-k_с(p_{нас}^{n_г}-p_{вх}^{n_г}]+\alpha_г\beta_{в\,су}[p_{нас}-p-k_с(p_{нас}-p_{вх})]\}. \qquad (VI.126)$$

Формулы (VI.118) и (VI.125) представляют частные случаи формулы при $p_{вх}<p_{нас}$ $k_с>0$, $k_ф<1$, $k_{ф\,в}<1$, $p_{д\,нас}\neq p_{н\,нас}$ и при $p<p_{д\,нас}$ (VI.121), а (VI.119) и (VI.126) — частные случаи (VI.122).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ КОЛОННЫ НКТ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

При подборе УЭЦН необходимо иметь кривые распределения давления в колонне НКТ и в эксплуатационной колонне при заданном отборе жидкости из нее.

В основе расчета лежит уравнение, следующее из теоремы о количестве движения многофазной смеси в прямой круглой трубе, расположенной под углом θ к вертикали:

$$dp = g(\varphi_в\rho_в+\varphi_н\rho_н+\varphi_г\rho_г)\cos\theta dL+\varphi_в\rho_в d\frac{w^2_{в\,и}}{2}+\varphi_н\rho_н d\frac{w^2_{н\,и}}{2}+\varphi_г\rho_г\times$$

$$\times d\frac{w^2_{г\,и}}{2}+(w_{г\,и}-w_{н\,и})\,d(\varphi_г\rho_г w_{г\,и})+\frac{\lambda_{см}}{2d_г}(\varphi_в\rho_в w^2_{в\,и}+\varphi_н\rho_н w^2_{н\,и}+\varphi_г\rho_г w^2_{г\,и})\,dL, \qquad (VI.127)$$

где $\varphi_в$, $\varphi_н$, $\varphi_г$ — истинные объемные доли воды, нефти и газа в смеси; $\rho_в$, $\rho_н$, $\rho_г$ — плотности воды нефти и газа; $w_{в\,и}$, $w_{н\,и}$, $w_{г\,и}$ — средние значения истинной скорости воды, нефти и газа; $\lambda_{см}$ — коэффициент гидравлического трения потока на элементарной длине dL колонны; $d_г$ — гидравлический диаметр колонны; g — ускорение свободного падения.

Первый член уравнения определяет гидростатическую составляющую полного перепада давления dp на элементе dL колонны; второй, третий и четвертый члены — составляющую, расходуемую на изменение кинетической энергии воды, нефти и газа на этом элементе; пятый член обусловлен давлением, расходуемым на преодоление реактивной силы, возникающей при выделении из нефти части свободного газа на пути движения вдоль элемента dL трубы (выделением газа из воды пренебрегаем); шестой член — давлением, расходуемым на преодоление гидравлического трения потока на рассматриваемом элементе.

Оценочные расчеты показывают, что при насосной эксплуатации скважин вторым — пятым членами ввиду их малости можно пренебречь. Учитывая при этом, что интегрирование уравнения (VI.127) в пределах всей длины колонны, в которой движется газожидкостная смесь, — задача трудная, а также что истинные скорости фаз в (VI.127) можно выразить, согласно (VI.4), через приведенные величины, уравнение (VI.127) целесообразно представить в следующем виде:

$$\Delta L = \frac{\Delta p}{g(\varphi_в\rho_в+\varphi_н\rho_н+\varphi_г\rho_г)\cos\theta+\frac{\lambda_{см}}{2d_г}\left(\frac{\rho_в}{\varphi_в}w^2_{в\,пр}+\frac{\rho_н}{\varphi_н}w^2_{н\,пр}+\frac{p_г}{\varphi_г}w^2_{г\,пр}\right)}. \qquad (VI.128)$$

Задавшись рядом последовательных значений Δp, выбранных определенным образом, и определив по (VI.128) для каждого из них соответствующее ΔL, можем по полученным значениям Δp, ΔL установить вид кривой распределения давления по длине рассматриваемого трубопровода. Изменение давления по колонне НКТ удобнее определять методом «сверху вниз», т. е. начать от устьевого сечения подъемника, поскольку в этом сечении обычно бывают известны или могут быть предварительно оценены давление и температура потока. Измерение давления по длине эксплуатационной колонны целесообразно методом «снизу вверх», начиная с сечения на отметке кровли пласта, где обычно известны забойное давление и температура. Выбор последовательного ряда значений Δp определяется давлением и объемной долей свободного газа $\beta_{\text{г су}}$ в извлекаемой из скважины продукции в начальном сечении, а также желаемой точностью расчета. Достаточная точность достигается, если для газожидкостного потока, поднимающегося по колонне постоянного диаметра, принять ряд значений Δp по закону

$$\Delta p_i = p_{\text{нач}} \xi^{i-1} |\xi - 1|, \qquad \text{(VI.129)}$$

где $p_{\text{нач}}$ — начальное давление, равное устьевому $p_{\text{у}}$ при определении методом «сверху вниз» и забойному $p_{\text{заб}}$ при определении методом «снизу вверх»; ξ — знаменатель геометрической прогрессии, равный 1,1 в первом случае и 0,9 — во втором. Если $\beta_{\text{в су}} \geqslant 0{,}9—0{,}95$, то при методе «сверху вниз» $\xi \approx 1{,}25$, при методе «снизу вверх» $\xi \approx 0{,}75$. При безмашинном счете целесообразно, в целях сокращения объема вычислений, значение ξ в первом случае увеличить до 1,5, во втором — уменьшить до 0,5, несмотря на некоторое снижение точности результатов расчета. Значения φ, ρ, $\omega_{\text{пр}}$ каждой фазы и коэффициента $\lambda_{\text{см}}$ для каждой ступени давления устанавливают по величине среднего давления p_i и средней температуре T_i потока на ступени. При этом величину среднего давления на i-й ступени определяют по формуле

$$p_i = \frac{1}{2} p_{\text{нач}} \xi^{i-1} (1 + \xi). \qquad \text{(VI.130)}$$

Распределение давления вдоль колонны НКТ

Для построения кривой распределения давления вдоль колонны НКТ при эксплуатации скважины установкой погружного центробежного электронасоса[1] необходимы: объемный расход жидкости (воды+нефти) при стандартных условиях $Q_{\text{ж су}}$, м³/с; объемная расходная обводненность жидкости $\beta_{\text{в су}}$ при СУ; устьевое давление в колонне подъемных труб (абсолютное) $p_{\text{у}}$, Па; давление насыщения нефти газом $p_{\text{н}}$, определенное стандартным способом, Па; газовый фактор нефти $\Gamma_{\text{н нас}}$ при СУ, м³/м³; газовый фактор воды $\Gamma_{\text{в нас}}$ при СУ, м³/м³; коэффициент сепарации свободного газа $k_{\text{с}}$ перед входом в насос; температура пласта $T_{\text{пл}}$, К; геотермический градиент Γ, градус/м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d_{\text{эк}}$, м; расстояние от устья скважины до кровли пласта $L_{\text{кп}}$, м; средний угол между вертикалью и стволом скважины θ, градус; длина колонны НКТ $L_{\text{вых}}$, м; внутренний диаметр колонны подъемных труб d, м; эквивалентная шероховатость стенок подъемных труб $k_{\text{э}}$, м; забойное давление $p_{\text{заб}}$, Па; плотность нефти $\rho_{\text{н су}}$, воды $\rho_{\text{в су}}$, и нефтяного газа $\rho_{\text{г су}}$ при СУ, кг/м³; экспериментальные коэффициенты для оценки: количества газа, растворенного в нефти, $m_{\text{г}}$, $n_{\text{г}}$; объемного коэффициента нефти $m_{\text{в}}$, $n_{\text{в}}$; плотности нефти m_{ρ}, n_{ρ}; вязкости нефти m_{μ}, n_{μ}; количества газа, растворенного в воде, $\alpha_{\text{г}}$; м³/(м³·Па); давление насыщения нефти с учетом фазовой неравновесности потока ГЖС $p_{\text{д нас}}$, Па.

---

[1] Настоящий алгоритм может быть использован и в случае эксплуатации скважины фонтанным способом, если принять: коэффициент сепарации свободного газа $k_{\text{с}}=0$; действительное давление насыщения жидкости попутным газом равным равновесному давлению насыщения нефти.

Часть перечисленных данных определяется параметрами скважины, режимом ее работы и откачиваемой из скважины продукцией и отражена в соответствующей промысловой документации. Другая часть данных определяется по следующим рекомендациям.

Внутренний диаметр колонны НКТ принимается, исходя из величины дебита жидкости.

$Q_{ж\,су}$, м³/сут	$\leqslant 150$	50—300	$\geqslant 200$
d, мм	50,3	62,0	76,0

Длина колонны НКТ принимается равной глубине спуска насоса в скважину, т. е. $L_{нкт}=L_{вых}$. При необходимости диаметр и длину колонны НКТ можно уточнить повторным расчетом $p(L_{нкт})$ для других значений d или $L_{нкт}$.

Средний геотермический градиент горных пород Γ, пройденных скважиной, определяется по (VI.22); коэффициент сепарации $k_с$ — по (VI.13), при этом группа насосного узла УЭЦН выбирается в зависимости от $d_{эк}$ и $Q_{ж\,су}$. Значения постоянных $m_г$ и $n_г$, m_b и n_b, $m_ρ$ и $n_ρ$, $m_μ$ и $n_μ$ определяются аппроксимацией результатов стандартных исследований глубинной пробы нефти из залежи, на которую пробурена скважина, или кривых $\Gamma_н=\Gamma_н(p)$, $b_н=b_н(p)$, $\rho_н=\rho_н(p)$ и $\mu_н=\mu_н(p)$, определенных предварительно (стр. 248—252).

$y=mp^n$,

где y — символ, соответствующий любой из упомянутых функций; p — давление.

Коэффициент $\alpha_г$ растворимости газа в воде при известном значении $\Gamma_{в\,нас}$ определяется по (VI.34). Если $\Gamma_{в\,нас}$ неизвестно, то ориентировочно можно принять $\alpha_г=15\cdot10^{-8}$, м³/м³·Па и $\Gamma_{в\,нас}=15\cdot10^{-8}$ ($p_{нас}-p_{ст}$). Давление насыщения жидкости с учетом фазовой неравновесности потока ГЖС определяется при $k_с>0$ по формуле (VI.36), при $k_с=0$ принимается равным равновесному значению $p_{нас}$. Значение эквивалентной шероховатости внутренних стенок колонны НКТ, не загрязненных отложениями солей и парафина, можно принять $k_э\approx1{,}5\cdot10^{-5}$ м. Знаменатель геометрической прогрессии в (VI.129) принимаем при машинном счете $\xi=1{,}1—1{,}2$, при безмашинном $\xi=1{,}3—1{,}5$.

Расчет ведем способом «сверху вниз», т. е. начиная от устьевого сечения колонны НКТ, предположив $L=0$, $p=p_у$.

1. Вычисляем температуру потока $T_у$ в устьевом сечении колонны НКТ по (VI.21), приняв $L=0$.

2. Вычисляем для первого элемента ΔL_1 колонны НКТ перепад давления Δp_1 по (VI.129) и среднее давление p_1 по (VI.130) в Па, приняв $p_{нач}=p_у$ и $i=1$.

3. Вычисляем среднюю температуру потока в 1-м элементе колонны НКТ:

$$T_i=T_у+\frac{0{,}0034+0{,}79\cdot\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/20\cdot d^{2{,}67}}}\sum_0^{i-1}\Delta L_i, \qquad \text{(VI.131)}$$

принимая ее равной приближенно температуре потока в верхнем сечении элемента. Для 1-го элемента $T_1=T_у$, так как $\sum_0^{i=1}\Delta L_i=0$.

4. Вычисляем для 1-го элемента средние объемные расходы (в м³/с) нефти, воды, свободного газа и газожидкостной смеси при $p_{вх}\geqslant p_{нас}$ по формулам (VI.116)—(VI.119) соответственно, а при $p_{вх}<p_{нас}$ — по формулам (VI.116), (VI.117), (VI.125) и (VI.126), принимая в них $p=p_1$, $T=T_1$. Вычисляем также объемный расход жидкости по (VI.112[1]).

5. Вычисляем приведенные скорости (в м/с) нефти $w_{н\,пр}$, воды $w_{в\,пр}$ и

свободного газа $w_{г\,пр}$ по (VI.4), жидкости $w_{ж}=w_{см}$ и ГЖС $w_{гж}$ по (VI.3) для 1-го элемента, подставив в них значения расхода фаз, жидкости и ГЖС.

6. Вычисляем среднюю объемно-расходную долю воды в жидкости по (VI.1), принимая $Q_{ф}=Q_{в}$ по (VI.114), а $Q_{см}=Q_{ж}$ по (VI.112[1]) — для 1-го элемента.

7. Вычисляем поверхностное натяжение (в Н/м) между фазами для 1-го элемента: $\sigma_{гн}$ по (VI.71), $\sigma_{вг}$ — по (VI.72), $\sigma_{нв}$ — по (VI.73), принимая $p=p_1$.

8. Вычисляем плотность (в кг/м^3) нефти по (VI.42), воды по (VI.44) и свободного газа по (VI.49), принимая $T=T_1$, $p=p_1$.

9. Вычисляем вязкость (в Па·с) нефти по (VI.58), воды по (VI.61) при $p=p_1$ и $T=T_1$.

10. Вычисляем критические скорости (в м/с) потока для 1-го элемента: $w_{кр1}$ по (VI.8), $w_{кр2}$ по (VI.9) для $\beta_{в\,ж}$ (см. п. 6), положив $d_г=d$ и $g=9{,}8$ м/с^2.

11. Вычисляем параметр A по (VI.65) и (VI.10), принимая $w_{см}=w_{гж}$ (п. 5), и $\beta_{вж}$ (см. п. 6), $d_г=d$.

12. Вычисляем кажущуюся вязкость жидкости по формуле, номер которой выбираем из табл. VI.4 в зависимости от найденных (см. пп. 5, 6, 10, 11) значений $w_{гж}$, $\beta_{вж}$, $w_{кр\,1}$, $w_{кр\,2}$, A, принимая $w_{гж}=w_{см}$, $\beta_{вж}=\beta_{в}$.

13. Вычисляем среднюю истинную долю газовой фазы в потоке ГЖС на элементе ΔL_1, если $p_1\geqslant 7\cdot 10^5$ Па или $\varphi_{г1}\leqslant 0{,}65$, то по (VI.94); если $p_1<7\times\times 10^5$ Па и $\varphi_{г\,1}>0{,}65$, то по (VI.95). Значения межфазного натяжения и вязкости жидкости, которые надо при этом подставлять в (VI.94) или (VI.95), выбираем из табл. VI.4 в зависимости от $\beta_{в}=\beta_{в\,ж}$, найденной в п. 6; $w_{см}=w_{г\,ж}$ и $w_{г\,пр}$, найденных в п. 5; $w_{кр\,1}$ и $w_{кр\,2}$, найденных в п. 10; A, найденного в п. 11.

14. Вычисляем объемные истинные доли жидких фаз в потоке ГЖС на 1-м элементе.

Если $\beta_{вж}>0{,}5$, то диспергированной жидкой фазой будет нефть и при $w_{гж}\geqslant w_{кр\,2}$ истинная доля ее $\varphi_{нж}$ в жидкости (не в ГЖС) определяется по (VI.101); истинная же доля нефти $\varphi_{н}$ в ГЖС определяется тогда по (VI.98) по только что найденным $\varphi_{нж}$ и $\varphi_{г}$ из п. 13. При $w_{гж}<w_{кр\,2}$ значение $\varphi_{нж}$ вычисляем по (VI.88), подставив $w_{н\,пр}$ и $w_{см}=w_{гж}$ из п. 5, $\beta_{в}=\beta_{вж}$ из п. 6, $d_г=d$, $\sigma_{нв}$ из п. 7, $\rho_{в}$ и $\rho_{н}$ из 14.1.8.

Если $\beta_{ж}\leqslant 0{,}5$, то при $w_{гж}\leqslant w_{кр\,1}$ диспергированной жидкой фазой также будет нефть, причем ее доли $\varphi_{нж}$ в жидкости и $\varphi_{н}$ в потоке ГЖС определяются по (VI.88) и (VI.98) соответственно. При $w_{гж}>w_{кр\,1}$ диспергированной жидкой фазой в потоке будет вода, и, если $w_{кр\,1}<w_{гж}<w_{кр\,2}$, истинная доля ее $\varphi_{вж}$ в жидкости потока определяется из (VI.91) по $w_{в\,пр}$ и $w_{см}=w_{гж}$ из п. 5, $\sigma_{нв}$ — из п. 7, $\rho_{в}$ и $\rho_{н}$ из п. 8, а истинная доля $\varphi_{в}$ воды в потоке ГЖС — по (VI.97). Когда $w_{гж}\geqslant w_{кр\,2}$ значение $\varphi_{вж}$ вычисляем по (VI.100), $\varphi_{в}$ — по (VI.97). Истинную долю недиспергированной жидкой фазы в потоке ГЖС вычисляем по (VI.101).

15. Плотность ГЖС (в кг/м^3) на элементе 1 определяем по (VI.56), взяв значения $\rho_{н}$, $\rho_{в}$, $\rho_{г}$ из п. 8, $\varphi_{г}$ из п. 13, а $\varphi_{н}$ и $\varphi_{в}$ — из п. 14.

16. Вычисляем кажущуюся вязкость ГЖС (в Па·с) при движении ее на элементе 1.

Если $\beta_{в\,су}=0$, то при $\varphi_{г1}\leqslant 0{,}65$ или $p_1\geqslant 7\cdot 10^5$ Па пользуемся (VI.66), а при $\varphi_{г1}>0{,}65$ и $p_1<7\cdot 10^5$ Па — (VI.67); если $\beta_{в\,су}>0$, то используем (VI.68). Значение вязкости жидкости как внешней фазы в потоке ГЖС берем из п. 12.

17. Вычисляем $Re_{см1}$ потока ГЖС для элемента 1, подставляя в (VI.102) значения приведенных скоростей и плотностей нефти, воды и газа из п. 15 и 8, значение вязкости ГЖС из п. 16.

18. Приведенный коэффициент гидравлического трения потока ГЖС на элементе 1 определяем по (VI.105) для снарядной структуры потока; для пузырьковой структуры принимаем $\varphi_{см}=1$.

19. Коэффициент гидравлического трения $\lambda_{см1}$ потока ГЖС на элементе 1 определяем по (VI.103) или (VI.104), принимая $d_г=d$, $k_э$ — из таблицы исходных данных.

20. Вычисляем длину ΔL_1 элемента 1 по (VI.128), принимая Δp_1 из п. 2; $w_{н\,пр1}$, $w_{в\,пр1}$, $w_{г\,пр1}$ из п. 5; $\rho_{н1}$, $\rho_{в1}$, $\rho_{г1}$ из п. 8; $\varphi_{г1}$ из п. 13; $\varphi_{н1}$ и $\varphi_{в1}$ из п. 14; $\lambda_{см1}$ из п. 19; $g=9{,}81$ м/с^2; $d_г=d$; θ — из таблицы исходных данных.

21. Вычисляем ΔL_2, ΔL_3 и т. д. элементов колонны НКТ, повторяя действия, указанные в п. 12—20, пока

$$p_у \xi^i \leqslant p_{д\,нас} \qquad \text{(VI.132)}$$

и

$$L_{гж} = \sum_1^i \Delta L \leqslant L_{вых}, \qquad \text{(VI.133)}$$

т. е. пока в колонне НКТ движется газожидкостная смесь и пока длина колонны НКТ, где наблюдается движение ГЖС, не превышает расстояния $L_{вых}$ от устья скважины до ловильной головки насоса (см. VI.133).

22. Если для i-го элемента

$$p_у \xi^i > p_{д\,нас} > p_у \xi^{i-1},$$

т. е. если давление на верхнем конце элемента меньше, а на нижнем больше $p_{д\,нас}$, то длину ΔL_i i-го элемента определяем по перепаду

$$\Delta p_i = p_{д\,нас} - p_у \xi^{i-1},$$

после чего определяем $L_{гж}$ по (VI.133), которая соответствует давлению $p_{д\,нас}$ в колонне НКТ.

23. Если $L_{гж}$, найденная в п. 22, отвечает условию $L_{гж} \leqslant L_{вых}$, то заканчиваем расчет на участке движения ГЖС в колонне НКТ. Если найденное в п. 22 значение $L_{гж} > L_{вых}$, то находим давление на глубине $L_{вых}$ (давление в нижнем сечении колонн НКТ, т. е. в выходном сечении ловильной головки насоса):

$$p_{вых} = p_{д\,нас} - g(\rho_{нi}\varphi_{нi} + \rho_{вi}\varphi_{вi} + \rho_{гi}\varphi_{гi}) \left(\sum_1^i \Delta L - L_{вых} \right),$$

где $g=9{,}81$ м/с^2; $\varphi_{нi}$, $\varphi_{вi}$, $\varphi_{гi}$ — истинные объемные доли, а $\rho_{нi}$, $\rho_{вi}$, $\rho_{гi}$ — плотности соответственно нефти, воды и газа в i-м элементе колонны НКТ (см. пп. 5 и 8).

24. Если $L_{гж}$, найденная в п. 22, меньше $L_{вых}$, то определяем

$$\Delta L_ж = L_{вых} - L_{гж}, \qquad \text{(VI.134)}$$

на котором в колонне НКТ течет не ГЖС, а жидкость (смесь нефти и воды), чтобы вычислить $\Delta p_ж$ на элементе $\Delta L_ж$.

25. Находим среднюю температуру потока на элементе $\Delta L_ж$:

$$T_ж = T_у + \left(L_{гж} + \frac{1}{2}\Delta L_ж \right) \frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma\cos\theta}{10^{Q_{ж\,су}/(20d^{2{,}67})}}, \qquad \text{(VI.135)}$$

где $L_{гж}$ определяем по (VI.133), $\Delta L_ж$ — по (VI.134), а $T_у$ берем из п. 1.

26. Вычисляем объемные расходы нефти (в м^3/с) по (VI.113), воды по (VI.114), жидкости по (VI.112[1]).

27. Вычисляем приведенные скорости (в м/с) нефти $w_{н\,пр}$, воды $w_{в\,пр}$ по (VI.4) и среднюю скорость $w_ж = w_{см}$ жидкости по (VI.3).

28. Вычисляем объемно-расходную долю воды $\beta_в$ в потоке по (VI.1), полагая $Q_ф = Q_в$, $Q_{см} = Q_в + Q_н$ из п. 26.

29. Вычисляем плотности (в кг/м^3) нефти $\rho_н$ по (VI.42) и воды $\rho_в$ по (VI.44).

30. Вычисляем межфазное натяжение $\sigma_{нв}$

$$\sigma_{нв} = \frac{1}{10^{1{,}19+10^{-3}p_{нас}}} - \left[\frac{1}{10^{1{,}58+5\cdot10^{-3}p_{нас}}} - 72\cdot10^{-6}(T-305) \right]. \qquad \text{(VI.135[1])}$$

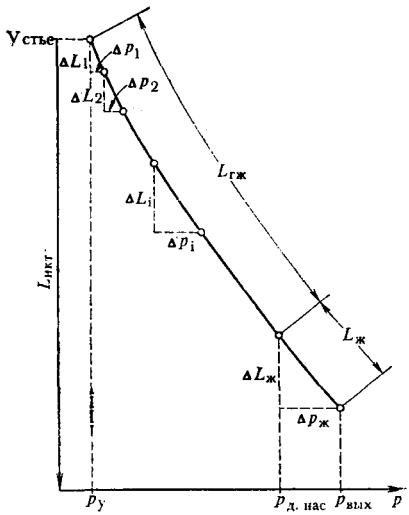


Рис. VI.5. Изменение давления вдоль колонны НКТ при постоянном дебите жидкости

31. Вычисляем истинную долю диспергированной жидкости в потоке.

Если $\beta_в > 0{,}5$, то диспергированной фазой в потоке будет нефть, и при $w_ж \geqslant w_{кр2}$, где $w_ж$ — из п. 27, а $w_{кр2}$ — из п. 10, $\varphi_н$ определяем по (VI.101), т. е. принимаем практически равной расходной доле ее в потоке. При $w_ж < w_{кр2}$ значение $\varphi_н$ определяем по (VI.88), принимая $w_{н\,пр}$ и $w_ж$ из п. 27, $\beta_в$ из п. 28, $\rho_н$ и $\rho_в$ из п. 29, $\sigma_{нв}$ из п. 30 и полагая $g = 9{,}81$ м/с^2, $d_г = d$.

Если $\beta_в \leqslant 0{,}5$, то при $w_ж \leqslant w_{кр1}$, где $w_{кр1}$ из п. 10, диспергированной жидкостью в потоке также будет нефть и истинная доля ее $\varphi_н$ определяется по (VI.88). При $w_ж > w_{кр1}$ диспергированной жидкостью будет вода, и если $w_{кр1} < w_ж < w_{кр2}$, то истинная доля в потоке $\varphi_в$ определяется формулой (VI.91), где $w_{в\,пр}$ и $w_{см} = w_ж$ берутся из п. 27; если же $w_ж > w_{кр2}$, то $\varphi_в$ определяется по (VI.100) как расходная доля воды в потоке.

32. Вычисляем по (VI.101) истинную долю недиспергированой жидкости в потоке, полагая $\varphi_г = 0$.

33. Вычисляем вязкость в (Па·с) воды по (VI.61) и нефти по (VI.58′) для $T_ж$ из п. 25.

34. Вычисляем параметр A по (VI.65) и (VI.10) для $\beta_в$ из п. 28 и $w_{см} = w_ж$ из п. 27.

35. Вычисляем кажущуюся вязкость потока жидкости.

Если $\beta_в = 0$, то всегда $\mu_ж = \mu_н$ (см. п. 32); если $\beta_в = 1$, то $\mu_ж = \mu_в$ (см. п. 33). При $\beta_в > 0{,}5$, если $w_ж \geqslant w_{кр2}$ ($w_ж$ — см. п. 27, а $w_{кр2}$ — п. 10), то $\mu_ж$ определяем по (VI.62); если $w_ж < w_{кр2}$, то $\mu_ж = \mu_в$ (см. п. 33).

При $\beta_в \leqslant 0{,}5$, если $w_ж \leqslant w_{кр1}$, где $w_{кр1}$ определяем по п. 10, $\mu_ж = \mu_в$ (см. п. 33); если $w_{кр1} < w_ж < w_{кр2}$, то $\mu_ж = \mu_н$ (см. п. 33); если $w_ж \geqslant w_{кр2}$ и $A \leqslant 1$, то $\mu_ж$ определяем по (VI.63), при $A > 1$ $\mu_ж$ определяем по (VI.64). При этом $\mu_н$ в (VI.63) и (VI.64) берем из п. 33.

36. Вычисляем $Re_ж = Re_{см}$ жидкости на рассматриваемом участке по (VI.102), принимая $\mu_{см} = \mu_ж$ из п. 34, $d_г = d$, $w_{г\,пр} = 0$, $\rho_н$ и $\rho_в$ определяем по п. 29, $w_{н\,пр}$ и $w_{в\,пр}$ — по п. 27.

37. Вычисляем коэффициент гидравлического трения $\lambda_ж = \lambda_{см}$ потока жидкости на элементе $\Delta L_ж$ при $Re_ж \leqslant 2000$ по (VI.106), при $Re_ж > 2000$ — по (VI.104), положив $\psi_{см} = 1$, $Re_{см} = Re_ж$, $d_г = d$.

38. Вычисляем $\Delta p_ж$ для элемента $\Delta L_ж$ по (VI.128), принимая $\Delta L_ж$ из п. 24, $\rho_н$, $\rho_в$ из п. 29, $\varphi_н$ и $\varphi_в$ из п. 31 и п. 32, $w_{н\,пр}$ и $w_{в\,пр}$ из п. 27, $\lambda_{см} = \lambda_ж$ из п. 37, $\varphi_г = 0$, $\rho_г w^2_{г\,пр}/\varphi_г = 0$.

39. Определяем давление в колонне НКТ на расстоянии $L_{вых} = L_{гж} + \Delta L_ж$ от устья:

$p_{вых} = p_{д\,нас} + \Delta p_ж$.

40. По найденным в пп. 2—38 парам значений ΔL, Δp строим кривую изменения давления вдоль колонны НКТ диаметром d для заданного дебита жидкости $Q_{ж\,су}$, начиная от давления $p_у$ в устьевом сечении колонны до давления $p_{вых}$ в выходном сечении насоса (см. рис. VI.5).

Распределение давления вдоль ствола скважины

Расчет $p(L_{эк})$ базируется, так же как и расчет $p(L_{нкт})$, на уравнении (VI.128). Однако вторым слагаемым в знаменателе уравнения практически всегда можно пренебречь.

Для расчета $p(L_{эк})$ должны быть известны те же исходные данные, что и для расчета $p(L_{нкт})$, кроме значения диаметра колонны НКТ. Коэффициент сепарации свободного газа из жидкости должен быть принят равным нулю ($k_c=0$); действительное давление насыщения жидкости газом равно равновесному, т. е. $p_{д\,нас}=p_{нас}$, поскольку, как было отмечено, скорость изменения давления в потоке по мере его перемещения снизу вверх невелика и $k_c=0$.

Предварительно необходимо задаться давлением p_{min} в верхнем сечении ствола, до которого имеет смысл вести расчет $p(L_{эк})$, а также величиной показателя убывающей геометрической прогрессии ξ для определения ступеней давления Δp. Если при подборе насоса для скважины давление у входа в насос $p_{вх}$ выбрано, то за p_{min} целесообразно принять $p_{min}=0{,}5p_{вх}$; можно также принять $p_{min}\approx 5\cdot 10^5$ Па независимо от значения $p_{вх}$, так как минимально допустимое давление у входа в насос никогда не бывает меньше $5\cdot 10^5$ Па.

При использовании ЭВМ достаточная точность расчета достигается, если $\xi=0{,}9$; при малых значениях газового фактора или при большой обводненности жидкости можно положить $\xi=0{,}75$. При безмашинном расчете кривой $p(L_{эк})$ целесообразно принять $\xi=0{,}5$ в целях сокращения объема вычислений.

Расчет ведем способом «снизу вверх» от кровли пласта, где $p=p_{заб}$ и $L=L_{кп}$.

1. Если $p_{заб}>p_{нас}$, определяем ступень давления, соответствующую движению продукции на участке $\Delta L_{ж}$ эксплуатационной колонны, на котором поток представлен только жидкостью:
$\Delta p_{ж}=p_{заб}-p_{нас}$.

2. Определяем среднюю температуру $T_{ж}$ потока на участке $\Delta L_{ж}$, принимая ее приближенно равной температуре потока у нижнего конца участка $\Delta L_{ж}$, т. е. $T_{ж}=T_{пл}$.

3. Вычисляем для рассматриваемого участка объемные расходы и приведенные скорости нефти, воды и жидкости, объемную долю воды в потоке, плотности нефти и воды, межфазное натяжение $\sigma_{нв}$, истинные доли диспергированной и непрерывной жидкостей по формулам, указанным в пп. 26—32 предыдущего параграфа, положив $d_г=d_{эк}$.

4. Вычисляем длину $\Delta L_{ж}$ участка эксплуатационной колонны, на котором движется жидкость, не содержащая свободного газа, по (VI.128) для Δp из п. 1; $\rho_в$, $\rho_н$, $\varphi_в$, $\varphi_н$ из п. 3; $\varphi_г=0$. Слагаемое с сомножителем $\lambda_{см}$ в знаменателе (VI.128) приравниваем нулю.

5. Вычисляем перепад давления для 1-го элемента участка ствола, где $p<p_{нас}$, т. е. где течет газожидкостная смесь, по (VI.129) и среднее давление p_i в нем по (VI.130), положив в данном случае $p_{нач}=p_{нас}$ и $i=1$.

6. Вычисляем давление в стволе скважины на верхнем конце 1-го элемента

$$p_i = p_{заб} - \Delta p_{ж} - \sum_{0}^{i} \Delta p_i, \qquad \text{(VI.136)}$$

положив $i=1$.

7. Если давление в стволе скважины на уровне верхнего конца 1-го элемента по (VI.136) не меньше принятого минимального давления p_{min}, т. е. если удовлетворяется условие

$$p_{заб} - \Delta p_{ж} - \sum_{0}^{i} \Delta p_i \geqslant p_{min}, \qquad \text{(VI.136')}$$

то вычисляем длину $\Delta L_{эк1}$ первого элемента эксплуатационной колонны, выполнив операции, предусмотренные в пп. 8—19.

8. Вычисляем приближенное значение температуры (в К) потока на 1-м элементе эксплуатационной колонны:

$$T_i = T_{\text{пл}} - \left(\Delta L_{\text{ж}} + \sum_{0}^{i-1} \Delta L_i\right) \frac{0{,}0034 + 0{,}79\Gamma \cos\theta}{10^{Q_{\text{ж су}}/(20 d_{\text{эк}}^{2{,}67})}} \qquad \text{(VI.137)}$$

$$\left(\text{для 1-го элемента } \sum_{0}^{i-1} \Delta L_i = 0\right).$$

9. Вычисляем средние объемные расходы (в м³/с) нефти по (VI.116), воды по (VI.117), свободного газа по (VI.118), газожидкостной смеси по (VI.119), принимая $p=p_1$, $T=T_1$, а жидкости по (VI.112′).

10. Вычисляем приведенные скорости (в м/с) нефти $w_{\text{н пр}}$, воды $w_{\text{в пр}}$ и свободного газа $w_{\text{г пр}}$ (VI.4), жидкости $w_{\text{ж пр}}$ и газожидкостной смеси $w_{\text{гж}}$ по (VI.3) для 1-го элемента ствола, подставляя в них значения расхода фаз, жидкости и ГЖС, подсчитанные в п. 9.

11. Вычисляем среднюю объемную долю воды $\beta_{\text{вж}}$ в жидкости по (VI.1), поверхностное натяжение (в Н/м) между нефтью и газом по (VI.71), между водой и газом по (VI.72), между нефтью и водой по (VI.73), плотность (в кг/м³) нефти по (VI.42), плотность воды по (VI.44) и плотность свободного газа по (VI.49), вязкость (в Па·с) нефти по (VI.58) и вязкость воды по (VI.61), принимая в соответствующих формулах $p=p_1$, $T=T_1$.

12. Определяем критические скорости (в м/с) ГЖС $w_{\text{кр1}}$ по (VI.8) и $w_{\text{кр2}}$ по (VI.9) для 1-го элемента, приняв $d_{\text{г}}=d_{\text{эк}}$, а $\beta_{\text{вж}}$ из п. 11.

13. Вычисляем параметр A по (VI.65) и (VI.10), приняв $w_{\text{см}}=w_{\text{гж}}$ из п. 10, $\beta_{\text{вж}}$ из п. 11, $d_{\text{г}}=d_{\text{эк}}$.

14. Вычисляем кажущуюся вязкость жидкости по формуле, номер которой выбираем из табл. VI.4 в зависимости от найденных в пп. 10—13 значений $w_{\text{гж пр}}$, $\beta_{\text{вж}}$, $w_{\text{кр1}}$, $w_{\text{кр2}}$, A, приняв $w_{\text{см}}=w_{\text{гж пр}}$, $\beta_{\text{в}}=\beta_{\text{вж}}$.

15. Вычисляем среднее значение истинной доли газовой фазы в потоке ГЖС на элементе ΔL_i; если $p_1 \geqslant 7\cdot 10^5$ Па или $\varphi_{\text{г1}} \leqslant 0{,}65$, то по (VI.94); если $p < 7\cdot 10^5$ Па и $\varphi_{\text{г1}} > 0{,}65$, то по (VI.95). Значения межфазного натяжения, которые при этом надо подставить в (VI.94) и (VI.95), берем из п. 11, а вязкости — из п. 14.

16. Вычисляем объемные истинные доли жидких фаз в потоке ГЖС на 1-м элементе эксплуатационной колонны.

Если $\beta_{\text{вж}} > 0{,}5$, то внутренней жидкой фазой будет нефть, и ее истинную долю $\varphi_{\text{нж}}$ в жидкости (не в ГЖС) при $w_{\text{гж}} \geqslant w_{\text{кр2}}$ определяем по (VI.101); истинную долю нефти $\varphi_{\text{н}}$ в потоке ГЖС определим тогда по (VI.98), подставив только что найденное значение $\varphi_{\text{нж}}$ и значение $\varphi_{\text{г}}$, подсчитанное в п. 15. При $w_{\text{гж}} < w_{\text{кр2}}$ значение $\varphi_{\text{нж}}$ вычисляем по (VI.88), подставив $w_{\text{н пр}}$ и $w_{\text{см}}=w_{\text{гж}}$ из п. 10, $\sigma_{\text{нв}}$, $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{в}}$ из п. 11.

Если $\beta_{\text{вж}} \leqslant 0{,}5$, то при $w_{\text{гж}} \leqslant w_{\text{кр1}}$ внутренней жидкой фазой также будет нефть, и ее истинные доли $\varphi_{\text{нж}}$ в жидкости и $\varphi_{\text{н}}$ в ГЖС определяются по (VI.88) и (VI.98) соответственно. При $w_{\text{гж}} > w_{\text{кр1}}$ внутренней жидкой фазой будет вода, истинную долю $\varphi_{\text{вж}}$ которой в жидкости при $w_{\text{кр1}} < w_{\text{гж}} < w_{\text{кр2}}$ определяем по (VI.91), а при $w_{\text{гж}} \geqslant w_{\text{кр2}}$ — по (VI.100). Истинную долю воды $\varphi_{\text{в}}$ в потоке ГЖС вычисляем по (VI.97).

Истинную долю внешней жидкой фазы в потоке ГЖС вычисляем по (VI.101).

17. Вычисляем плотность ГЖС на 1-м элементе эксплуатационной колонны по (VI.56) для $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{г}}$ из п. 11, $\varphi_{\text{г}}$ из п. 15, $\varphi_{\text{н}}$ и $\varphi_{\text{в}}$ из п. 16.

18. Вычисляем длину $\Delta L_{\text{эк1}}$ 1-го элемента эксплуатационной колонны по (VI.128) на пути движения ГЖС (в м), принимая слагаемое с сомножителем $\lambda_{\text{см}}$ в знаменателе равным нулю.

19. Вычисляем расстояние $L_{эк1}$ (в м) среднего сечения 1-го элемента эксплуатационной колонны от устья скважины:

$$L_{эк\,i} = L_{кп} - \Delta L_{ж} - \sum_{0}^{i-1} \Delta L_{эк\,i} - \frac{1}{2}\Delta L_{эк\,i},$$

положив $i=1$, а $\Delta L_{ж}$ из п. 4.

20. Вычисляем объемно-расходную долю газовой фазы в потоке ГЖС на 1-м элементе ствола скважины по (VI.1′), положив $w_{ф\,пр} = w_{г\,пр}$, $w_{см} = w_{гж}$ из п. 10.

21. Операции, указанные в пп. 5—20, выполняем до тех пор, пока удовлетворяется неравенство (VI.136′).

22. Если для i-го элемента неравенство (VI.136′) не удовлетворяется, то находим Δp_i и p_i для последнего элемента:

$$\Delta p_i = p_{i-1} - p_{min};$$

$$p_i = \frac{1}{2}(p_{i-1} + p_{min})$$

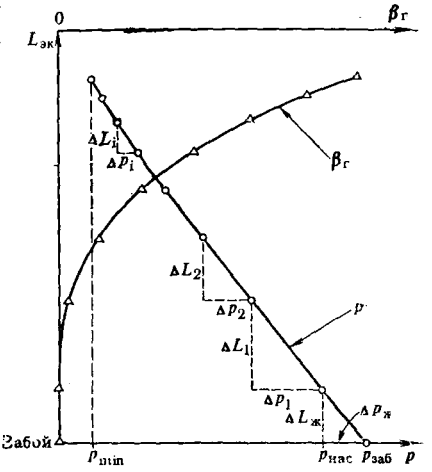


Рис. VI.6. Изменение давления и объемной расходной доли свободного газа $\beta_г$ в потоке вдоль ствола скважины при постоянном дебите жидкости

и вычисляем значения ΔL_i и $\beta_{гi}$, выполнив предусмотренные в пп. 8—20 действия.

23. По полученным парам значений $\Delta L_{эк}$, Δp строим кривую $p(L_{эк})$ изменения давления вдоль ствола скважины, начиная от давления на ее забое $p_{заб}$, т. е. на глубине $L_{кп}$, а по парам значений $\beta_г$, $\Delta L_{эк}$ — кривую $\beta_г(L_{эк})$ изменения объемной расходной доли свободного газа в потоке по длине эксплуатационной колонны (рис. VI.6).

РАБОЧАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСА ПРИ ОТКАЧКЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

При подборе УЭЦН необходимо иметь комплекс таких зависимостей: напор — подача (H—Q), потребляемая насосом мощность — подача (N—Q) и коэффициент полезного действия насоса — подача (η—Q), который будет характеризовать работу выбранного типоразмера насоса в данной конкретной скважине на той глубине, где этот насос предполагается расположить. Эта характеристика насоса (ее называют вероятной) может существенно отличаться от его паспортной [1] по следующим основным признакам:

а) отклонение геометрии проточных каналов рабочих колес и направляющих аппаратов, а также шероховатости и состояния поверхности стенок их от номинальных, предусмотренных чертежами на изготовление насосов;

б) отличие вязкости скважинной продукции, движущейся в проточных каналах насоса, от вязкости воды, на которой испытаны насосы установочной партии;

[1] Паспортную характеристику насоса получают осреднением результатов испытаний нескольких насосов установочной партии на воде плотностью 1000 кг/м³ и вязкостью 0,001 Па·с при гарантированном отсутствии кавитационных явлений в насосе и свободного газа в перекачиваемой воде. Паспортная характеристика входит в комплект технической документации на партию УЭЦН и может быть найдена в справочной литературе [38, 41].

в) наличие в скважинной продукции свободного газа.

Способ определения вероятной характеристики насоса при работе в скважине путем соответствующей корректировки паспортной характеристики его заключается в следующем.

Сначала устанавливается зависимость паспортной характеристики от факторов, перечисленных в п. «а», в результате получаем действительную характеристику насоса при работе на воде; затем полученную «водяную» характеристику корректируем с целью учета вязкости скважинной продукции, движущейся через насос; в заключение в характеристику насоса при работе на вязкой жидкости вносим поправки с целью учета наличия свободного газа в продукции, поступающей из скважин в насос.

Вероятная характеристика насоса при работе на воде

В какой мере отмеченные в п. «а» факторы отражаются на характеристике погружного центробежного электронасоса, точнее всего можно установить путем испытаний данного экземпляра на воде при стандартных условиях. Если же испытание насоса на воде перед спуском его в скважину осуществить не представляется возможным, то вероятную водяную характеристику насоса можно определить только ориентировочно.

По паспортной характеристике насоса выбираем ряд значений подачи $Q_{\text{п}}$, в том числе подачу $Q_{\text{п оп}}$ в оптимальном режиме, и определяем для них соответствующие значения напора $H_{\text{п}}$ и к. п. д. $\eta_{\text{п}}$. Затем определяем для каждой подачи

$$H=H_{\text{п}}-\Delta H, \qquad \text{(VI.138)}$$

$$\eta=\eta_{\text{п}}(1-\Delta H/H_{\text{п}}), \qquad \text{(VI.139)}$$

т. е. вероятные значения напора и к. п. д. насоса при работе на воде. Потребляемую насосом мощность на каждом режиме работы насоса при этом оставляем неизменной. Входящая в (VI.138) и (VI.139) величина ΔH есть снижение напора насоса вследствие проявления упомянутых в п. «а» факторов. Ее определяем по эмпирической формуле

$$\Delta H=\frac{0{,}92H_{\text{п оп}}}{3{,}9+0{,}023Q_{\text{п оп}}}, \qquad \text{(VI.140)}$$

где $H_{\text{п оп}}$, $Q_{\text{п оп}}$ — напор (в м) и подача (в м³/сут) насоса в оптимальном режиме работы по паспортной характеристике считаются постоянными величинами для всей области перекрываемых характеристикой подач. Пример определения вероятной водяной характеристики насоса по его паспортной характеристике показан на рис. VI.7.

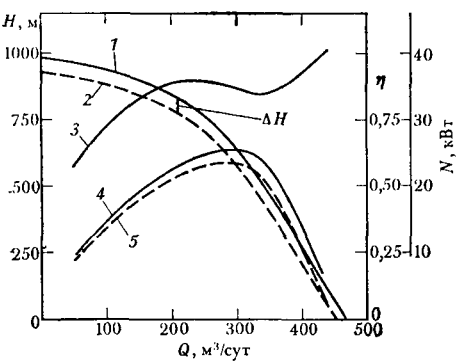


Рис. VI.7. Характеристика насоса 1ЭЦН6-250-800 при работе на воде по паспортной характеристике.

Паспортные кривые: *1* — напор — подача; *2* — напор — подача; *3* — потребляемая мощность — подача; *4* — к. п. д. — подача; вероятные кривые; *5* — к. п. д. — подача; ΔH — снижение развиваемого насосом напора

Учет вязкости откачиваемой среды

В результате изучения зависимости характеристик погружных центробежных электронасосов различных типов от вязкости однородных жидкостей и неоднородных сред установлено, что неоднородные смеси в проточных каналах насоса ведут себя вследствие высокой скорости сдвига (более 1000 1/с) практически как однородные жидкости. При работе насоса на неоднородной продукции под термином вязкость понимают так называемую кажущуюся (*эффективную, эквивалентную*) вязкость. При этом в качестве вязкостной характеристики продукции используют кинематическую кажущуюся вязкость (в $м^2/с$):

$$\nu_{в}=\mu_{см}/\rho_{см}, \qquad (VI.141)$$

где $\mu_{см}$ — кажущаяся динамическая вязкость продукции при соответствующих значениях температуры и скорости сдвига потока, Па·с; $\rho_{см}$ — средняя плотность скважинной продукции в каналах рабочих органов насоса, $кг/м^3$.

Для водонефтяной эмульсии типа В/Н значение $\mu_{см}$ находят по (VI.63); для эмульсии типа Н/В — по (VI.62); для нефтегазовой смеси — по (VI.66), а для водонефтегазовой — по (VI.68); при этом истинная доля свободного газа $\varphi_{г}$ в потоке может быть принята равной объемно-расходной доле газа $\beta_{г}$ в ней.

Средняя плотность продукции в насосе определяется уравнением (VI.56) или, с учетом того, что истинные доли нефти, воды и свободного газа в потоке могут быть приняты равными объемно-расходным долям их, формулой

$$\rho_{см}=\rho_{н}\beta_{н}+\rho_{в}\beta_{в}+\rho_{г}\beta_{г}. \qquad (VI.142)$$

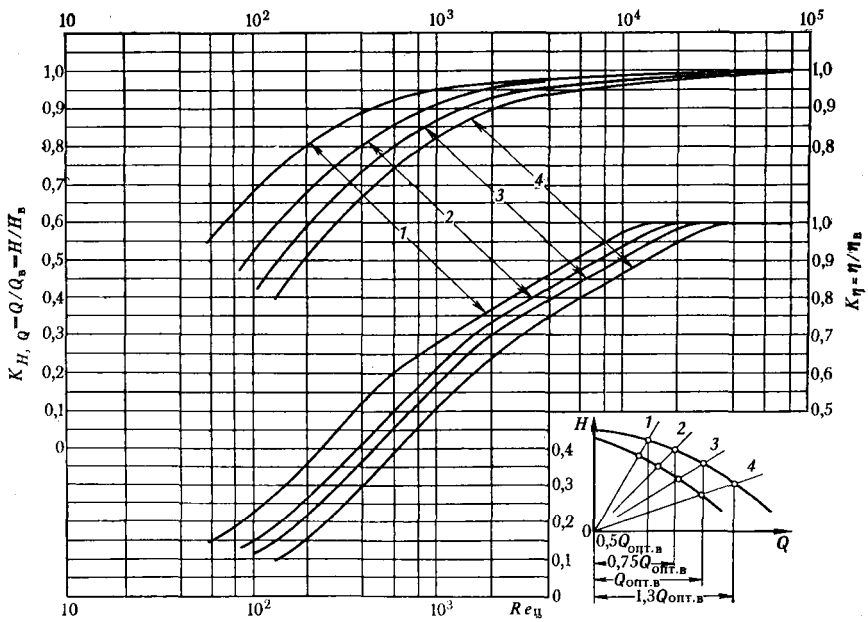


Рис. VI.8. Зависимость относительных подачи и напора K_{QH} и относительного к. п. д. K_{η} погружного центробежного насоса от модифицированного числа $Re_{ц}$ потока в его межлопаточных каналах для различных соответственных режимов $Q_{в}/Q_{в\,опт}$:

1 — 0,5; *2* — 0,75; *3* — 1; *4* — 1,3.

Приняты следующие допущения.

Точки, отвечающие соответственным режимам работы насоса при откачке воды и другой однородной жидкости или неоднородной смеси в координатах H—Q, располагаются на прямых — лучах, выходящих из начала координат.

Зависимость напора, подачи и к. п. д. насоса от вязкости откачиваемой среды (однородной жидкости или смеси) можно охарактеризовать коэффициентами

$$K_{H,Q}=H/H_{в}=Q/Q_{в}, \qquad \text{(VI.143)}$$

$$K_{\eta}=\eta/\eta_{в}, \qquad \text{(VI.144)}$$

где $H_{в}$, $Q_{в}$, $\eta_{в}$ — напор, подача и к. п. д. насоса при работе на воде в заданном режиме; H, Q, η те же параметры при работе насоса на вязкой жидкости (однородной или неоднородной) в соответственном режиме.

Коэффициенты $K_{H,Q}$ и K_{η} зависят от модифицированного числа $Re_{ц}$ потока в каналах центробежного электронасоса:

$$Re_{ц}=\frac{4{,}3+0{,}816n_s^{0{,}274}}{n_s^{0{,}575}}\frac{Q}{\nu}\sqrt[3]{\frac{\omega}{Q_{в\,оп}}}. \qquad \text{(VI.145)}$$

Для известного $Re_{ц}$ их можно определить по графику (рис. VI.8) или по аппроксимационным формулам.

Для турбулентного режима

$$K_{H,Q}=1-(3{,}585-0{,}821\lg Re_{ц})\left(0{,}027+0{,}0485\frac{Q_{в}}{Q_{в\,оп}}\right); \qquad \text{(VI.146)}$$

для ламинарного режима

$$K_{H,Q}=\frac{Re_{ц}}{Re_{ц}-50+200Q_{в}/Q_{в\,оп}}; \qquad \text{(VI.147)}$$

для турбулентного режима

$$K_{\eta}=0{,}274\lg Re_{ц}-0{,}06-0{,}14Q_{в}/Q_{в\,оп}; \qquad \text{(VI.148)}$$

для ламинарного режима

$$K_{\eta}=0{,}485\lg Re_{ц}-0{,}63-0{,}26Q_{в}/Q_{в\,оп}, \qquad \text{(VI.149)}$$

ТАБЛИЦА VI.5

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА БЫСТРОХОДНОСТИ СТУПЕНИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Насос	n_s	Насос	n_s
ЭЦН5-40	91	ЭЦН6-100	104
ЭЦН5-80	125	ЭЦН6-160	117
ЭЦН5-130	142	ЭЦН6-250	155—166
ЭЦН5-200	188	ЭЦН6-350	155
ЭЦН5А-100	125	ЭЦН6-500	263
ЭЦН5А-160	148—157	ЭЦН6А-500	254
ЭЦН5Н-250	164—170	ЭЦН6А-700	300
ЭЦН5А-360	222	ЭЦНИ6-350	170
ЭЦН5А-500	300	ЭЦНИ6-500	292

где Q — средний объемный расход продукции через насос в рассматриваемом режиме его работы, м³/с; $Q_{в\,оп}$, $Q_в$ — подача насоса при работе на воде в оптимальном и соответственном режимах, м³/с; ν — средняя кажущаяся кинематическая вязкость продукции в насосе, м²/с; ω — частота вращения вала насоса, 1/с; n_s — коэффициент быстроходности ступени насоса (табл. VI.5),

$$n_S = 193\omega Q_{в\,оп}^{1/2}\left(g\frac{H_{в\,оп}}{z_н}\right)^{-3/4}, \qquad \text{(VI.150)}$$

где $H_{в\,оп}$ — напор насоса в оптимальном режиме работы на воде, м; g= =9,81 м/с²; $z_н$ — число ступеней в насосе.

Зависимость водной характеристики погружного центробежного электронасоса от вязкости устанавливаем следующим образом.

1. Определяем объемную обводненность продукции, принимая ее приближенно равной объемно-расходной доле воды $\beta_{в\,су}$ в продукции при стандартных условиях.

2. Устанавливаем тип водонефтяной эмульсии в насосе, сопоставляя $\beta_{в\,су}$ с критическим значением обводненности жидкости $\beta_{в\,кр}$, величина которого должна быть известна. (При отсутствии значения $\beta_{в\,кр}$ можно принять ориентировочно $\beta_{в\,кр}$=0,5.) При $\beta_{в\,су}\leqslant\beta_{в\,кр}$ имеем эмульсию типа В/Н, при $\beta_{в\,су}>\beta_{в\,кр}$ — эмульсию типа Н/В.

3. Определяем ориентировочно среднюю температуру потока продукции в насосе по (VI.20).

4. Вычисляем среднюю вязкость продукции в насосе: при $\beta_{в\,су}$=0, $p_{вх}\geqslant$ $\geqslant p_{нас}$, т. е. когда продукцией является нефть, не содержащая ни попутной воды, ни свободного газа,— по (VI.58′); при $\beta_{в\,су}$=0, $p_{вх}<p_{нас}$, когда продукцией является нефтегазовая смесь,— по (VI.66), полагая в (VI.66) $\varphi_г\approx$ $\approx 0{,}5\beta_{г\,вх}(1-k_с)$, где $\beta_{г\,вх}$ — объемно-расходная доля свободного газа в скважине перед входом продукции в насос; при $0<\beta_{в\,су}\leqslant\beta_{в\,кр}$, $p_{вх}\geqslant p_{нас}$, когда продукция представляет собой водонефтяную эмульсию типа В/Н,— по (VI.63); при $\beta_{в\,су}>\beta_{в\,кр}$, $p_{вх}\geqslant p_{нас}$, когда продукция является водонефтяной эмульсией типа Н/В,— по (VI.62); при $0<\beta_{в\,су}<1$, $p_{вх}<p_{нас}$, когда в насосе движется водонефтегазовая смесь,— по (VI.68). Очевидно, что при использовании формул (VI.63), (VI.62), (VI.66), (VI.68) вязкость нефти и воды должна быть найдена с учетом средней температуры в насосе, т. е. по формулам (VI.58) и (VI.61) соответственно.

5. Задаемся рядом значений параметра $Q_в/Q_{в\,оп}$ в пределах 0,5—1,3, например 0,5; 0,75; 1,0; 1,3.

6. Определяем по действительной водяной характеристике насоса значение оптимальной подачи $Q_{в\,оп}$ и подсчитываем

$$Q_{вi} = \left(\frac{Q_в}{Q_{в\,оп}}\right)Q_{в\,оп},$$

соответствующую выбранным в п. 5 значениям параметра $Q_в/Q_{в\,оп}$.

7. Для полученных в п. 6 значений подач находим по водяной характеристике насоса соответствующие значения напора $H_в$ и коэффициента полезного действия $\eta_в$ насоса.

8. Определяем коэффициент быстроходности n_s ступени насоса по (VI.150) или по табл. VI.5; частоту вращения вала насоса, если она неизвестна, принимаем равной 295 1/с.

9. Вычисляем по (VI.145) ориентировочное число $Re_ц$ потока в насосе при откачке им скважинной продукции в режиме, соответствующем оптимальному режиму работы насоса на воде, т. е. для режима с $(Q_в/Q_{в\,оп})$=1, полагая предварительно $Q=Q_{в\,оп}$.

10. По вычисленному в п. 9 значению $Re_ц$ и формулам (VI.146), (VI.147) находим для принятого в п. 9 соответственного режима $Q_в/Q_{в\,оп}$ два значения коэффициента $K_{H,Q}$, из которых берем меньшее.

11. Находим из (VI.143) подачу $Q^*=Q$ скважинной продукции по $Q_в$, взятой в п. 9, т. е. по $Q_в=Q_{в\,оп}$, и по $K_{H,Q}$, найденному в п. 10.

12. По Q^* и (VI.145) вычисляем новое, уточненное значение $Re_ц$ потока при работе насоса в выбранном режиме.

13. По новому значению $Re_ц$ и формулам (VI.146), (VI.147) находим для принятого в п. 9 значения $Q_в/Q_{в\,оп}$ уточненное значение $K_{H,Q}$.

14. Сопоставляем значения $K_{H,Q}$, найденные в пп. 11—13, и решаем, следует ли повторять операции, указанные в пп. 11—13, для более точного определения $K_{H,Q}$. При этом руководствуемся тем, что значение $K_{H,Q}$ можно считать достаточно точным, если оно отличается от предыдущего не более чем на 0,02.

15. По числу $Re_ц$, соответствующему принятому в п. 14 окончательному значению $K_{H,Q}$, и значению $Q_в/Q_{в\,оп}$, взятому в п. 9, находим по рис. VI.8 или по формулам (VI.148), (VI.149) значения коэффициента k_η. Из двух значений K_η, найденных по (VI.148) и (VI.149), берем меньшее.

16. Вычисляем подачу Q, напор H и к. п. д. η насоса в режиме, соответственном режиму работы насоса на воде с относительной подачей $Q_в/Q_{в\,оп}$, принятой в п. 9, по формулам (VI.143) и (VI.144).

17. Вычисляем потребляемую насосом мощность (в кВт) при откачке скважинной продукции в рассматриваемом режиме:

$$N = 10^{-3} g Q_п H_в \rho_{см} \frac{K^2_{H,Q}}{K_\eta \eta_в}, \qquad (VI.151)$$

где $Q_в$ — в м³/с, $H_в$ — в м, $\rho_{см}$ — в кг/м³, g — в м/с², $\rho_{см}$ берем по (VI.142).

18. Повторяя вычисления, указанные в пп. 9—17, находим Q, H, N, η насоса при работе на скважинной продукции в режимах, соответствующих другим значениям параметра $Q_в/Q_{в\,оп}$, принятым в п. 5.

19. По полученным в пп. 16—18 данным строим кривые H—Q, N—Q, η—Q насоса при работе на скважинной продукции.

Пример изменения водяной характеристики погружного центробежного электронасоса при работе его на водонефтяной эмульсии показан в табл. VI.6 и на рис. VI.9. Пример соответствует следующим исходным данным: насос 2ЭЦН5-80-1200, вязкость при средней температуре в насосе нефти 0,0055 Па·с, воды — 0,0015 Па·с, плотность нефти 800 кг/м³, воды 1160 кг/м³, объемная доля воды в эмульсии 0,50, критическая объемная доля воды 0,60, частота вращения вала насоса 2820 об/мин, число ступеней в насосе 274. Водяная характеристика насоса — паспортная. Светлыми кружочками обозначены исходные режимы работы насоса на воде, зачерненными — соответствующие исходным режимы работы насоса на эмульсии.

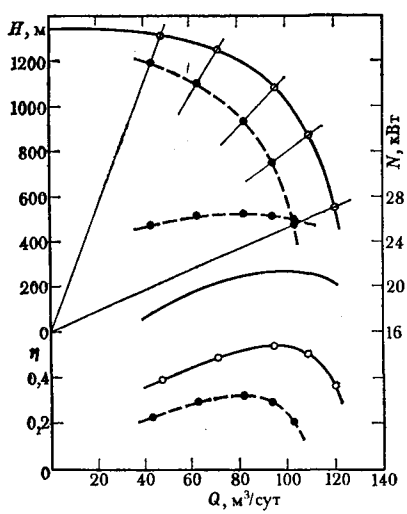


Рис. VI.9. Водяная характеристика погружного центробежного электронасоса при работе на воде и на водонефтяной эмульсии

ТАБЛИЦА VI.6. ПЕРЕСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА С ВОДЫ НА ВЯЗКУЮ ЖИДКОСТЬ

Параметры	$Q_в/Q_{в\,оп}$				
	0,50	0,75	1,0	1,15	1,263
$Q_в$ м³/сут	47,5	71,3	95,0	109,2	120,0
$Q_в$ 10^3, м³/с	0,550	0,825	1,100	1,265	1,390
$H_в$, м	1310	1243	1075	865	550
$\eta_в$	0,390	0,490	0,545	0,513	0,367
$Re_ц$	524	776	1048	1205	1324
$K_{H,Q}$	0,914	0,886	0,874	0,870	0,868
K_η	0,558	0,565	0,572	0,566	0,555
Q 10^3, м³/с	0,480	0,720	0,961	1,105	1,213
Q м³/сут	41,5	62,2	83,0	95,4	104,8
H, м	1198	1100	939	752	477
η	0,218	0,277	0,312	0,291	0,204
N, кВт	26,3	27,7	27,6	27,1	26,9

Зависимость характеристики насоса от наличия свободного газа в откачиваемой продукции

Одна из наиболее важных отличительных особенностей работы многоступенчатого центробежного насоса при откачке газожидкостной смеси — изменение по длине насоса объемного расхода, плотности и вязкости откачиваемой продукции. Это изменение обусловлено повышением давления и, в меньшей степени, температуры по пути движения ГЖС от входа в насос к выходу из него. Поэтому ступени одного и того же насоса в один и тот же момент работают на различных режимах и на различных по физическим свойствам средах. Отмеченное существенно осложняет определение характеристики погружного центробежного насоса при работе на ГЖС.

В практике подбора погружных центробежных насосов к скважине нашли применение рабочие характеристики насоса двух видов: 1) зависимость напора, потребляемой мощности и к. п. д. насоса от среднеинтегрального расхода $Q_{ср}$ проходящей через насос продукции[1] при заданной объемной доле газовой фазы у входа в насос $\beta_{г\,вх}$ (рис. VI.10,*а*); 2) зависимость развиваемого насосом давления, потребляемой мощности и к. п. д. насоса от объемного расхода жидкой фазы $Q_ж$ (не $Q_{гж}$) в откачиваемой продукции при заданном $\beta_{г\,вх}$ (рис. VI.10,*б*).

Среднеинтегральная подача продукции, проходящей через насос, когда давление на выходе из насоса $p_{вых}$ больше давления насыщения жидкости нефтяным (попутным) газом $p_{д\,нас}$, определяется следующим выражением:

$$Q_{ср} = \frac{1}{p_{вых} - p_{вх}} \left(\int_{p_{вх}}^{p_{д\,нас}} Q dp + \int_{p_{д\,нас}}^{p_{вых}} Q dp \right), \qquad (VI.152)$$

[1] Эту характеристику применительчо к насосам УЭЦН предложили использовать А. Н. Кезь и А. А. Брискман.

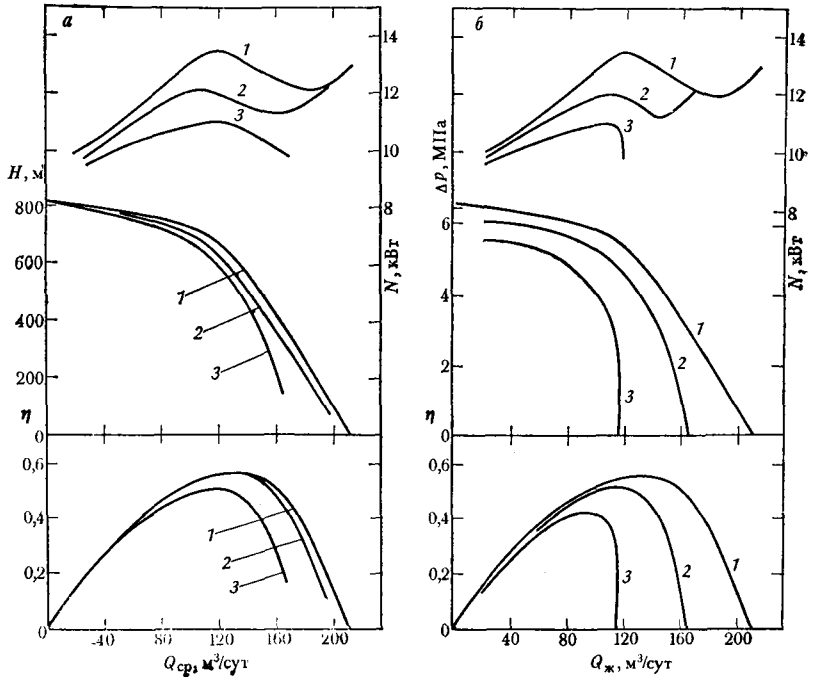


Рис. VI.10. Рабочие характеристики насоса, используемые при подборе УЭЦН:

а — зависимость среднеинтегрального напора, потребляемой мощности и к. п. д. насоса при постоянной объемно-расходной доле газовой фазы у входа в насос от среднеинтегрального расхода продукции скважины через насос;
б — зависимость приращения давления в насосе, потребляемой им мощности и условного к. п. д. насоса при постоянной объемно-расходной доле газовой фазы у входа в насос от подачи насосом жидкости, приведенной к условиям входа в насос:
1 — $\beta_{г\,вх}=0$; *2* — $\beta_{г\,вх}=0{,}2$; *3* — $\beta_{г\,вх}=0{,}4$.

где $p_{вх}$ — давление у входа в насос; Q — объемный расход продукции при текущих термодинамических условиях, определяемый при $p<p_{д\,нас}$ по (VI.122), а при $p\geqslant p_{д\,нас}$ по (VI.124), когда $p_{вх}<p_{нас}$. Учитывая, что в области, где $p\geqslant p_{д\,нас}$, при практических расчетах значение Q можно приближенно принять независящим от p и T, для определения $Q_{ср}$ при $p_{вых}>p_{д\,нас}$ можно использовать вместо (VI.152) следующее уравнение:

$$Q_{ср}=\frac{1}{p_{вых}-p_{вх}}\left[\int_{p_{вх}}^{p_{д\,нас}} Q\,dp+Q_{ж}(p_{вых}-p_{д\,нас})\right], \qquad (VI.152')$$

где $Q_{ж}$ определяется по (VI.124).

Если $p_{вых}\leqslant p_{д\,нас}$, то среднеинтегральный объемный расход проходящей через насос продукции определяется следующим образом:

$$Q_{ср}=\frac{1}{p_{вых}-p_{вх}}\int_{p_{вх}}^{p_{вых}} Q\,dp, \qquad (VI.153)$$

здесь Q определяется по (VI.122); $p_{д\ нас}$ в (VI.152) и (VI.152′) определяется по (VI.36).

Напор H в м, т. е. высота, на которую насос поднимает проходящую через него продукцию, или энергия, сообщаемая насосом единице веса этой продукции, при $p_{вых} > p_{д\ нас}$

$$H = h + \frac{1}{mg}\left(\int_{p_{вх}}^{p_{д\ нас}} Q dp + \int_{p_{д\ нас}}^{p_{вых}} Q dp\right), \qquad (VI.154)$$

или приближенно

$$H = h + \frac{1}{mg}\left[\int_{p_{вх}}^{p_{д\ нас}} Q dp + Q_{ж}(p_{вых} - p_{д\ нас})\right]; \qquad (VI.155)$$

при $p_{вых} < p_{д\ нас}$

$$H = h + \frac{1}{mg}\int_{p_{вх}}^{p_{вых}} Q dp, \qquad (VI.156)$$

где h — разность отметок выходного и входного сечения насоса, $h = L_{н} \cos\theta$; $L_{н}$ — длина насоса; θ — угол между вертикалью и осью насоса, градус; g — ускорение свободного падения; m — массовый расход продукции через насос. На всем пути движения продукции через насос значение m, как было отмечено остается неизменным и определяется уравнением (VI.108).

Среднеинтегральная плотность проходящей через насос продукции

$$\rho_{ср} = m/Q_{ср}, \qquad (VI.157)$$

где $Q_{ср}$ — среднеинтегральный расход, определяемый по (VI.152) или (VI.153). Поэтому значение H можно определить и следующим образом: $H = (p_{вых} - p_{вх})/(g\rho_{ср})$.

Рабочая характеристика погружных центробежных электронасосов может меняться незначительно, при этом кривые напор — подача, потребляемая мощность — подача, к. п. д. — подача при постоянной объемной доле свободного газа у входа в насос примерно сохраняют свою форму и смещаются вниз и влево по мере увеличения $\beta_{г\ вх}$ подобно тому, как это происходит при откачке насосом однородной жидкости, но несколько более вязкой и менее плотной, чем вода, т. е. вид кривых напор — подача и к. п. д. — подача насоса обусловлен изменением кажущейся вязкости ГЖС по мере изменения величины $\beta_{г}$ в потоке, а вид кривой потребляемая мощность — подача обусловлен изменением вязкости и плотности потока (рис. VI.10,*а*).

Характеристика насоса может меняться существенно, при этом правые части названных кривых становятся более крутыми и располагаются значительно ниже кривых для нулевого газосодержания в потоке, когда $\beta_{г\ вх} > \beta^{*}_{г\ вх}$.

На основании экспериментов [1] получено:

для ГЖС типа Г/В и (Н+Г)/В

$$(\beta^{*}_{г\ вх})_{в} = 0{,}01 + 0{,}076 \lg p_{вх\ от}; \qquad (VI.158')$$

для ГЖС типа Г/Н и (В+Г)/Н

$$(\beta^{*}_{г\ вх})_{н} = 0{,}02 + 0{,}152 \lg p_{вх\ от}. \qquad (VI.158'')$$

Более резкую разницу в изменении характеристики насоса можно наблюдать в координатах $p—Q_{ж}$, $N—Q_{ж}$, $\eta—Q_{ж}$. Как видно из рис. VI.10,*б*, пра-

[1] Эксперименты выполнены А. Н. Дроздовым.

вые участки кривых $p=f(Q_ж, \beta_{г\,вх})$, $N=\varphi(Q_ж, \beta_{г\,вх})$, $\eta=\psi(Q_ж, \beta_{г\,вх})$ при достаточно больших значениях $\beta_{г\,вх}$ почти вертикальны и сопрягаются с левыми участками их довольно крутым переходом.

Специальными экспериментами автора показано, что решающее значение в определении степени зависимости характеристики насоса от наличия свободного газа в откачиваемой продукции имеет появление в межлопаточных каналах его рабочих колес газовых каверн, не участвующих в поступательном движении продукции через насос. Если такие каверны в каналах рабочих колес не образуются, что имеет место при $\beta_{г\,вх} < \beta^*_{г\,вх}$, характеристика насоса при работе на ГЖС остается практически такой же, как и при работе на однородной жидкости той же вязкости, поскольку наличие газовой фазы в жидкости не влияет на распределение скоростей потока ГЖС до решетки, в решетке и за решеткой лопастей рабочих колес; если же упомянутые каверны в межлопаточных каналах образуются, что наблюдается при $\beta_{г\,вх} \geqslant \beta^*_{г\,вх}$, характеристика насоса существенно деформируется, так как вследствие нарушения плавности обтекания лопастей и загромождения кавернами поперечного сечения проточных каналов колес резко ухудшается распределение скоростей потока в решетке и за решеткой, что приводит к уменьшению удельной энергии, сообщаемой насосам откачиваемой продукции, а также к увеличению потерь энергии и, следовательно, к снижению к. п. д. насоса.

Явления, наблюдаемые в проточных каналах рабочих колес насоса при наличии в них газовых каверн, и зависимость от этих явлений характеристики насоса в гидродинамическом отношении аналогичны таковым при откачке насосом однородной жидкости в кавитационных режимах. Поэтому режимы работы насоса на ГЖС, которым свойственны указанные явления, можно условно называть кавитационными с учетом того, что в действительности в каналах рабочих колес насоса наблюдается не обычная паровая или парогазовая, а искусственная кавитация. Заметим, что эрозионный эффект, характерный для паровой кавитации, при искусственной кавитации не проявляется, и это обстоятельство позволяет при подборе погружных центробежных насосов с опасностью кавитационного разрушения рабочих органов насосов не считаться.

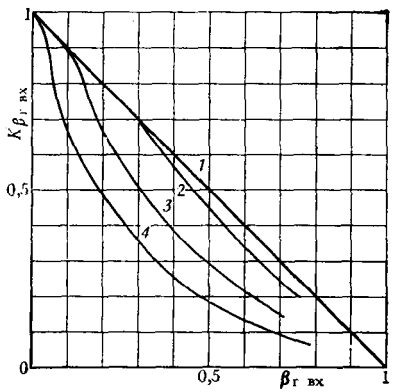


Рис. VI.11. Зависимость относительной подачи жидкости при нулевом напоре насоса от объемной доли свободного газа и относительного давления перед входом в насос:
1 — теоретическая зависимость $K_{\beta\,вх}=\beta_{г\,вх}$; *2* — зависимость $K_{\beta\,вх}=f$ ($\beta_{г\,вх}$, $p_{вх\,от} \geqslant 15$) для ГЖС, когда внешняя жидкая фаза смеси нефть и $p_{вх\,от} \geqslant 15$; *3* — зависимость $K_{\beta г\,вх}=\varphi$ ($\beta_{г\,вх}$, $p_{вх\,от} \geqslant 15$) для ГЖС, когда внешняя жидкая фаза ГЖС вода и $p_{вх\,от} \geqslant 15$; *4* — зависимость $K_{\beta г\,вх}=\phi$ ($\beta_{г\,вх}$, $p_{вх\,от} \approx 1$) для ГЖС при условии, что $p_{вх\,от} \approx 1$

Установлено, что в погружном центробежном электронасосе при кавитационном режиме (в указанном смысле) работы в скважине кавитация обычно охватывает не одно, а несколько (иногда десятки) соседних рабочих колес, начиная с первого по ходу движения продукции. И эти колеса практически не сообщают полезной энергии проходящей через них продукции и, в принципе, из насоса могли бы быть удалены. Количество таких ступеней в насосе тем больше, чем больше номинальное число ступеней в насосе и чем, следовательно, больше разность давлений между тем, которое насос может создать при бескавитационной работе с соответствующим среднеинтегральным расходом продукции, и тем, которое при том же расходе требуется для скважины.

При наличии кавитации в насосе максимальная подача жидкости, т. е. подача жидкости при нулевом напоре насоса, уменьшается в большей степени, чем при отсутствии кавитации, и это уменьшение тем больше, чем больше свободного газа содержится в поступающей в насос продукции, чем меньше давление у входа в насос. Степень снижения относительной подачи жидкости насосом при этом зависит также от типа ГЖС; для ГЖС, внешней жидкой фазой в которой служит нефть или вода с примесью поверхностно-активных веществ, это снижение существенно меньше, нежели для смеси, внешней фазой в которой служит вода без ПАВ. Зависимость относительной максимальной подачи насосом жидкости $K_{\beta г\,вх}$ от объемной доли свободного газа $\beta_{г\,вх}$ в ГЖС и относительного давления $p_{вх\,от}$ у входа в насос, а также от типа ГЖС может быть приблизительно оценено с помощью графика (рис. VI.11). Если $\beta_{г\,вх} \leqslant \beta^*_{г\,вх}$, где $\beta^*_{г\,вх}$ определяется по (VI.158′) или по (VI.158″) в зависимости от $p_{вх\,от}$ и типа ГЖС, то подача насосом жидкости по мере увеличения $\beta_{г\,вх}$ уменьшается лишь на величину объема, занимаемого в ГЖС свободным газом (кривая *1*); если $\beta_{г\,вх} > \beta^*_{г\,вх}$, то для ГЖС типа Г/Н или (Г+В)/Н при $p_{вх\,от} \gtrsim 15$ относительная максимальная подача жидкости определяется кривой *2*, а для ГЖС типа Г/В или (Г+Н)/В при наличии в воде ПАВ — кривой *3*; если $p_{вх\,от} \approx 1$ и внешняя жидкость (вода или углеводород) не содержит ПАВ — кривой *4*.

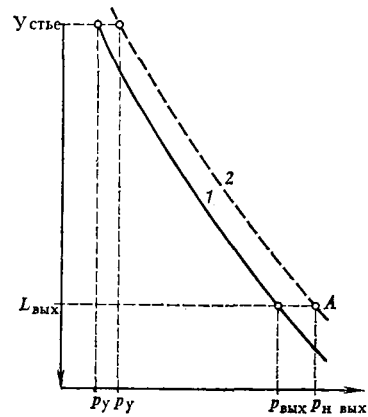


Рис. VI.12. Давление на устье колонны НКТ в зависимости от заданного давления на выходе из насоса:

1, 2 — соответственно исходное и смещенное положение кривой изменения давления в колонне НКТ заданного диаметра при заданном постоянном дебите жидкости

При подборе УЭЦН по предлагаемой методике решаются две задачи: а) для среднеинтегрального расхода жидкости (не ГЖС) через насос, соответствующего заданному дебиту ее при стандартных условиях, определить создаваемое насосом давление, потребляемую им мощность и к. п. д. при заданных объемной расходной доле свободного газа и давлении перед входом продукции в насос при бескавитационной работе насоса; б) установить число ступеней насоса, которое необходимо иметь для создания требуемого давления при среднеинтегральном расходе жидкости, соответствующем $Q_{ж\,су}$, если часть ступеней работает в кавитационном режиме при заданных $\beta_{г\,вх}$ и $p_{вх}$.

В основе решения названных задач лежат следующие допущения:

при отсутствии кавитационных явлений в насосе напор и к. п. д. каждой ступени или пакета из нескольких ступеней при любой среднеинтегральной подаче проходящей через него продукции равны напору и к. п. д. той же ступени или того же пакета ступеней при работе их на однородной жидкости той же вязкости в режиме с той же подачей;

кавитационные участки кривых $p—Q_ж$, $N—Q_ж$ и $\eta—Q_ж$ при откачке скважинной продукции соответствуют вертикальным отрезкам и сопрягаются с участками бескавитационных режимов работы насоса при тех же значениях объемной доли свободного газа и давления у входа в насос без плавного перехода;

в ступенях, охваченных кавитацией, давление в проходящей через них продукции не изменяется;

давление, при котором заканчивается растворение газовой фазы в жид-

кости, движущейся через насос, т. е. действительное давление насыщения жидкости газом в насосе, зависит от коэффициента фазовой равновесности ГЖС в насосе и определяется по (VI.36);

коэффициент сепарации свободного газа перед входом в насос определяется уравнением (VI.13), а фазового равновесия ГЖС — уравнениями (VI.16); значения $k_с$, $k_{фн}$, $k_{фв}$ при заданных условиях работы насоса в скважине остаются неизменными для всего насоса;

изменением объемного расхода жидкости в зависимости от давления на участке движения через насос, где $p \geqslant p_{д\,нас}$, можно пренебречь;

водонефтяная и газожидкостная (нефтегазовая, водонефтегазовая) смеси в межлопаточных каналах рабочих органов насоса представляют собой тонкодисперсные эмульсии с разрушенной структурой, т. е. ньютоновские жидкости; кажущаяся вязкость этих смесей может быть оценена по приведенным формулам (стр. 253);

зависимость характеристики отдельной ступени, пакета ступеней или насоса в целом от величины кажущейся вязкости газожидкостной смеси можно установить по методике, изложенной на стр. 275—279.

К исходной информации для расчета относятся объемный расход жидкости при стандартных условиях $Q_{ж\,су}$, м³/с; объемная доля воды в жидкости при стандартных условиях $\beta_{в\,су}$; давление насыщения нефти нефтяным (попутным) газом $p_{нас}$ по данным разгазирования пластовой нефти при температуре пласта $T_{пл}$, Па; количество газа $\Gamma_{н\,нас}$, выделившегося из нефти при снижении давления от $p_{нас}$ до $p_{ст}$ при $T_{ст}$, м³/м³; зависимость приведенного к стандартным условиям количества газа $\Gamma_н(p)$, растворенного в нефти при $T_{пл}$, от давления (см. VI.30), м³/м³; зависимость объемного коэффициента нефти $b_н(p)$ от давления при $T_{пл}$ (см. VI.37); зависимость плотности нефти $\rho_н(p)$ от давления в виде (VI.42), кг/м³; зависимость вязкости нефти $\mu_н(p)$ от давления (VI.58), Па·с; коэффициент температурного расширения нефти $\alpha_{тн}$, 1/градус; средний коэффициент растворимости нефтяного (попутного) газа в пластовой воде $\alpha_г$ при температуре пласта, м³/(м³·Па); плотность воды $\rho_{в\,су}$ при стандартных условиях, кг/м³; плотность нефтяного (попутного) газа $\rho_{г\,су}$ при стандартных условиях, кг/м³; фазовый состав газа при стандартных условиях в объемных долях; температура потока $T_{пл}$ на забое скважины, принимаемая равной температуре пласта, К; средний геотермический градиент скважины Γ, градус/м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины $d_{эк}$, м; расстояние от устья до кровли пласта $L_{кп}$, м; средний угол θ между осью ствола скважины и вертикалью, градус; расстояние $L_{вых}$ от устья скважины до ловильной головки насоса (длина подвески насоса), м; расстояние $L_н$ от ловильной головки насоса до всасывающей сетки его (длина насоса), м; диаметр всасывающей сетки насоса $d_{сн}$, м; число ступеней в насосе $z_н$; вероятная характеристика работы насоса на пресной воде, т. е. кривые $H=f(Q)$, $N=\varphi(Q)$, $\eta=\psi(Q)$, где H — напор насоса в м; N — потребляемая мощность, кВт; η — к. п. д. насоса; Q — подача, м³/сут, абсолютное давление в скважине $p_{вх}$ у входа в насос, т. е. на расстоянии $L_{вх}=L_н+L_{вых}$ всасывающей сетки насоса от устья скважины, Па; объемная расходная доля свободного газа в скважине $\beta_{г\,вх}$ перед входом потока во всасывающую сетку насоса, т. е. на расстоянии $L_{вх}$ до устья скважины; коэффициент сепарации свободного газа $k_с$ из потока ГЖС перед входом во всасывающую сетку насоса, подсчитываемой по (VI.13); коэффициенты фазовой равновесности ГЖС $k_{фн}$, $k_{фв}$ в насосе, подсчитываемые по (VI.16); забойное давление $p_{заб}$, Па; устьевое давление $p_у$, Па; к. п. д. погружного электродвигателя $\eta_д$, ориентировочное значение которого может быть оценено по (VI.23); коэффициент приращения давления в пакете ступеней насоса: при машинном счете $\xi=1{,}1—1{,}2$, а при безмашинном счете $\xi=1{,}3—1{,}5$. Поскольку $\beta_{г\,вх}$, $p_{вх}$, $L_{вх}$ взаимозависимы, их определяют, пользуясь кривыми распределения давления и объемной расходной доли свободного газа по длине эксплуатационной колонны при отборе из скважины заданного дебита жидкости $Q_{ж\,су}$.

Вероятную водяную характеристику насоса, его длину $L_н$ и диаметр всасывающей сетки $d_{сн}$ определяем по насосу, типоразмер которого пред-

варительно выбираем в зависимости от диаметра $d_{эк}$ скважины, ориентировочного среднеинтегрального расхода ГЖС (в м³/сут) через насос:

$$Q_{ср} = Q_{ж\,су}\left[(1-\beta_{в\,су})\,b_{н\,нас} + \beta_{в\,су} + 0{,}5(1-\beta_{в\,су})\,\frac{\beta_{г\,вх}}{1-\beta_{г\,вх}}\right] \qquad \text{(VI.159)}$$

и ориентировочного напора H (в м), определяемого по (VI.29).

Определение[1] создаваемого выбранным насосом давления, потребляемой мощности и к. п. д. насоса при заданных значениях $Q_{ж\,су}$, $\beta_{г\,вх}$, $p_{вх}$ и отсутствии кавитации в насосе.

1. Подсчитываем по (VI.108) массовый расход продукции m (в кг/с) через насос.

2. Вычисляем по (VI.36) действительное давление насыщения жидкости нефтяным (попутным) газом $p_{д\,нас}$ (в Па) при движении ГЖС через насос.

3. Вычисляем температуру $T_{вх}$ потока в эксплуатационной колонне скважины непосредственно у входа в насос по формуле (VI.18), принимая $L \approx L_{вх}$ и пренебрегая нагревом потока теплом двигателя.

4. Вычисляем абсолютное давление $p_2 < p_{д\,нас}$ на выходе из первого, считая от входа в насос, пакета ступеней:

$p_{2i} = \xi p_{1i} = p_{вх}\xi^i$,

где p_1 — абсолютное давление на входе в i-й пакет. Для первого пакета ($i=1$) $p_{1\,1} = p_{вх}$.

5. Вычисляем среднее абсолютное давление в первом пакете ступеней как среднеарифметическое давлений на входе и выходе из него:

$$p_i = \frac{1}{2}(p_{1i} + p_{2i}).$$

Приняв $p_{нас} = p_{вх}$ и $i=1$, можно пользоваться (VI.130).

6. Вычисляем среднюю температуру потока в первом пакете ступеней:

$$T_i = T_{вх\,i} + \frac{p_{2i} - p_{1i}}{c\rho}\left(\frac{1}{\eta_н \eta_д} - \frac{0{,}5}{\eta_н} - 0{,}5\right), \qquad \text{(VI.160)}$$

где $T_{вхi}$ — температура потока у входа в i-й пакет (для первого пакета принимаем $T_{вх1} = T_{вх}$; $T_{вх}$ — температура потока у входа в насос (см. п. 3); $\eta_н$ — к. п. д. насоса, ориентировочное значение которого определяем по (VI.26) или (VI.27); $\eta_д$ — к. п. д. двигателя с гидрозащитой, определяемый по (VI.23); $c = c_м$ — средняя массовая теплоемкость продукции в пакете, определяемая по (VI.77), Дж/(кг·°С); $\rho \approx \rho_{ж\,пл}$ — средняя плотность продукции в пакете, определяемая ориентировочно по (VI.28), кг/м³.

7. Вычисляем коэффициент сжимаемости газа в первом пакете по методике, изложенной выше (см. стр. 251), приняв p_1 из п. 15, T_1 — из п. 16.

8. Вычисляем среднеинтегральный расход продукции через первый пакет ступеней:

$$Q_{ср\,i} = \frac{1}{p_{2i} - p_{1i}} \int_{p_{1i}}^{p_{2i}} Q_{см}\,dp, \qquad \text{(VI.161)}$$

где $Q_{см}$ — объемный расход газожидкостной смеси, определяемый по (VI.122), p_{1i}, p_{2i} — давление у входа и выхода i-го пакета ступеней. Подставляя в (VI.161) значение $Q_{см}$ из (VI.122), получаем для i-го пакета:

$$Q_{см\,i} = \frac{Q_{ж\,су}}{p_{2i} - p_{1i}}\left[C_i + \frac{z_i p_{ст} T_i}{T_{ст}}(A_i - B_i)\right], \qquad \text{(VI.162)}$$

[1] В разработке алгоритма решения этой задачи принимал участие В. И. Игревский.

где

$$C_i = [m_в(1-\beta_{в\,су})(1-k_{фн})(p_{вх}^{n_в}+\beta_{в\,су}](p_{2i}-p_{1i}) +$$

$$+\frac{k_{фн}m_в(1-\beta_{в\,су})}{1+n_в}(p_{2i}^{n_в+1}-p_{1i}^{n_в+1});$$

$$A_i = \{m_г(1-\beta_{в\,су})[(1-k_с)(p_{нас}^{n_г}-p_{вх}^{n_г})+k_{фн}p_{вх}^{n_г}] +$$

$$+\alpha_г\beta_{в\,су}[(1-k_с)(p_{нас}-p_{вх})+k_{фв}p_{вх}]\}\ln\frac{p_{2i}}{p_{1i}};$$

$$B_i = k_{фн}\frac{m_г}{n_г}(1-\beta_{в\,су})(p_{2i}^{n_г}-p_{1i}^{n_г})+\alpha_г\beta_{в\,су}(p_{2i}-p_{1i})k_{фв}.$$

Приняв в (VI.162) $p_{1i}=p_{1\,1}$ и $p_{2i}=p_{2\,1}$ из п. 4, $T_i=T_1$ из п. 6, $z_i=z_1$ из п. 7, находим $Q_{см1}$.

9. Вычисляем среднеинтегральное давление p в первом пакете ступеней, соответствующее среднеинтегральному расходу $Q_{ср}$ продукции, решив уравнение

$$n_в(1-\beta_{в\,су})[p_{вх}^{n_в}+k_{фн}(p_i^{n_в}-p_{вх}^{n_в})]+\beta_{в\,су}+$$

$$+\frac{z_ip_{ст}T_i}{p_iT_{ст}}\{m_г(1-\beta_{в\,су})[(1-k_с)(p_{нас}^{n_г})-k_{фн}(p_i^{n_г}-p_{вх}^{n_г})]+$$

$$+\alpha_г\beta_{в\,су}[(1-k_с)(p_н-p_{вх})-k_{фв}(p_i-p_{вх})]\}=$$

$$=\frac{1}{p_{2i}-p_{1i}}\left[C_i+\frac{z_ip_{ст}T_i}{T_{ст}}(A_i-B_i)\right], \qquad \text{(VI.163)}$$

где A_i, B_i, C_i берем из п. 8 для $i=1$.

Без существенной погрешности среднеинтегральное давление в пакете можно принять равным среднеарифметическому давлению в нем из п. 5.

10. Вычисляем среднеинтегральный расход свободного газа в потоке ГЖС через первый пакет ступеней:

$$Q_{ср\,г\,i}=\frac{1}{p_{2i}-p_{1i}}\int_{p_{1i}}^{p_{2i}}Q_г dp, \qquad \text{(VI.164)}$$

где $Q_г$ — объемный расход свободного газа, определяемый по (VI.121), p_{1i} и p_{2i} — абсолютные давления у входа и выхода i-го пакета ступеней. Считая z_i и T_i неизменными при движении смеси в i-м пакете, из (VI.164) с учетом (VI.121) имеем

$$Q_{ср\,г\,i}=\frac{Q_{ж\,су}}{p_{2i}-p_{1i}}\frac{z_ip_{ст}T_i}{T_{ст}}(A_i-B_i), \qquad \text{(VI.165)}$$

где

$$A_i = \{m_г(1-\beta_{в\,су})[(1-k_с)(p_{нас}^{n_г}-p_{вх}^{n_г})+k_{фн}p_{вх}^{n_г}] +$$

$$+\alpha_г\beta_{в\,су}[(1-k_с)(p_{нас}-p_{вх})+k_{фв}p_{вх}]\}\ln\frac{p_{2i}}{p_{1i}},$$

$$B_i = k_{фн}\frac{m_г}{n_г}(1-\beta_{в\,су})(p_{2i}^{n_г}-p_{1i}^{n_г})+\alpha_г\beta_{в\,су}(p_{2i}-p_{1i})k_{фв}.$$

Подставив в (VI.165) $p_{1i}=p_{1\,1}$ и $p_{2i}=p_{2\,1}$ из п. 4, $T_i=T_1$ из п. 6, $z_i=z_1$ из п. 7, получим среднеинтегральный объемный расход свободного газа в ГЖС между входом в первый пакет ступеней и выходом из него.

11. Вычисляем среднюю объемную долю свободного газа в продукции в первом пакете ступеней:

$$\beta_{\text{г}i}=\frac{Q_{\text{ср г }i}}{Q_{\text{ср }i}},$$

где $Q_{\text{ср г }i}$ берем из п. 10 и $Q_{\text{ср}i}$ из п. 8.

12. Вычисляем среднеинтегральную плотность продукции в первом пакете ступеней:

$$\rho_{\text{ср}i}=m/Q_{\text{ср}i}, \qquad \text{(VI.166)}$$

где m — из п. 1, $Q_{\text{ср}i}$ — из п. 8.

13. Вычисляем напор, развиваемый первым пакетом ступеней:

$$\Delta H_i=\frac{p_{2i}-p_{1i}}{g\rho_{\text{ср }i}}, \qquad \text{(VI.167)}$$

где $p_{2i}-p_{1i}$ определяем по (VI.129), приняв $p_{\text{нач}}=p_{\text{вх}}$, $i=1$, а $\rho_{\text{ср}i}$ берем из п. 12.

14. Определяем объемный среднеинтегральный расход жидкости (не ГЖС) через первый пакет ступеней:

$$Q_{\text{ж }i}=\frac{Q_{\text{ж су}}}{p_{2i}-p_{1i}}\int\limits_{p_{1i}}^{p_{2i}}Q_{\text{ж}}dp. \qquad \text{(VI.168)}$$

Подставив в (VI.168) вместо $Q_{\text{ж}}$ сумму $Q_{\text{н}}+Q_{\text{в}}$, где $Q_{\text{н}}$ — расход нефти по (VI.120), а $Q_{\text{в}}$ — расход воды по (VI.114), получим

$$Q_{\text{ж }i}=Q_{\text{ж су}}\left\{m_{\text{в}}(1-\beta_{\text{в су}})\left[(1-k_{\text{фн}})\,p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}}+\frac{k_{\text{фн}}}{n_{\text{в}}+1}\times\right.\right.$$

$$\left.\left.\times\left(\frac{p_{2i}^{n_{\text{в}}+1}-p_{1i}^{n_{\text{в}}+1}}{p_{2i}-p_{1i}}\right)\right]+\beta_{\text{в су}}\right\}. \qquad \text{(VI.169)}$$

Полагая в (VI.169) $p_{1i}=p_{11}$ и $p_{2i}=p_{21}$ из п. 4 получим $Q_{\text{ж}1}$.

15. Находим объемную расходную долю воды в жидкой части потока в первом пакете ступеней:

$$\beta_{\text{в }i}=\frac{\beta_{\text{в су}}}{\beta_{\text{в су}}+m_{\text{в}}(1-\beta_{\text{в су}})\left[(1-k_{\text{фн}})\,p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}}+\frac{k_{\text{фн}}}{n_{\text{в}}+1}\left(\frac{p_{2i}^{n_{\text{в}}+1}-p^{n_{\text{в}}+1}}{p_{2i}-p_{1i}}\right)\right]}, \qquad \text{(VI.170)}$$

полагая в ней $p_{1i}=p_{11}$ и $p_{2i}=p_{21}$ из п. 4.

16. Определяем плотность внешней жидкой фазы в потоке продукции через первый пакет ступеней: нефти по (VI.42), воды по (VI.44). Значения $p=p_1$, $T=T_1$ берем из пп. 5 и 6 соответственно.

17. Определяем среднюю вязкость внешней жидкой фазы потока через первый пакет: нефти — по (VI.58), воды — по (VI.61); $p=p_1$, $T=T_1$ берем из пп. 5 и 6 соответственно.

18. Вычисляем кажущуюся динамическую вязкость продукции в первом пакете ступеней. Если $\beta_{\text{в су}}=0$, то по (VI.66) $\varphi_{\text{г}}=\beta_{\text{г}1}$ из п. 11; в противном случае — по (IV.68), где значение $\mu_{\text{в}}$ определяем по (VI.63) при $\beta_{\text{в}i}\leqslant 0{,}5$ и по (VI.62) при $\beta_{\text{в}i}>0{,}5$.

19. Определяем кинематическую вязкость продукции в первом пакете ступеней по (VI.41), подставляя в нее значения $\mu_{\text{э}}$ из п. 18 и $\rho_{\text{ср}}$ — из п. 12.

20. Вычисляем модифицированное число Рейнольдса потока продукции в первом пакете по (VI.145), приняв значения $Q_{\text{в оп}}$ и ω по параметрам

предварительно выбранного типоразмера насоса, а Q принимаем равным среднеинтегральному расходу продукции через пакет из п. 8.

21. Вычисляем коэффициент $K_{H,Q}$ по (VI.146) и (VI.147) и берем меньшее; вычисляем значения коэффициента K_η по (VI.148) и (VI.149) и берем меньшее.

22. Определяем напор, развиваемый первым пакетом ступеней при откачке пресной воды стандартной температуры:

$$\Delta H_{\text{в}} = \frac{\Delta H}{K_{H,\,Q}}, \tag{VI.171}$$

где ΔH берем из п. 13, а $K_{H,Q}$ — из п. 21.

23. Приводим объемный расход продукции через первый пакет ступеней к расходу пресной воды при стандартных условиях:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ср}}/K_{H,Q}, \tag{VI.172}$$

где $Q_{\text{ср}}$ берем из п. 8, а $K_{H,Q}$ — из п. 21.

24. Определяем напор $H_{\text{н в}}$ предварительно выбранного насоса, соответствующий подаче $Q_{\text{в}}$ из п. 23, по вероятной характеристике его работы на пресной воде стандартной температуры.

25. Вычисляем напор одной ступени насоса по формуле

$$H_{\text{с в}} = H_{\text{н в}}/z_{\text{н}}, \tag{VI.173}$$

где $H_{\text{н в}}$ — напор всего насоса из п. 24, а $z_{\text{н}}$ — число ступеней; вычисляем также к. п. д. $\eta_{\text{н в}}$ насоса в целом при работе на воде с подачей Q из п. 23.

26. Вычисляем число ступеней в первом пакете:

$$\Delta z = \Delta H_{\text{в}}/H_{\text{с в}}, \tag{VI.174}$$

где $\Delta H_{\text{в}}$ берем из п. 22, а $H_{\text{с в}}$ — из п. 25.

27. Вычисляем к. п. д. первого пакета ступеней при откачке скважинной продукции:

$$\eta_i = \eta_{\text{н в}\,i} K_{\eta_i}, \tag{VI.175}$$

где $\eta_{\text{н в}\,i}$ — из п. 25, а K_{η_i} — из п. 21.

28. Вычисляем мощность ΔN_i, потребляемую первым пакетом ступеней, по (VI.151), приняв $Q_{\text{в}i}$ из п. 23, $\Delta H_{\text{в}i}$ — из п. 22, ρ_i из п. 12, $K_{H,Q}$ и $K_{\eta l}$ из п. 21, $\eta_{\text{н в}i}$ — из п. 25.

29. Вычисляем абсолютное давление p_2 на выходе из второго пакета ступеней, приняв за абсолютное давление p_1 на входе в него давление p_2 на выходе из предыдущего, первого пакета ступеней.

30. Если давление на выходе из второго пакета не больше $p_{\text{д нас}}$, выполняем операции, предусмотренные в пп. 6—28, чтобы определить приращение давления во втором пакете, потребляемой им мощности, к. п. д. второго пакета и число ступеней в нем.

31. Определяем суммарное число ступеней в первых двух пакетах

$$\sum_1^2 \Delta z = \Delta z_1 + \Delta z_2.$$

32. Сопоставляем суммарное число ступеней в первых двух пакетах с числом ступеней $z_{\text{н}}$ в насосе.

Если $\sum_1^2 \Delta z < z_{\text{н}}$, расчет ведем для следующего пакета, повторяя операции,

предусмотренные в пп. 5—31. Так поступаем до тех пор, пока

$$p_{2i} \leqslant p_{\text{д нас}}, \tag{VI.176}$$

$$\sum_{1}^{i} \Delta z \leqslant z_{\text{н}}. \tag{VI.177}$$

Если для очередного $(i+1)$-го пакета получится $p_{2i+1} > p_{\text{д нас}}$ при условии, что накопленное число ступеней в предыдущих пакетах удовлетворяет (VI.177), выполняем следующие операции.

33а. Принимаем за давление p_{2i+1} на выходе из $(i+1)$-го (последнего) пакета ступеней давление $p_{\text{д нас}}$.

34а. Выполняем операции, предусмотренные в пп. 6—28.

35а. Определяем число ступеней в насосе, через которые движется жидкость без свободного газа, т. е. при условии

$$\Delta z_{\text{ж}} = z_{\text{н}} - \sum_{1}^{i+1} \Delta z_i,$$

и принимаем их за единый последний пакет ступеней в насосе.

36а. Определяем объемный расход жидкости через последний пакет ступеней:

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж су}} \{m_{\text{в}}(1 - \beta_{\text{в су}})[p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + (1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})] + \beta_{\text{в су}}\}. \tag{VI.178}$$

37а. Находим объемную долю воды в жидкости, движущейся через последний пакет:

$$\beta_{\text{в}} = \frac{\beta_{\text{в су}}}{\beta_{\text{в су}} + m_{\text{в}}(1 - \beta_{\text{в су}})[p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + (1 - k_{\text{с}})(p_{\text{нас}}^{n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}})]}. \tag{VI.179}$$

38а. Вычисляем плотность жидкости в последнем пакете:

$$\rho_{\text{ж}} = m/Q_{\text{ж}}, \tag{VI.180}$$

где m получаем из п. 1, а $Q_{\text{ж}}$ — из п. 36.

39а. Вычисляем среднюю температуру потока в последнем пакете по (VI.160), как в п. 7, принимая плотность жидкости $\rho_{\text{ж}}$ из п. 38а.

40а. Вычисляем плотность нефти по (VI.42′) и воды по (VI.44).

41а. Вычисляем динамическую вязкость нефти по (VI.58′) и воды по (VI.61).

42а. Вычисляем кажущуюся вязкость водонефтяной эмульсии по (VI.63), если $\beta_{\text{в}} \leqslant 0{,}5$, и по (VI.52), если $\beta_{\text{в}} > 0{,}5$.

43а. Вычисляем кинематическую вязкость потока по (VI.141), число Рейнольдса по (VI.145) и коэффициенты $K_{H,Q}$, K_{η}, как указано в п. 21, для последнего пакета ступеней.

44а. Подсчитываем объемный расход пресной воды стандартной температуры, соответствующий $Q_{\text{ж}}$ из 36а, через последний пакет ступеней:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж}}/K_{H,Q},$$

где $K_{H,Q}$ — из п. 43а.

45а. По действительной водяной характеристике насоса и $Q_{\text{в}}$ из п. 44а находим напор насоса $H_{\text{н в}}$ и напор, создаваемый последним пакетом ступеней, $\Delta H_{\text{в}} = H_{\text{н в}} \Delta z_{\text{ж}}/z_{\text{н}}$, а также к. п. д. насоса при работе на воде.

46а. Определяем давление, создаваемое пакетом при работе на скважинной продукции: $\Delta p_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} g \Delta H_{\text{в}} K_{H,Q}$, где $\Delta H_{\text{в}}$ найдем из п. 46а, $K_{H,Q}$ — из п. 43а, $\rho_{\text{ж}}$ — из п. 38а.

47а. Определяем к. п. д. последнего пакета ступеней по (VI.175), принимая $\eta_{\text{н в}}$ из п. 45а, а K_{η} — из п. 43а.

48а. Вычисляем мощность, потребляемую последним пакетом ступеней, по (VI.151), принимая $Q_в$ из п. 44а, $\Delta H_в$ и $\eta_в$ — из п. 45а, $\rho_ж$ — из п. 38а, $K_{н.Q}$ и K_η — из п. 43а.

49а. Вычисляем давление, создаваемое насосом в целом, при работе его с подачей жидкости $Q_{ж\,су}$ ($м^3/с$), приведенной к стандартным условиям, как сумму приращений давления в каждом пакете насоса:

$$p = \sum_1^K \Delta p = \sum_1^K (p_{2i} - p_{1i}) = p_{вых} - p_{вх}. \qquad \text{(VI.181)}$$

50а. Вычисляем средневзвешенное значение к. п. д. насоса при работе на скважинной продукции:

$$\eta = \sum_1^k (\eta_i \Delta z_i) / z_н. \qquad \text{(VI.182)}$$

51а. Вычисляем потребляемую насосом мощность при работе на скважинной продукции как сумму мощностей, потребляемых каждым отдельным пакетом ступеней насоса:

$$N = \sum_1^k \Delta N_i. \qquad \text{(VI.183)}$$

Если в результате выполнения операций, предусмотренных пунктами пп. 1—32, получилось $\sum_1^i \Delta z > z_н$ при $p_{2i} \leqslant p_{д\,нас}$, дальнейший расчет ведем следующим образом.

33б. Находим разницу между суммарным числом ступеней во всех рассчитанных пакетах насоса и действительным числом ступеней в нем:

$$\Delta z^* = \sum_1^k \Delta z_i - z_н.$$

34б. Определяем действительное число ступеней в последнем пакете насоса:

$$\Delta z_{фк} = \Delta z_к - \Delta z^*,$$

где $\Delta z_к$ — число ступеней в последнем пакете (см. п. 32); Δz^* получаем из п. 33б.

35б. Устанавливаем отношение действительного числа ступеней в последнем пакете к рассчитанному:

$$\chi = \Delta z_{фк} / \Delta z_к.$$

36б. Определяем приращение давления в последнем пакете ступеней и потребляемую им мощность:

$$\Delta p_{фк} = \chi (p_{2k} - p_{1k}),$$

$$\Delta N_{фк} = \chi \Delta N_к,$$

где $p_{2k} - p_{1k}$ — рассчитанное приращение давления в последнем пакете; $\Delta N_к$ — рассчитанная потребляемая им мощность, найденная по (VI.151), как указано в п. 28, для последнего пакета ступеней.

37б. Вычисляем давление, создаваемое насосом по (VI.181), потребляемую им мощность по (VI.183) и к. п. д. насоса по (VI.182) при работе на скважинной продукции.

Расчетное число ступеней в любом из пакетов насоса может быть дробным, поскольку за определяющий параметр каждого отдельного пакета принят перепад давления на его концах, а не число ступеней в пакете. Определение числа ступеней (их называют работающими), которые создают требуемое давление, потребляемую насосом мощности и к. п. д. насоса при заданном отборе жидкости из скважины, приведенном к стандартным условиям, когда часть ступеней не сообщает энергии откачиваемой продукции (эти ступени называют неработающими).

1. Определяем действительное давление насыщения жидкости нефтяным (попутным) газом по (VI.36) как и выше.

2. Находим давление на выходе из насоса $p_{\text{вых}}$ и у входа в насос $p_{\text{вх}}$ по принятой глубине спуска насоса $L_{\text{вых}}$ в скважину, кривой $p(L_{\text{нкт}})$ изменения давления вдоль колонны НКТ и кривой $p(L_{\text{эк}})$ изменения давления вдоль эксплуатационной колонны скважины.

3. Если $p_{\text{вых}}>p_{\text{д нас}}$, находим разность $\Delta p=p_{\text{вых}}-p_{\text{д нас}}$, т. е. приращение давления на пути движения продукции через ступени, в которых она представлена только жидкостью, поскольку $Q_{\text{г}}=0$. Считают, что все эти ступени относятся к одному пакету ступеней — первому при счете порядковых номеров пакетов сверху вниз.

4. Вычисляем по (VI.178) объемный расход продукции через этот пакет.

5. Вычисляем по (VI.179) объемную долю воды в жидкости на пути через первый пакет.

6. Вычисляем среднюю плотность жидкости в первом пакете по (VI.180), где m берем из п. 1 (см. стр. 285), а $Q_{\text{ж}}$ — из п. 4.

7. Вычисляем температуру потока, плотность и динамическую вязкость нефти и воды, кажущуюся кинематическую вязкость эмульсии, число Рейнольдса и коэффициенты $K_{H,Q}$, K_{η} для рассматриваемого пакета, как указано в п. 39а—43а.

8. Определяем объемный расход пресной воды $Q_{\text{в}}$ стандартной температуры, соответствующий $Q_{\text{ж}}$, как в п. 44а, по $Q_{\text{ж}}$ из пп. 4 и 7 данной задачи.

9. По объемному расходу $Q_{\text{в}}$ и действительной водяной характеристике насоса определяем напор $H_{\text{н в}}$, развиваемый насосом при работе на воде, и напор одной ступени $H_{\text{ст в}}$ насоса по формуле (VI.173).

10. Определяем давление, создаваемое одной ступенью насоса, при работе на скважинной продукции в бескавитационном режиме:

$$\Delta p_{\text{ст}}=\rho_{\text{ж}} g H_{\text{ст в}} K_{H,Q},$$

где $\rho_{\text{ж}}$ из п. 6, $K_{H,Q}$ из п. 7, $H_{\text{ст в}}$ из п. 9.

11. Находим число ступеней в рассматриваемом пакете:

$$\Delta z_{\text{ж}}=(p_{\text{вых}}-p_{\text{д нас}})/\Delta p_{\text{ст}},$$

где $p_{\text{вых}}-p_{\text{д нас}}$ из п. 3, а $\Delta p_{\text{ст}}$ — из п. 10.

12. Находим к. п. д. пакета по (VI.175), где $\eta_{\text{н в}}$ — к. п. д. насоса при работе на воде с подачей $Q_{\text{в}}$, которую берем из п. 8, а K_{η} — коэффициент, найденный в п. 7.

13. Вычисляем мощность, потребляемую рассматриваемым пакетом:

$$\Delta N=10^{-3} Q_{\text{ж}} \Delta p_{\text{ст}} \Delta z \rho_{\text{ж}}/\eta, \qquad \text{(VI.184)}$$

где $Q_{\text{ж}}$ — из п. 4, $\Delta p_{\text{ст}}$ — из п. 10, $\Delta z_{\text{ж}}$ — из п. 11, $\rho_{\text{ж}}$ из п. 6, η — из п. 12.

14. Принимая давление p_1 у входа в первый пакет равным давлению p_2 на выходе из второго пакета (в данном случае $p_1=p_{\text{д нас}}=p_2$), определяем давление у входа во второй пакет ступеней:

$$p_1=\xi p_2; \qquad \text{(VI.185)}$$

при машинном счете следует принимать $\xi\approx 0{,}9$, при безмашинном $\xi=0{,}75$—$0{,}5$ в зависимости от допускаемой погрешности расчета.

15. Вычисляем среднее давление во втором пакете как среднеарифметическое давлений p_1 и p_2 из п. 14.

16. Вычисляем по (VI.161) объемный среднеинтегральный расход ГЖС $Q_{ср}$ через второй пакет ступеней, приняв среднюю температуру потока в пакете равной приближенно температуре продукции в эксплуатационной колонне непосредственно под основанием электродвигателя насоса по (VI.18), а значение коэффициента сжимаемости газа z определив по (VI.50) для средних значений p и T в пакете; определяем объемную долю воды в жидкости, проходящей через пакет, по (VI.170); определяем среднюю плотность нефти по (VI.42) и воды по (VI.44); среднюю вязкость нефти по (VI.58) и воды по (VI.61); вычисляем кажущуюся динамическую вязкость продукции в пакете, как указано в п. 18 (см. стр. 287), и кинематическую вязкость ее по рекомендациям п. 19 (см. стр. 287), вычисляем коэффициенты $K_{H,Q}$ и K_{η} для пакета, выполнив действия, предусмотренные в пп. 20 и 21 (см. стр. 287, 288).

17. Определяем объемный расход воды $Q_{в}$ стандартной температуры по (VI.172), соответствующий $Q_{ср}$ из п. 16, подставив в (VI.172) $Q_{ср}$ и $K_{H,Q}$ из п. 16.

18. Находим по действительной водяной характеристике насоса и $Q_{в}$ из п. 17 напор $H_{н\,в}$ насоса в целом и напор $H_{ст\,в}$ одной ступени его по (VI.173).

19. Находим давление, создаваемое одной ступенью второго пакета, при работе на скважинной продукции:

$$\Delta p_{ст}=\rho_{ср} g H_{ст\,в} K_{H,Q},$$

где $\rho_{ср}$ — средняя плотность смеси во втором пакете, определяемая по (VI.166) для m из п. 1 (см. стр. 285), и $Q_{ср}$ из п. 16, $H_{ст\,в}$ — из п. 18, $K_{H,Q}$ — из п. 16.

20. Находим число ступеней во втором пакете по формуле

$$\Delta z=(p_2-p_1)/\Delta p_{ст},$$

где p_2 и p_1 — из п. 14, $\Delta p_{ст}$ — из п. 19.

21. Вычисляем к. п. д. второго пакета ступеней насоса по (VI.175), где $\eta_{н\,в}$ — к. п. д. насоса при работе на воде в режиме с подачей $Q_{в}$ из п. 17; K_{η} — коэффициент, найденный в п. 16.

22. Определяем потребляемую вторым пакетом мощность при работе на скважинной продукции, подставив в (VI.184) $Q_{ср}$ из п. 16, $\Delta p_{ст}$ и $\rho_{ст}$ — из п. 19, Δz — из п. 20 и η — из п. 21.

23. Определяем параметры третьего и последующих пакетов ступеней насоса, повторяя действия, указанные в пп. 14—22, пока при определении давления у входа в очередной пакет выполняется неравенство $p_1 \geqslant p_{вх}$; при $p_1 < p_{вх}$ за давление у входа в последний пакет принимаем давление у входа в насос.

24. Определяем число работающих ступеней в насосе

$$z_{раб}=\Sigma \Delta z_{раб}$$

и число неработающих ступеней

$$z_{нер}=z_{н}-z_{раб},$$

где $\Delta z_{раб}$ — число ступеней в каждом из пакетов, повышающих давление в откачиваемой продукции; $z_{н}$ — общее число ступеней в насосе.

25. Суммируя мощности ΔN, потребляемые каждым из пакетов с работающими ступенями, находим мощность, потребляемую насосом в целом.

26. Полагая, что неработающие ступени имеют нулевой к. п. д., находим к. п. д. насоса при работе в кавитационном режиме:

$$\eta=\frac{0 z_{нер}+\Sigma(\eta \Delta z_{раб})}{z_{н}}=\frac{\Sigma(\eta \Delta z_{раб})}{z_{н}}.$$

Если, приступая к решению второй задачи, находим, что на выходе из насоса $p_{вых} \leqslant p_{д\,нас}$, т. е. что во всех ступенях насоса течет газожидкостная смесь, то, принимая $p_2 = p_{вых}$, находим давление p_1 на входе в первый пакет насоса, как указано в п. 14. Далее выполняем операции, перечисленные в пп. 15—26.

ГЛАВА VII

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Теплофизические методы воздействия на призабойную зону используются при необходимости:

а) удалить из призабойной зоны парафины, смолы, асфальтены, а также воду, фильтрат бурового раствора и некоторых типов соли;

б) установить в пласте вокруг скважины такой термодинамический режим, который исключал бы дальнейшее снижение нефтепроницаемости;

в) регулировать направление и интенсивность капиллярных и диффузионных сил.

Наибольшее распространение получили циклический и стационарный электропрогрев, термоакустическое, электромагнитное и пароциклическое воздействия.

Основные этапы проектирования теплофизических методов следующие: подготовка исходных данных; выбор способов воздействия и расчеты технологических режимов; оптимизация обработок; прогнозирование экономической эффективности.

К исходным данным для проектирования относятся: глубина залегания пласта; тип коллектора; теплопроводность насыщенного пласта, скелета пласта; теплоемкость насыщенного пласта, скелета пласта, пластовой жидкости; толщина пласта; пластовые температура и давление; пористость и нефтепроницаемость пласта; вязкость нефти в пластовых условиях; содержание парафиноасфальтосмолистых компонентов; температуры выпадения и плавления парафиноасфальтосмолистых компонентов; расстояние между скважинами; внутренний диаметр обсадной колонны; дебит скважины до обработки; объем годовой добычи по обрабатываемым скважинам; себестоимость нефти.

Остальные исходные данные должны быть получены по результатам пробных испытаний, которые необходимы для:

установления причины снижения нефтепроницаемости пласта, если она снижается в процессе эксплуатации;

определения радиуса и степени ухудшения проницаемости зоны, расположенной вокруг скважины;

опробывания и выбора способов восстановления нефтепроницаемости

Для установления причины снижения нефтепроницаемости в одной или нескольких наиболее характерных для залежи скважинах последовательно осуществляют кратковременные циклическую электротепловую обработку или термоакустическое воздействие. При этом необходим контроль за состоянием призабойной зоны. Испытания прекращаются после получения положительных результатов от применения одного из этих способов. К возможным причинам снижения нефтепроницаемости можно отнести парафинизацию коллектора, глинизацию его, проникновение воды или фильтрата бурового раствора.

Радиус зоны с ухудшенной нефтепроницаемостью и степень ее ухудшения оцениваются путем совместных термогидродинамических исследований. Сначала определяют относительную продуктивность, т. е. отношение коэффициента продуктивности данной скважины к эталонной скважине, совершенной по вскрытию. Затем последовательно проводят циклический электропрогрев и термоакустическое воздействие, после каждого из которых удаляют ве-

щества, которые приводили к снижению нефтепроницаемости, и повторно измеряют относительную продуктивность скважины.

Радиус r_a зоны со сниженной нефтепроницаемостью и степень ее снижения определяют из следующих зависимостей:

$$\frac{k}{k_a}=1+\left(\frac{1}{Pr_1}-\frac{1}{Pr_2}\right)\frac{\ln R_к/r_с}{\ln r_н/r_с},$$

$$r_a=\exp\left[\left(\frac{1}{Pr_1}\ln R_к/r_с+\frac{k}{k_a}\ln r_с-\ln R_к\right)\frac{1}{\left(\frac{k}{k_a}-1\right)}\right], \qquad \text{(VII.1)}$$

где k_a и k — нефтепроницаемость соответственно зоны с ухудшенной проницаемостью и окружающего пласта; Pr_1 и Pr_2 — относительная продуктивность соответственно до и после воздействия (отношение фактической продуктивности к продуктивности скважины, совершенной по вскрытию); $R_к$, $r_с$, r_a, $r_н$ — радиус соответственно контура питания (дренажа), скважины, зон с ухудшенной нефтепроницаемостью и очищенной в результате прогрева.

ВЫБОР СПОСОБОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НА ОТДЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Циклический электропрогрев

Циклический электропрогрев заключается в периодическом прогреве призабойной зоны скважинными электронагревателями. Технология и соответствующее оборудование для этого метода были впервые предложены и развиты в Советском Союзе.

Циклический электропрогрев наиболее пригоден для месторождений, содержащих нефти с суммарным содержанием парафина, смол и асфальтенов не менее 3% вес.

Эффективность процесса будет максимальной при следующих условиях: глубина залегания не более 1500 м, степень снижения нефтепроницаемости из-за отложений парафиносмолистых компонентов относительно удаленной зоны пласта не менее 1,5, толщина пласта не менее 3 м, пористость не менее 5%, обводненность не более 50%, пластовое давление до 15 МПа.

Продуктивность предназначенной для обработки скважины к моменту воздействия должна снизиться не менее чем в 1,5 раза по сравнению с продуктивностью на начальный момент вступления ее в эксплуатацию. Дебит скважины до воздействия должен быть таким, чтобы минимальный 1,5-кратный прирост в течение 3 мес. в результате обработки обеспечивал полную компенсацию затрат для этих целей. Эксплуатационная колонна должна обеспечивать безопасный спуск нагревателя на кабель-тросе, а уровень жидкости в скважине должен быть не менее чем на 5 м выше интервала прогрева пласта.

Для обработки используют серийно выпускаемую установку 1УЭС-1500, включающую наземное и скважинное оборудование. К наземному оборудованию относится переоборудованный каротажный подъемник ПК-2 на базе автомашины ЗИЛ-131 с лебедкой, привод которой осуществляется от двигателя автомашины. Тяговое усилие лебедки от 14,8 до 29,4 кН. Максимальная вместимость барабана 1500 м кабеля КГГН-10. Скорость подъема кабеля по среднему диаметру барабана от 100 до 600 м/ч. Максимальная глубина спуска электронагревателя 1500 м.

Более подробное изложение устройства и работы каротажного подъемника приведено в техническом описании и инструкции по эксплуатации, прилагаемой к изделию.

Устьевой подъемник служит для спуска в скважину многосекционного электронагревателя. Подъемник состоит из основания с направляющим роликом и телескопической мачты с ручной лебедкой. Максимальная грузоподъем-

ность мачты 1,47 кН, а ее высота от колонного фланца до траверсы 5 м. Допускаемая нагрузка на направляющий ролик основания 39,2 кН.

Наземное электрооборудование смонтировано на одноосном прицепе-шасси ТАПЗ-155. Оно предназначено для питания электронагревателя от промысловой сети и управления процессом прогрева скважины. Оборудование состоит из трансформатора ТМП-100/844-13У1 и блока управления. С помощью трансформатора осуществляется поддержание требуемого напряжения на электронагревателе. Трансформатор силовой, трехфазный, масляный, мощностью 100 кВт. Кабель КГГН-10 и питающий кабель к трансформатору присоединяются через соединительные панели, которые размещаются в блоке управления.

Глубинное оборудование включает кабель-трос КГГН-10 и секционный электронагреватель. Кабель КГГН-10 предназначен для питания током, спуска в скважину и удержания на заданной глубине электронагревателя. Кабель состоит из трех медных жил сечением 4 мм^2 каждая и трех сигнальных жил, имеет сечение от 0,5 до 0,6 мм^2. Сигнальные жилы предназначены для передачи сигналов от термосопротивлений, установленных в электронагревателе, на контрольно-измерительную аппаратуру.

Каждая токоведущая жила кабеля изолирована двумя слоями резины. Нижний слой — из электроизоляционной резины РТИ-0 с радиальной толщиной 1,2±0,1 мм. Верхний слой — из маслобензостойкой резины, составленной на основе нитрильных каучуков с радиальной толщиной от 0,3 до 0,4 мм. На сигнальных жилах толщина слоев оболочек соответственно 0,2—0,3 мм.

Три основные жилы кабеля скручены между собой с заполнением промежутков сигнальными жилами. Наружные промежутки между жилами заполнены хлопчатобумажной пряжей, пропитанной противогнилостным составом. Скрученные жилы обмотаны лентой из прорезиненной ткани.

Двухслойная грузонесущая броня кабеля выполнена из стальных оцинкованных проволок, наложенных во взаимно противоположных направлениях.

Наружный диаметр кабеля 17,8 мм, масса 1100 кг/км, сопротивление изоляции при температуре 20°С составляет 100 МОм/км.

Глубинный секционный электронагреватель предназначен для нагрева призабойной зоны скважины. Максимальная мощность электронагревателя 25 кВт, напряжение питания 380 В, пределы регулирования забойной температуры 100—185°С.

В качестве нагревательного элемента использован блок ТЭНов НПСЖ 19/24. Для предохранения кабеля КГГН-10 от воздействия высокой температуры ввод кабеля в электронагреватель осуществляется через удлинитель.

Внутренние части электронагревателя и удлинителя герметизированы в плоскостях разъемов прокладками, а в головке электронагревателя — кабельным вводом специальной конструкции, обеспечивающим герметичность при наружных давлениях до 15 МПа. Во внутренней полости электронагревателя в непосредственной близости от нагревательных элементов размещены два термореле, которые служат для автоматического поддержания забойной температуры в заданных пределах. Электрическое соединение токоведущих и сигнальных проводников-удлинителей и собственно нагревателя осуществляется с помощью штепсельных разъемов.

Головка электронагревателя подсоединяется к кабелю КГГН-10 методом заливки свинцом внутренней полости стакана, в которой равномерно размещаются загнутые концы проволоки наружной бронировки кабеля. Подробное описание работы и устройства электронагревателя приведены в инструкции по его эксплуатации.

К основным технологическим параметрам циклического электропрогрева относятся скважинная температура и продолжительность обработки [1]. Их устанавливают исходя из задаваемых радиуса прогретой зоны и минимально требуемой мощности электронагревателя [2].

---

[1] Если для обработки используется другая установка, то основными могут быть и другие параметры.

[2] За радиус прогретой зоны принимается положение изотермы, соответствующей температуре плавления парафина и асфальтосмолистых отложений.

По задаваемому радиусу r прогретой зоны (рис. VII.1 и VII.2) определяют температуру в скважине, пласте и продолжительность обработки.

Минимальная мощность, необходимая для достижения задаваемой скважинной температуры, устанавливается по графику (рис. VII.3) в зависимости от перепада температуры между скважинной жидкостью и начальной пластовой. Мощность электронагревателя регулируется изменением напряжения на вторичной обмотке трансформатора и зависит от длины кабеля-троса КГГН-10 (рис. VII.4). В тех случаях, когда длина кабеля не совпадает с ука-

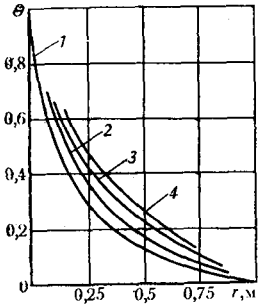


Рис. VII.1. Зависимость температуры в различных точках пласта от времени для коллектора песчаника:
1 — 2 сут; *2* — 3 сут; *3* — 5 сут; *4* — 10 сут; $\theta=(T-T_0)/(T_c-T_0)$, где T_0 — начальная температура пласта, °С; T_c — температура скважинной жидкости, °С; T — текущая температура, °С

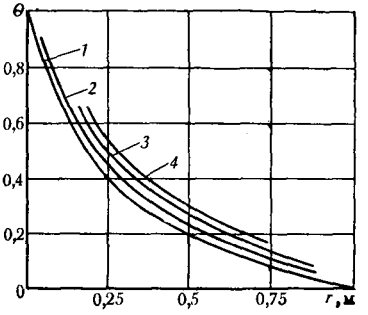


Рис. VII.2. Зависимость температуры в различных точках пласта от времени для карбонатного коллектора (обозначения см. рис. VII.1)

занной на графике (см. рис. VII.4), а также когда используется кабель другого типа, напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора определяют по формуле

$$u_к = \sqrt{1000N\left(\frac{3\omega_к^2}{\omega_{нф}}+2\omega_к+\frac{\omega_{нф}}{3}\right)}, \qquad \text{(VII.2)}$$

где N — мощность электронагревателя, кВт; $\omega_к$ — сопротивление жилы кабеля, Ом; $\omega_{нф}$ — сопротивление фазы электронагревателя, Ом; $u_к$ — напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора, В.

Сопротивление жилы кабеля $\omega_к$ определяют непосредственным измерением после отсоединения кабеля от электронагревателя. Сопротивление фазы электронагревателя $\omega_{нф}$ определяется расчетным путем по замеренному сопротивлению между его двумя любыми выводными концами. Замеренную величину умножают на 0,67.

Поддержание температуры скважинной жидкости на заданном уровне осуществляется при помощи терморегуляторов, расположенных в корпусе электронагревателя. В связи с наличием температурного перепада между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя (в процессе его работы) температуру настройки терморегуляторов определяют по формуле

$$T_р=T_c+\Delta T, \qquad \text{(VII.3)}$$

где $T_р$ — средняя температура настройки терморегуляторов, °С; T_c — температура скважинной жидкости, °С; ΔT — перепад температуры между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя, который определяется в зависимости от мощности электронагревателя (рис. VII.5).

Продолжительность остывания призабойной зоны и ствола скважины после окончания прогрева и отключения электронагревателя можно установить по графику (рис. VII.6). Эксплуатация скважины должна быть возобновлена до остывания призабойной зоны ниже температуры плавления парафина и асфальтосмолистых отложений.

Прогнозируемый прирост добычи в результате обработки определяется следующим образом. После обработки

$$\frac{Q(\tau)}{Q_0}=\frac{\frac{k}{k_a}\ln r_a/r_c+\ln R_к/r_a}{\frac{\mu_н}{\mu_o}\cdot\frac{k}{k_a}\ln r_a/r_н(\tau)+\ln R_к/r_a+\frac{k}{k_a}\ln\frac{r_a}{r_н}}, \qquad \text{(VII.4)}$$

где Q_0 и $Q(\tau)$ — дебиты скважины до и после воздействия, м³/сут; τ — время работы скважины при повышенном дебите, сут.; $r_н(\tau)$ — изменение радиуса очищенной прогревом зоны после обработки в результате повторного обра-

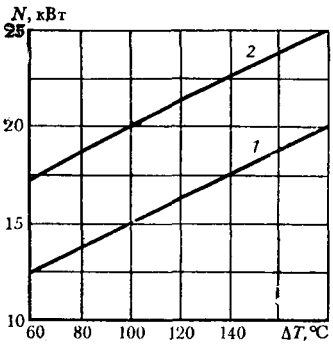


Рис. VII.3. Зависимость мощности электронагревателя от перепада температуры между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя:

1 — коллектор песчаник; *2* — карбонатный коллектор

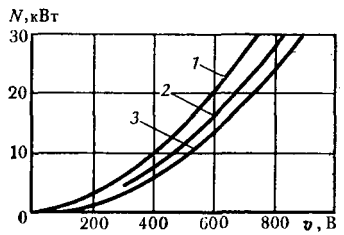


Рис. VII.4. Изменение мощности электронагревателя в зависимости от напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора при различных длинах кабеля:

1 — 1000 м; *2* — 1300 м; *3* — 1500 м

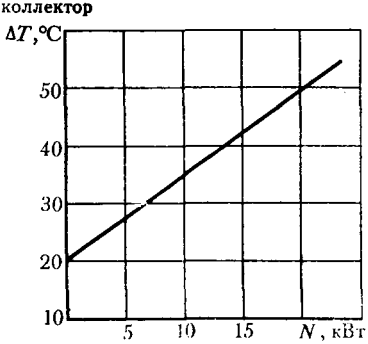


Рис. VII.5. Зависимость перепада температуры между скважинной жидкостью и начальной пластовой от мощности электронагревателя

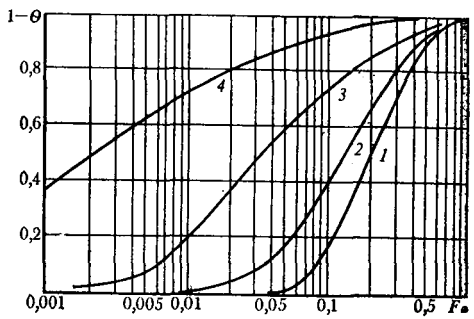


Рис. VII.6. Снижение безразмерной температуры от Fo для различных точек пласта после обработки:

1 — r=0; *2* — r=0,5 $r_н$; *3* — r=0,8 $r_н$; *4* — r=0,95 $r_н$

зования отложений, м. Остальные обозначения см. формулу (VII.1).

Изменения радиуса очищенной в результате прогрева зоны после обработки определяется из следующей эмпирической зависимости, характеризую-

щей интенсивность повторного образования отложений:

$$r_{\text{н}}(\tau) = [r_{\text{н}}(0) - r_{\text{с}}] - m\left(\frac{\tau}{365}\right)^n, \qquad \text{(VII.5)}$$

где $r_{\text{н}}(0)$ — начальное положение радиуса очищенной зоны (на момент окончания обработки), м; τ — время, сут.; m, n — эмпирические коэффициенты, которые определяются по результатам пробных испытаний, обычно $m=0{,}4$—6,0, $n=0{,}2$—0,65.

Прирост добычи в результате обработки оценивается путем графического интегрирования зависимости дебита от времени, построенной по формулам (VII.4) и (VII.5).

Для примера определим технологические показатели циклического электропрогрева на гипотетическом месторождении, которое характеризуется следующими условиями: глубина залегания продуктивного пласта 1200 м; коллектор-песчаник с температуропроводностью $a=0{,}0018$ м^2/ч; толщина пласта 5 м; пластовая температура $T_0=40$°С; давление 9 МПа; содержание парафина в нефти 4%, смолы и асфальтены отсутствуют; температура плавления парафина 60°С; дебит скважины, принятой к обработке, 5 м^3/сут; расстояние между скважинами 150 м ($R_{\text{с}}=75$ м); диаметр обсадной колонны 0,150 м ($r_{\text{с}}=0{,}075$ м).

По данным пробных испытаний на месторождении происходит парафинизация пласта, радиус зоны парафинизации составляет 0,5 м ($r_a=0{,}5$ м), эмпирические коэффициенты $m=0{,}48$ м, $n=0{,}59$. Соотношение проницаемостей окружающего пласта и зоны парафинизации равно 6 ($k/k_a=6$). Скважинная температура в процессе обработки 140°С. Для обработки используется установка 1УЭС-1500 с кабелем длиной 1300 м.

Исходя из указанного радиуса зоны парафинизации 0,5 м принимаем, что радиус зоны прогрева (положение изотермы 60°С) также равен 0,5 м. Определим безразмерную температуру, соответствующую положению изотермы 60°С:

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_{\text{с}} - T_0} = \frac{60 - 40}{140 - 40} = 0{,}2.$$

В соответствии с этим продолжительность обработки определяется по графику (рис. VII.1) и равна 4 сут.

Для поддержания постоянной температуры скважинной жидкости в процессе обработки, равной 140°С, необходимо определить минимальную мощность электронагревателя и установить требуемое напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора.

Минимальную мощность электронагревателя определяем по графику (рис. VII.3). Поскольку перепад температуры между скважинной жидкостью и начальной пластовой равен 100°, по графику (рис. VII.3) находим, что минимальная мощность электронагревателя равна 15 кВт.

Для обеспечения этой мощности с учетом потерь в кабеле длиной 1300 м напряжение на вторичной обмотке трансформатора устанавливается 600 В (рис. VII.4, кривая 2).

Для поддержания температуры скважинной жидкости на уровне 140°С осуществляется настройка термореле в корпусе электронагревателя. Для этого по известной мощности 15 кВт по графику (рис. VII.5) находим температурный перепад между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя, который для данных условий равен 42°С. В соответствии с (VII.3) определяем температуру настройки терморегуляторов:

$$T_{\text{р}} = T_{\text{с}} + \Delta T = 140 + 42 = 182\text{°С}.$$

Продолжительность работы бригады подземного ремонта по спуску скважинного насосного оборудования составляет 18 ч, а продолжительность

подъема электронагревателя и его извлечения из скважины 2 ч. Следовательно, общая продолжительность этих операций 20 ч. Безразмерное время, соответствующее данной величине,

$$\text{Fo} = \frac{a\tau}{r_{\text{н}}^2} = \frac{0{,}0018 \cdot 20}{(0{,}5)^2} = 0{,}144.$$

Безразмерная температура, соответствующая 60°С,

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_{\text{с}} - T_0} = \frac{60 - 40}{140 - 40} = 0{,}2.$$

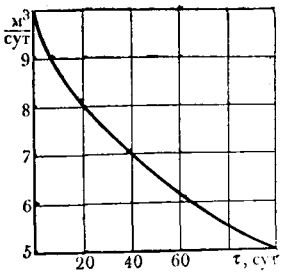


Рис. VII.7. Изменение дебита скважины после обработки

Теперь по графику (рис. VII.6) определим положение радиуса прогретой зоны (изотерма 60°С) на момент пуска скважины в эксплуатацию после обработки (с учетом остывания пласта при спуско-подъемных операциях). Радиус прогретой зоны определяется как точка пересечения Fo=0,144; (1—θ)=0,8 и соответствует $r_{\text{н}}(0)=0{,}8r_{\text{н}}$ (кривая *3*). Следовательно, $r_{\text{н}}(0)=0{,}8 \cdot 0{,}5=0{,}4$ м.

Изменения дебита скважины в результате циклического электропрогрева определяются по формулам VII.2 и VII.3. Данные для расчета следующие:

$k/k_a=6$; $r_a=0{,}5$ м; $r_{\text{с}}=0{,}075$ м; $R_{\text{к}}=75$ м;

$r_{\text{н}}(0)=0{,}4$ м; $m=0{,}45$ м, $n=0{,}59$; $Q_0=5$ м³/сут.

Рассчитанное по этим данным изменение дебита скважины после обработки для данного примера показано на рис. VII.7.

Общий прирост добычи в результате обработки, определенный путем графического интегрирования зависимости (рис. VII.7), равен 500 м³. Продолжительность эффекта 100 сут.

Стационарный электропрогрев

Стационарный прогрев призабойной зоны пласта осуществляется одновременно с эксплуатацией скважины при помощи глубинного электронагревателя.

Стационарный электропрогрев целесообразен на месторождениях, содержащих вязкие (свыше 50 мПа·с), парафинистые или смолистые (с суммарным содержанием не менее 3%) нефти при глубине залегания не более 2500 м.

Условия применения стационарного электропрогрева аналогичны условиям проведения циклического электропрогрева (см. выше).

Для обработок рекомендуется использовать серийно выпускаемые: станцию управления, трансформатор, кабель КПБК, предназначенные для ЭЦН, и электронагреватели различных конструкций (в том числе и от установки 1УЭС-1500 *). Мощность электронагревателя устанавливается в зависимости от технологии процесса. Напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора определяется по формуле (VII.2), а мощность установки в целом по следующей зависимости:

$$N_{\text{у}} = N + \frac{9\omega_{\text{к}} v_{\text{к}}^2}{(3\omega_{\text{к}} + \omega_{\text{нф}})^2}. \qquad \text{(VII.6)}$$

* Кабельный ввод видоизменяется.

Особенность стационарного прогрева заключается в том, что кондуктивной передаче тепла от источника препятствует конвективный вынос тепла движущейся к забою пластовой жидкости. Поэтому распределение температуры в пласте зависит от расхода пластовой жидкости, который, в свою очередь, определяется распределением температуры и, следовательно, зависит от времени. При некоторых дебитах выносимое жидкостью количество тепла становится равным количеству тепла, поступающего в пласт, и тогда радиус прогрева перестает увеличиваться.

Распределение температуры в пласте описывается следующим уравнением теплопроводности с конвективным членом

$$\frac{1}{a}\frac{\partial T}{\partial \tau}=\frac{\partial^2 T}{\partial r^2}+\left(1+\frac{q(\tau)C_{ж}}{2\pi\lambda C}\right)\frac{1}{r}\cdot\frac{\partial T}{\partial r}, \qquad \text{(VII.7)}$$

где λ — коэффициент теплопроводности пласта; C — объемная теплоемкость пласта, насыщенного жидкостью; $C_{ж}$ — объемная теплоемкость жидкости; $q(\tau)$ — удельный (на единицу толщины пласта) дебит жидкости.

Потери тепла в кровлю и подошву не учитываем. В основе математической модели лежат также следующие представления.

В процессе стационарного прогрева в пласте вокруг скважины существуют три концентрические области с разными проницаемостями, в пределах каждой из которых проницаемость постоянна по радиусу и во времени.

1. Область прогрева с внутренним радиусом, равным радиусу скважины r_c, и внешним радиусом $r_н(\tau)$, где вследствие прогрева проницаемость равна исходной проницаемости пласта, очищенного от отложений. Граница $r_н(\tau)$ определяется как корень уравнения $T-T_н=0$, где $T_н$ — температура плавления парафина и асфальтосмолистых отложений, а τ — время, отсчитываемое от начала обработки.

2. Зона с ухудшенной проницаемостью с внутренним радиусом $r_н(\tau)$ и внешним $r_a(\tau)$, где проницаемость равномерно ухудшена до величины k_a. Изменение во времени радиуса зоны, содержащей отложения парафина и асфальтосмолистых компонентов, определим при помощи следующей эмпирической зависимости:

$$r_a(\tau)=r_c+5\left(\frac{\tau+\Delta\tau_н}{365}\right)^{3/4}, \qquad \text{(VII.8)}$$

где $\Delta\tau_н$ — промежуток времени от вступления скважины в эксплуатацию до начала ее стационарного прогрева, сут.

3. Невозмущенная область с внешним радиусом, равным радиусу контура питания $R_к$, и внутренние радиусом $r_a(\tau)$, в которой проницаемость равна исходной.

Изменения удельного дебита жидкости во времени описываются формулой

$$q(\tau)=2\pi\frac{k\rho}{\mu}\cdot\frac{\Delta p}{ж(\tau)}, \qquad \text{(VII.9)}$$

где

$$ж(\tau)=\int_{r_c}^{r_н(\tau)}\frac{\mu_н}{\mu}\frac{dr}{r}+\frac{k}{k_н}\int_{r_н(\tau)}^{r_a(\tau)}\frac{\mu_н}{\mu}\frac{dr}{r}+\ln R_к/r_a(\tau), \qquad \text{(VII.10)}$$

Δp — перепад давления между контуром питания и скважиной; μ — вязкость жидкости в начальных пластовых условиях (до прогрева); $\mu_н$ — вязкость жидкости в процессе стационарного прогрева; ρ — плотность жидкости;

$$\mu_н=\mu\exp\left[Z\left(\frac{1}{T}-\frac{1}{T_0}\right)\right], \qquad \text{(VII.11)}$$

Z — эмпирический коэффициент, который определяется типом нефти; для средневязких нефтей (50—200 мПа·с) $Z \approx 20$, а для высоковязких (более 200 мПа·с) $Z \approx 80$; T_0 — пластовая температура, °С.

Исходя из этих представлений, численное решение уравнения (VII.7) находим при граничных условиях:

первого рода $T(r_c, \tau) = T_c = \text{const}$;

второго рода $\dfrac{\partial T}{\partial r} = -\dfrac{N}{2\pi r_c \lambda h}$, (VII.12)

где h — толщина пласта.

Остальные краевые условия:

$$T(r, 0) = T_0 = \text{const},$$

$$T(\infty, \tau) = T_0 = \text{const}, \ \Delta p(\tau) = \text{const}.$$

Численное решение соответствующей краевой задачи получается конечно-разностным методом с использованием неявной схемы. Система линейных алгебраических уравнений решается методом прогонки.

Для примера определим технологические показатели стационарного электропрогрева на гипотетическом месторождении, которое характеризуется следующими условиями: глубина залегания продуктивного пласта 2000 м; толщита пласта 20 м; коллектор — песчаник с температуропроводностью 0,004 м²/ч, объемной теплоемкостью 2,1 МДж/м³·°С, теплопроводностью 2,33 Вт/(м·°С); пластовая температура 30°С; пластовое давление 9 МПа; смолы и асфальтены отсутствуют; содержание парафина в нефти от 0,2 до 4%; температура плавления парафина 60°С; расстояние между скважинами 200 м ($R_к$=100 м); диаметр обсадной колонны 0,2 м (r_c=0,1 м); объемная теплоемкость жидкости 1,74 МДж/(м³·°С); продолжительность прогрева $\Delta\tau$ варьировала (см. табл. VII.1).

По результатам пробных испытаний установлено, что парафинизация призабойных зон происходит не везде, а только на отдельных участках (где содержание парафина около 4%). Радиусы зоны парафинизации достигают 1 м. Соотношения проницаемостей окружающего пласта к зоне парафинизации находятся в диапазоне от 6 до 15 (k/k_a=6—15), удельные дебиты скважин q колеблются от 0,005 до 0,05 м³/м·ч, а скважинная температура в процессе обработки не превышает 170°С. При более высокой температуре возможно коксование нефти в скважине.

Промежуток времени от момента вступления скважин в эксплуатацию до начала стационарного прогрева составляет от 0 до 6 мес ($\Delta\tau_н$=0—180 сут). Вязкость нефти μ в пластовых условиях лежит в пределах от 150 до 300 мПа·с. Соответственно коэффициент Z составляет 20 и 80.

Для прогрева используется специально созданная установка, имеющая станцию управления и трансформатор как на ЭЦН, а также 2100 м кабеля КПБК 3×16 и электронагреватель, мощность которого регулируется от 30 до 88 кВт. Прежде всего определим требуемое напряжение на вторичной обмотке трансформатора и мощность установки в целом для такого электронагревателя.

Сопротивление жилы кабеля по паспортным данным $\omega_к$=2,3 Ом. Сопротивление фазы нагревателя $\omega_{нф}$=4,9 Ом. Напряжение на вторичной обмотке, определенное по формуле (VII.2), для N_1=30 кВт и N_2=88 кВт.

$$U_{1k} = \sqrt{30000\left(\frac{3\cdot 2{,}3}{4{,}9} + 2\cdot 2{,}3 + \frac{4{,}9}{3}\right)} = 479 \text{ В},$$

$$U_{2k} = \sqrt{88\,000\left(\frac{3\cdot 2{,}3}{4{,}9} + 2\cdot 2{,}3 + \frac{4{,}9}{3}\right)} = 820 \text{ В}.$$

Общая мощность установки определяется по формуле (VII.6)

$$N_{1y} = 30\,000 + \frac{9 \cdot 2{,}3 \cdot (479)^2}{3(2{,}3+4{,}9)^2} = 60{,}5 \text{ кВт},$$

$$N_{2y} = 88\,000 + \frac{9 \cdot 2{,}3 \cdot (820)^2}{3(2{,}3+4{,}9)^2} = 177{,}5 \text{ кВт}.$$

Коэффициент полезного действия установки
$\eta = N_1/N_{1y} = N_2/N_{2y} = 30/60{,}5 = 0{,}49$.

Рассмотрим следующие возможные расчетные варианты прогрева

ТАБЛИЦА VII.1 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТАЦИОНАРНОГО ЭЛЕКТРОПРОГРЕВА ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ВАРИАНТОВ РАСЧЕТА

$\Delta\tau_н$	N/h, кВт/ч	q, м³/м·ч	Z	k/k_a	$\Delta\tau$, ч	$T_e - T_0$	$r_н$, м	τ_c, ч
0	1,46	0,01	80	6	721	115	1,2	—
		0,01	20	6	491	107	—	—
	2,19	0,01	80	6	731	152	1,2	660
	2,92	0,02	80	6	721	156	0,6	300
		0,01	80	6	721	200	1,5	400
	2,19	0,01	80	15	491	211	1,6	491
180	2,19	0,02	80	6	691	148	1,1	320
		0,02	80	15	591	187	1,7	400
		0,01	80	6	721	187	2,4	500
	2,19	0,02	80	6	481	193	1,2	240
		0,02	80	15	551	241	2,2	360

1. Отложения парафина отсутствуют, и дебит изменяется только вследствие изменения вязкости.

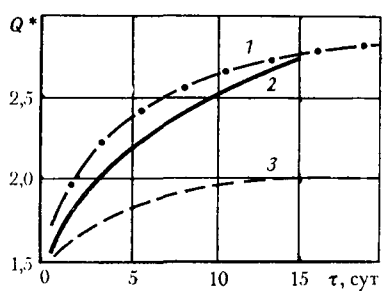


Рис. VII.8. Изменение относительного дебита Q^* (отношение текущего дебита при прогреве к дебиту непрогреваемой скважины) при граничном условии 1-го рода:
1, 2 — $Z=80$; *3* — $Z=20$. Удельный дебит в момент пуска $q_0=0{,}005$ м³/м · ч. Соотношение проницаемостей $k/k_a=6$; *1* — прогрев начат через три месяца после начала эксплуатации; *2* и *3* — прогрев начинается одновременно с началом эксплуатации

2. Отложения парафина имеются, и начало прогрева или совпадает с пуском скважины в эксплуатацию, или начинается спустя некоторое время после пуска (табл. VII.1).

Дебит непрогреваемой скважины уменьшается за счет роста радиуса зоны парафинизации (рис. VII.8). Асимптотическая величина относительного дебита достигается через $\tau_c=7$—30 сут. и примерно одинакова для обоих типов граничных условий. При граничных условиях любого типа эффективность прогрева при высоковязких нефтях составляет $Z=80$, а при средневязких $Z=20$.

Термоакустическое воздействие

Термоакустическое воздействие на призабойную зону скважины заключается в совместном облучении пласта мощными тепловыми и акустическими полями. При одновременном распростра-

нении в пористой среде указанных полей возникает ряд эффектов, способствующих существенному увеличению эффективной температуропроводности и интенсификации притока нефти из пласта в скважину. Термоакустический метод был впервые предложен в Советском Союзе.

Метод этот многоцелевой и, помимо многократного (до 8 м) увеличения радиуса прогретой зоны, способствует интенсивному разрушению и выносу из пласта парафина, бурового раствора и его фильтрата, гидратов газа и некоторых солей.

В соответствии с этим для термоакустического воздействия пригодны месторождения, содержащие вязкие, парафинистые и асфальтосмолистые нефти. Характеристика нефтей может быть аналогичной указанной выше. Радиус зоны со сниженной нефтепроницаемостью из-за образования асфальтосмолистых и парафиновых отложений, а также проникновения воды, бурового раствора и его фильтрата или образования гидратов газа и некоторых солей достигает 8 м. При выборе отдельных скважин для воздействия следует руководствоваться следующими соображениями. Толщина пласта должна быть не менее 3 м. Пластовое давление до 25 МПа. Пластовая температура до 60°С. Обводненность продукции до 60%. При бо́льшей обводненности продукции экономические показатели обработки ухудшаются. Коллектор должен быть механически прочным при пористости не ниже 5%. Глубина скважины до 2500 м. Дебит скважины до обработки подбирают таким образом, чтобы двукратное увеличение добычи обеспечивало экономическую целесообразность воздействия. Выбранная скважина должна быть расположена на расстоянии не менее 50 м от фронта нагнетания, иначе в результате обработки возможен прорыв воды в скважину.

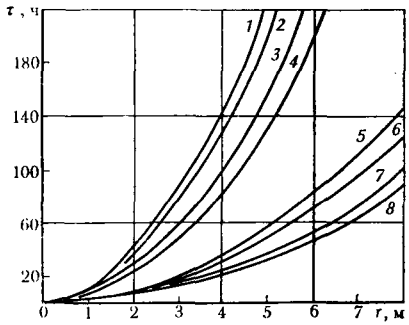


Рис. VII.9. Продолжительность обработки нефтенасыщенного песчаника в зависимости от радиуса зоны воздействия:

1—4 — удельная тепловая мощность 1,5 кВт/м; *5—8* — то же, 3 кВт/м; *1*, *5* и *2*, *6* — акустическая интенсивность 40 кВт/м² при частотах 20 кГц и 10 кГц соответственно; *3*, *7* и *4*, *8* — акустическая интенсивность 60 кВт/м² при частотах 20 кГц и 10 кГц соответственно

Для обработки призабойной зоны используется комплекс аппаратуры [1], который состоит из наземного ультразвукового генератора с блоком автоматической подстройки частоты (от 15,5 до 23 кГц), линии питания, в качестве которой используется кабель КПБК, и секционного термоакустического излучателя из пермендюра (сплав железа с кобальтом с содержанием кобальта 49%). Электроакустический к. п. д. достигает 40%. Излучатель спускают на колонне насосно-компрессорных труб или кабеле-тросе.

При использовании указанной установки [2] радиус термоакустическо-

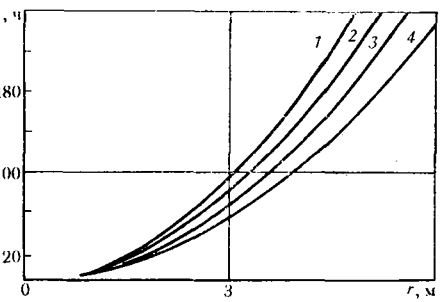


Рис. VII.10. Продолжительность обработки водонасыщенного песчаника в зависимости от радиуса зоны воздействия (обозначения см. на рис. VII.9)

[1] Установка создана предприятиями Министерства электротехнической промышленности совместно с ВНИИЯГГ и ВНИИ.

[2] Радиус прогрева соответствует положению изотермы плавления парафиносмолистых отложений.

го воздействия, который совпадает с радиусом прогрева, достигает 8 м от ствола скважины. Кроме описанной установки имеется аппаратура [1], созданная специально для борьбы с солеотложениями в скважине и призабойной зоне. Она содержит наземный генератор мощностью 10 кВт при частотах от 10 до 20 кГц, кабель КПБК и термоакустический излучатель из пермендюра.

К основным технологическим показателям воздействия относятся: продолжительность обработки, температура в скважине и радиус зоны прогрева (воздействия). Радиус зоны прогрева (воздействия) задается в соответствии с размерами зоны с пониженной проницаемостью вокруг скважины. Продолжительность обработки определяется по графикам (рис. VII.9—VII.11) в зависимости от принятого радиуса прогрева (воздействия), типа коллектора, насыщающей среды, а также технической характеристики термоакустического излучателя.

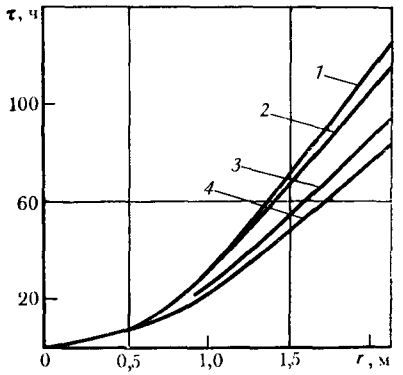


Рис. VII.11. Продолжительность обработки заглинизированного пласта в зависимости от радиуса зоны воздействия (обозначения см. на рис. VII.9)

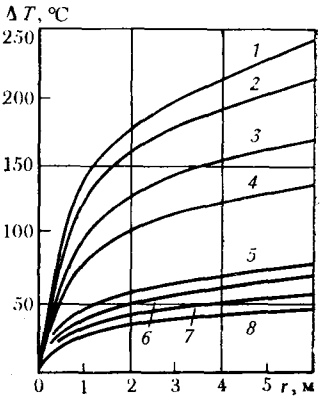


Рис. VII.12. Изменение избыточной скважинной температуры от радиуса зоны воздействия в нефтенасыщенном песчанике:

1—4 — удельная тепловая мощность 1,5 кВт/м; *5—8* — то же, 3 кВт/м; *1, 5* и *2, 6* — акустическая интенсивность 40 кВт/м² при частотах 20 кГц и 10 кГц соответственно; *3, 7* и *4, 8* — то же, 60 кВт/м² при частотах 20 кГц и 10 кГц соответственно

Положение радиуса прогретой зоны (рис. VII.12—VII.14) к моменту ввода скважины в эксплуатацию после обработки (с учетом остывания пласта при спуско-подъемных операциях) определяется по графику (см. рис. VII.6), а изменение дебита скважины в результате обработки — по формуле (VII.4).

Например, определим параметры термоакустического воздействия для гипотетического месторождения, которое характеризуется следующими условиями: глубина залегания продуктивного пласта 1000 м; толщина пласта 5 м; коллектор представлен нефтенасыщенным песчаником с температуропроводностью 0,0018 м²/ч; пластовая температура 20°С; пластовое давление 9 МПа; суммарное содержание парафиносмолистых компонентов — 6% вес.; температура плавления парафиносмолистых веществ 60°С; расстояние между скважинами 150 м ($R_к$=75 м).

[1] Аппаратура разработана Уральским политехническим институтом совместно с ВНИИЯГГом и СибНИИНП.

По результатам пробных испытаний на месторождении установлены отложение парафиносмолистых компонентов и снижение нефтепроницаемости на расстоянии 4 м ($r_н$=4 м). Соотношение проницаемостей окружающего пласта и в зоне с ухудшенной нефтепроницаемостью равно 6 (k/k_0=6). Удельный дебит скважины q=0,041 м³/м·ч, p=800 кг/м³.

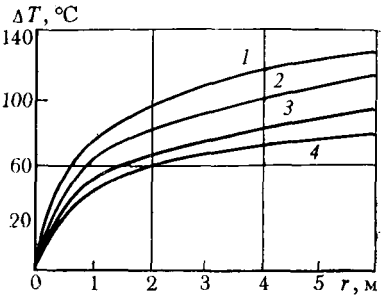


Рис. VII.13. Изменение избыточной скважинной температуры от радиуса зоны воздействия в водонасыщенном песчанике (обозначения см. на рис. VII.12)

Для обработки используется установка с излучателем, имеющим удельную тепловую мощность 3 кВт/м и акустическую интенсивность 40 кВт/м² при частоте 20 кГц. Продолжительность спуско-подъемных операций после обработки составляет 28 ч. Исходя из принятого радиуса воздействия $r_н$=4 м по графику (см. рис. VII.12, кривая *5*) определяем продолжительность обработки, равную 28 ч. Избыточную температуру скважинной жидкости определим по графику (рис. VII.12, кривая *5*); она составляет 70°С. С учетом начальной пластовой температуры T_0=20°С, $T_с$=70+20=90°С.

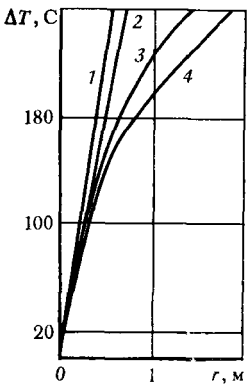


Рис. VII.14. Изменение избыточной скважинной температуры от радиуса зоны воздействия в заглинизированном пласте (обозначения см. на рис. VII.12)

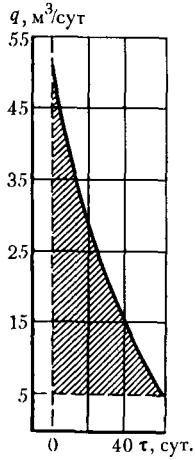


Рис. VII.15. Изменение дебита скважины после термоакустической обработки

Положение радиуса прогретой зоны (изотермы 60°С) к моменту ввода скважины в эксплуатацию после обработки (с учетом остывания пласта при спуско-подъемных работах) определяется по графику (рис. VII.6) следующим образом.

Безразмерное время, соответствующее моменту ввода скважины в эксплуатацию после обработки,

$$Fo = \frac{a\tau}{r^2_н} = \frac{0,0018 \cdot 28}{4^2} = 0,003.$$

Безразмерная температура, соответствующая 60°С,

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_c - T_0} = \frac{60 - 20}{90 - 20} = 0{,}57.$$

Положение изотермы 60°С определяется из графика (см. рис. VII.6) в точке, соответствующей Fo=0,003 и (1—θ)=0,43. Приближенно оно соответствует $r_н(0)=0{,}9r_н=0{,}9\cdot 4=3{,}6$ м. Таким образом, к моменту пуска скважины в эксплуатацию радиус прогретой зоны составляет 3,6 м.

Изменение дебита скважины после обработки во времени определяем по формуле (VII.4). Данные для расчета следующие:

$k/k_a=6$, $r_a=4$ м; $R_к=75$ м; $r_с=0{,}075$ м; $r_н(0)=3{,}6$ м;

$Q_0=qh=0{,}041\cdot 5=0{,}2$ м³/ч$\approx$5 м³/сут.

Эффект от обработки, полученный в результате графического интегрирования кривой (рис. VII.15), составил 1000 м³. Продолжительность эффекта 60 сут.

Циклическая паротепловая обработка

Циклическая паротепловая обработка заключается в том, что в специально оборудованную остановленную скважину по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный сухой пар в количестве от 1000 до 3000 т. Скважину герметизируют и выдерживают до полной конденсации пара в пласте, затем возобновляют эксплуатацию. Радиус прогретой зоны при этом достигает 30 м. Продолжительность остывания прогретой зоны составляет 2—3 мес.

Применение циклической паротепловой обработки целесообразно на месторождениях, расположенных на глубине до 1500 м, с высоковязкими (более 50 мПа·с) нефтями. При этом соотношение вязкостей в пластовых условиях и при температуре насыщенного пара, соответствующей текущему пластовому давлению, должно быть не менее 2—3. Объектами применения могут быть также маловязкие нефти с высоким содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов (более 4%), причем радиус парафиносмолистых отложений в призабойной зоне превышает 8 м. Если радиус этих отложений меньше 8 м, то экономически целесообразнее применять электротепловой, термоакустический или электромагнитный методы.

При выборе скважины необходимо руководствоваться следующими рекомендациями. Толщина пласта должна быть более 5 м. При меньшей толщине теплопотери в кровлю и подошву будут весьма значительными, а коэффициент теплоиспользования невысок.

Текущее пластовое давление должно быть не менее чем в 1,5—1,7 раза ниже рабочего давления применяемой установки для получения пара.

Обводненность продукции до обработки не должна превышать 60%. Следует учесть, что при высокой обводненности продукции количество дополнительной нефти и эффективность обработки уменьшаются.

Коллектор должен быть прочным, поскольку паротепловое воздействие может вызвать его разрушение. В коллекторе не должно содержаться значительного количества глинистых включений, так как при воздействии паром может произойти набухание глин и снижение нефтепроницаемости. При выборе скважин особое внимание следует обращать на их техническое состояние.

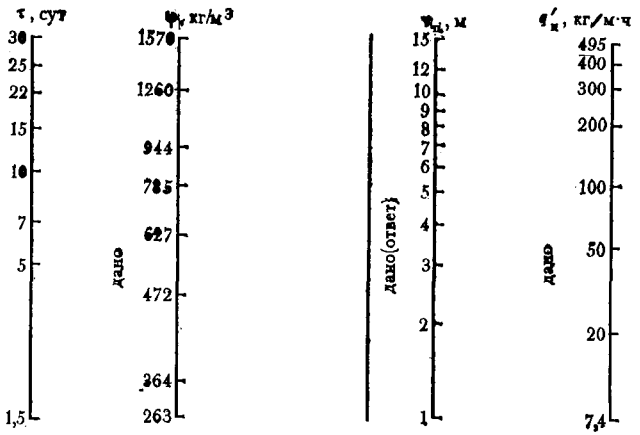
К основным технологическим показателям паротепловой обработки относятся: темп нагнетания, продолжительность нагнетания пара и периода «пропитки» или выдержки скважины после нагнетания.

Исходя из необходимости обеспечения наименьших теплопотерь в кровлю и подошву пласта, следует применять максимально возможный темп нагнетания. В то же время этот темп не должен выходить из рамок экономической целесообразности и его следует определять в зависимости от произ-

водительности источника пара и приемистости скважины. Продолжительность обработки определяется исходя из задаваемых темпов нагнетания и размеров паровой зоны. Продолжительность обработки определяют по номограмме (рис. VII.16):

$$\varphi = \pi\left[m\rho_{\text{п}} + \frac{(1-m)}{\alpha} C_{\text{ск}}\rho_{\text{ск}}\Delta T_{\text{п}}\right], \qquad \text{(VII.13)}$$

где m — пористость пласта, доли единицы; $C_{\text{ск}}$ — теплоемкость скелета пласта, Дж/(кг·°С); $\rho_{\text{ск}}$ — плотность скелета пласта, кг/м³; $\rho_{\text{п}}$ — плотность пара, кг/м³; α — скрытая теплота парообразования, Дж/кг; $\Delta T_{\text{п}} = T_{\text{п}} - T_0$ — избыточная температура пара, °С; $T_{\text{п}}$ — температура пара, °С.



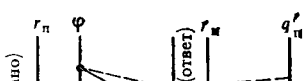


Рис. VII.16. Номограмма для определения продолжительности нагнетания пара при циклическом паротепловом воздействии:

$q'_{\text{п}}$ — удельный расход пара; $q'_{\text{п}} = q_{\text{п}}/h$, кг/(м · ч), φ — коэффициент, характеризующий теплосодержание пласта; τ — продолжительность нагнетания, сут, $r_{\text{п}}$ — радиус паровой зоны, м

Положение радиуса прогретой зоны определяется по формуле

$$\Gamma\left(\frac{q^*_{\text{п}}}{2}, \varepsilon_{\text{н}}\right) = \frac{\Delta T_{\text{н}}}{\Delta T_{\text{п}}}\Gamma\left(\frac{q^*_{\text{п}}}{2}, \varepsilon_{\text{п}}\right), \qquad \text{(VII.14)}$$

где $\Delta T_{\text{н}} = T_{\text{н}} - T_0$ — избыточная температура на границе зоны прогрева; $\Gamma\left(\frac{q^*_{\text{п}}}{2}, \varepsilon_{\text{н}}\right)$, $\Gamma\left(\frac{q^*_{\text{п}}}{2}, \varepsilon_{\text{п}}\right)$ — неполные гамма-функции; $\varepsilon_{\text{п}} = \rho C r^2_{\text{п}}/4\lambda\tau$, $\varepsilon_{\text{н}} = \rho C r^2_{\text{н}}/4\lambda\tau$ — безразмерные функции времени, соответственно для паровой и прогретой зон; $q^*_{\text{п}} = \frac{q_{\text{п}} C_{\text{в}}}{2\pi\lambda}$ — безразмерный расход пара; $T_{\text{н}}$ — минимальная температура, которая соответствует экономически целесообразной эксплуатации скважины на повышенном дебите после прогрева, °С; C — объемная теплоемкость пласта, Дж/(м³·°С); $C_{\text{в}}$ — объемная теплоемкость воды, Дж/(м³·°С); ρ — плотность коллектора, кг/м³.

Продолжительность выдержки скважины (конденсации пара) после нагнетания пара

$$\Delta\tau_0 = \frac{\alpha\rho_{\text{п}}^2 m^2 r_{\text{п}}^2}{\lambda(T_{\text{п}} - T_{\text{к}})\rho}, \qquad \text{(VII.15)}$$

где $T_{\text{к}}$ — температура конденсации пара при начальном (до обработки) пластовом давлении, °С.

Изменение дебита скважины после циклического паротеплового воздействия рассчитывают по формулам (VII.4) и (VII.11). При этом продолжительность эксплуатации на повышенном дебите

$$\text{Fo} = \omega \ln \frac{\Delta T_{\text{к}}}{\Delta T_{\text{н}}}, \qquad \text{(VII.16)}$$

где $\omega = \frac{\pi\lambda r_{\text{н}}^2}{hQ_{\text{ср}}C_{\text{ж}}}$ — безразмерная величина, характеризующая дебит скважины;

$\text{Fo} = 4\lambda_0\tau/C_0h^2$ — параметр Фурье; C_0 — объемная теплоемкость окружающих пород, Дж/(м³·°С); λ_0 — теплопроводность окружающих пород, Вт/(м·°С); $C_{\text{ж}}$ — объемная теплоемкость пластовой жидкости, Дж/(м³·°С); $Q_{\text{ср}}$ — осредненный по избыточной температуре в пласте дебит скважины, м³/ч, $\Delta T_{\text{к}} = T_{\text{к}} - T_{\text{н}}$.

Например, определим технологические показатели циклического паротеплового воздействия на месторождении с глубиной залегания 500 м, расстоянием между скважинами 150 м ($R_{\text{к}}$=75 м), коэффициентами теплопроводности λ=2,2 Вт/(м°·С) и теплоемкости C=1,9 МДж/(м³·°С) коллектора-песчаника, коэффициентами теплопроводности λ_0=10 Вт/(м·°С) и теплоемкости C_0=1,9 МДж/(м³·°С) окружающих пород; коэффициентами теплоемкости скелета пласта $C_{\text{ск}}$=1,25 кДж/(кг·°С) и пластовой жидкости $C_{\text{ж}}$=3,5 МДж/(м³·°С); плотностью скелета пласта $\rho_{\text{ск}}$=2100 кг/м³; начальной (до обработки) пластовой температурой T_0=40°С, пластовым давлением 4,9 МПа; толщиной пласта h=20 м; пористостью пласта m=0,3; вязкостью беспарафинистой нефти в начальных пластовых условиях (до обработки) μ=300 мПа·с, причем Z=80, дебитом жидкости до обработки Q_0=1 м³/сут.

По результатам пробных испытаний остаточная водонасыщенность в паровой зоне равна 0,2. Снижения нефтепроницаемости при эксплуатации не происходит. Для обработки используется передвижной парогенератор производительностью $q_{\text{п}}$=9000 кг/ч. Давление нагнетания 9,91 МПа при температуре насыщенного пара $T_{\text{п}}$=310°С. Температура конденсации водяного пара при начальном пластовом давлении $T_{\text{к}}$=263°С. Плотность пара $\rho_{\text{п}}$=54,6 кг/м³, а скрытая теплота парообразования α=1,32 МДж/кг. Теплоемкость водяного конденсата $C_{\text{в}}$=4,19 МДж/(м³·°С). Минимально допустимая температура, при которой эксплуатация скважины может еще проводиться на повышенном дебите, $T_{\text{н}}$=60°С.

Определим технологические показатели обработки, исходя из необходимости создания паровой зоны на расстоянии 15 м от стенки скважины $r_{\text{п}}$=15 м. Для расчета по номограмме (рис. VII.16) определяется удельный расход пара

$$q'_{\text{п}} = \frac{q_{\text{п}}}{h} = \frac{9000}{20} = 450 \text{ кг/м·ч},$$

$$\varphi = \pi\left[0{,}3\cdot 54{,}6 + \frac{(1-0{,}3)\cdot 1{,}25\cdot 10^3\cdot 2100(310-40)}{1{,}32\cdot 10^6}\right] = 1232 \text{ кг/м}^3.$$

По этим данным находим, что продолжительность нагнетания пара составляет 24 сут.

Радиус $r_{\text{н}}$ прогретой зоны (положение изотермы 60°С) определяется следующим образом. Сначала определяют безразмерные параметры:

$$\varepsilon_{\text{п}} = \frac{1{,}9\cdot 10^{6}(15)^{2}}{4\cdot 2{,}2\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}\cdot 24\cdot 24} = 23{,}4,$$

$$q^{*}_{\text{п}} = \frac{450\cdot 4{,}19\cdot 10^{3}}{2\pi 2{,}2\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}} = 37{,}8,$$

где $3{,}6\cdot 10^{3}$ — переводной коэффициент (1 Вт·ч=$3{,}6\cdot 10^{3}$ Дж).

Значение неполной гамма-функции $\Gamma(q^{*}_{\text{п}}/2,\ \varepsilon_{\text{п}})=\Gamma(18{,}9;\ 23{,}4)$; $\Gamma(18{,}9;\ 23{,}4)=1{,}85\,\Gamma(18{,}9)$; $\Gamma(18{,}9)$ — полная гамма-функция.

Из (VII.14) определим

$$\Gamma(18{,}9;\ \varepsilon_{\text{н}}) = \frac{20}{310-40}\cdot 1{,}85\Gamma(18{,}9).$$

Этому значению неполной гамма-функции соответствует $\varepsilon_{\text{н}}=30{,}4$.

Определяем радиус прогретой зоны:

$$r_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4\lambda\tau\varepsilon_{\text{н}}}{C}} = \sqrt{\frac{4\cdot 2{,}2\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}\cdot 24\cdot 24\cdot 30.4}{1{,}9\cdot 10^{6}}} = 17{,}1 \text{ м}.$$

Таким образом, изотерма 60°С находится на расстоянии 17,1 м от ствола скважины. Продолжительность выдержки (конденсации пара) определяется из (VII.15):

$$\Delta\tau_{0} = \frac{1{,}3^{2}\cdot 10^{5}(54{,}6)^{2}(0{,}3)^{2}(15)^{2}}{2{,}2\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}(310-263)2100} = 242 \text{ ч} \approx 8 \text{ сут}.$$

Затем можно приступать к спуску скважинного оборудования и возобновлению эксплуатации.

Изменение дебита скважины после обработки определяют по (VII.4), а изменение вязкости в зависимости от температуры по (VII.11).

Исходные данные для расчета изменений дебита по формуле (VII.12): $k/k_{a}=1$; $r_{a}=r_{\text{с}}=0{,}075$ м; $R_{\text{к}}=75$ м; $\mu=113$ мПа·с; $r_{\text{н}}=17{,}1$ м; $Q_{0}=1$ м³/сут.

Расчетные вязкость и дебит следующие:

Температура, °С	40	100	150	256
Вязкость, мПа·с	300	90	69	56
Дебит жидкости, м³/сут	1,0	2,2	2,53	2,8

Средний в интервале температуры от 40 до 260°С дебит скважины, определенный графическим интегрированием этой зависимости, равен $Q_{\text{ср}}=1{,}95$ м³/сут (0,081 м³/ч). Теперь из (VII.16) определяем продолжительность работы скважины на повышенном дебите до пластовой температуры $T_{\text{н}}=60$°С:

$$\omega = \frac{\pi 2{,}2\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}(17{,}1)^{2}}{20\cdot 0{,}081\cdot 3{,}5\cdot 10^{5}} = 1{,}28.$$

$$\text{Fo} = 1{,}28\ln\frac{263-40}{60-40} = 3{,}08.$$

Отсюда

$$\tau = \frac{C_{0}h^{2}\text{Fo}}{4\lambda_{0}} = \frac{1{,}9\cdot 10^{6}(20)^{2}\cdot 3{,}08}{4\cdot 10\cdot 3{,}6\cdot 10^{3}} = 16255 \approx 677 \text{ сут}.$$

Тогда эффективность обработки

$$\Sigma Q = (Q_{\text{ср}}-Q_{0})\tau = (1{,}95-1{,}0)677 = 643 \text{ м}^{3}.$$

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для прогноза экономической эффективности применения теплофизических методов воздействия необходимы следующие данные:

1. Объем дополнительно добытой из объекта нефти после проведения обработки за полный период эксплуатации скважины на повышенном дебите.
2. Дополнительные капитальные вложения, связанные с проведением обработки.
3. Себестоимость нефти, дополнительно добытой без проведения обработки.

Дополнительные капитальные вложения состоят из стоимости установок и оборудования, необходимых для проведения обработки, включая издержки на их доставку и монтаж. При определении капитальных вложений учитывается также пополнение оборотных фондов (если эта величина значительна).

Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из расходов по проведению обработки $З_1$ и затрат по извлечению дополнительной нефти в текущем году $З_2$.

В состав затрат, связанных с обработкой, включаются расходы по подготовительно-заключительным работам по скважине (включая ее исследование) и расходы по проведению соответствующих работ, связанных с ее обработкой.

Подготовительно-заключительные работы включают подготовку скважины к обработке и пуск ее в эксплуатацию после обработки, переезд подъемника к скважине (и обратно), подъем (спуск) штанг, труб, заключительные работы после подъема (спуска) труб, шаблонирование, исследование скважин до и после обработки (вызов и проезд бригады, работа агрегата).

Непосредственно сама обработка связана с затратами на вызов и проезд соответствующей установки, электроэнергию, материалы и другие необходимые компоненты, а также на амортизацию оборудования.

Эксплуатационные затраты по обработке

$$З_1 = (a\tau_1 + P_1) + (\delta\tau_2 + P_2) + \left[\left(b + \frac{\Delta KH}{8760}\right)\tau_3 + P_3\right] + D\tau_4, \qquad \text{(VII.17)}$$

где $З_1$ — эксплуатационные затраты на обработку, руб.; $a\tau_1 + P_1$ — затраты на подготовительно-заключительные работы по скважине, руб.; a — стоимость часа работы бригады подземного ремонта, руб.; τ_1 — время работы бригады, ч; P_1 — транспортные расходы по переезду подъемника к скважине и обратно, руб.; $\delta\tau_2 + P_2$ — затраты на исследование скважин, руб.; δ — стоимость часа работы бригады по исследованию скважины, руб.; τ_2 — время работы бригады, ч; P_2 — транспортные расходы по вызову и переезду агрегата к скважине и обратно, руб.; $\left(b + \frac{\Delta KH}{8760}\right)\tau_3$ — затраты на монтаж и демонтаж оборудования, необходимого для проведения обработки, руб.; b — стоимость часа работы бригады, обслуживающей агрегат, руб.; τ_3 — время работы этой бригады, ч; ΔK — стоимость установки, руб.; H — годовая норма амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт, %; P_3 — транспортные расходы по переезду установки для проведения обработки к скважине и обратно, доставке реагентов и необходимых материалов, руб.; $D\tau_4$ — затраты непосредственно на обработку; τ_4 — время проведения обработки, ч; D — стоимость 1 ч проведения обработки, руб.

Расходы по проведению воздействия определяются с учетом всех начислений, действующих коэффициентов и надбавок.

Затраты по извлечению дополнительной нефти, получаемой в результате обработки, состоят из расходов на извлечение ее на поверхность, перекачку и хранение, технологическую подготовку нефти и дополнительных затрат, связанных с обработкой простаивающих скважин. При разработке месторождений с поддержанием пластового давления добавляются затраты на закачку рабочего агента в пласт.

Эти расходы рассчитывают по формуле

$$З_2=(Э'+П'+D'+У')\Delta Q, \qquad \text{(VII.18)}$$

где $Э'$, $П'$, D', $У'$ — условно-переменные затраты, зависящие от уровня добычи нефти по объекту[1] ($Э'$ — электроэнергия по извлечению нефти; $П'$ — электроэнергия, пар, топливо — в расходах по сбору и транспортировке нефти и газа, перекачке и хранению; D' — реагенты — в расходах по технологической подготовке нефти; $У'$ — электроэнергия — в расходах по искусственному воздействию на пласт), руб/т; ΔQ — дополнительное количество нефти по скважине в текущем году после проведения обработки, т.

По простаивающим скважинам, введенным в эксплуатацию благодаря применению обработок, наряду с указанными затратами добавляются расходы, связанные с их текущим ремонтом.

Стоимость текущего ремонта таких скважин определяется умножением фактического объема ремонтных работ (часов) на стоимость 1 ч подземного ремонта.

При проведении обработок в простаивающих скважинах, оформленных актом консервации, добавляются расходы по амортизации их и прочих основных средств, которые определяются из стоимости скважин и установленного на них оборудования, действующих норм амортизации и продолжительности эксплуатации.

Экономический эффект от проведения обработок в соответствии с типовой методикой экономической эффективности капитальных вложений определяется соизмерением дополнительных капитальных вложений на приобретение оборудования, необходимых для проведения обработки (с учетом нормативного коэффициента эффективности, утвержденного для отрасли) с получаемой экономией на эксплуатационных издержках.

Себестоимость добычи нефти без проведения обработки

$$C_1=З/(Q_2-\Delta Q), \qquad \text{(VII.19)}$$

где $З$ — эксплуатационные расходы по скважине в текущем году без затрат на обработку, руб.; Q_2 — фактическая годовая добыча нефти по скважине, т.

Эксплуатационные расходы по скважине определяются в соответствии со статьями отчетной калькуляции предприятия, сгруппированными по признаку условно-постоянных затрат.

Себестоимость 1 т дополнительной нефти

$$C_2=\frac{З_1+З_2}{\Delta Q}, \qquad \text{(VII.20)}$$

где $З_2$ — эксплуатационные расходы по извлечению дополнительной добычи нефти в текущем году, руб; ΔQ — общий прирост добычи нефти по скважине за весь срок действия обработки, т.

Затраты, связанные с проведением обработки, следует распределить пропорционально приросту добычи нефти, полученному в текущем и последующем годах.

Годовой экономический эффект от внедрения обработок

$$Э=C_1A_1+H\Delta A_2+C_2A_2-E\Delta K, \qquad \text{(VII.21)}$$

где C_1 и C_2 — себестоимости нефти без обработки и с ней, руб/т; A_1, A_2 — годовая добыча без обработок и с ней; ΔA — дополнительная годовая с обработками, т; H — специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста нефти, руб/т; для десятой и одиннадцатой пятилеток $H=55$ руб/т; E — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E=0{,}15$; ΔK — дополнительные капитальные вложения.

[1] Определяются по соответствующим статьям отчетной калькуляции.

Экономический эффект определяется по каждой скважине. Экономический эффект по месторождению в целом определяется суммированием результатов по отдельным скважинам с учетом затрат на неэффективные обработки.

Дополнительная прибыль

$$\Delta П = A_2(Ц - C_2) - A_1(Ц - C_1), \qquad \text{(VII.22)}$$

где $Ц$ — оптовая цена нефти предприятия (без налога с оборота) на нефть.

Изменение эксплуатационных расходов и сводный хозрасчетный эффект

$$\Delta C = A_2(C_2 - C_1), \qquad \text{(VII.23)}$$

$$Э_х = \Delta П - E\Delta K. \qquad \text{(VII.24)}$$

Окупаемость дополнительных капитальных вложений

$$T_{ок} = \Delta K / \Delta П. \qquad \text{(VII.25)}$$

Когда теплофизическим воздействиям подвергают нагнетательные скважины, эффект от обработки рассчитывают через прирост добычи нефти, который обеспечивается увеличением приемистости нагнетательных скважин. Годовой экономический эффект определяют аналогично обработкам эксплуатационных скважин.

Для примера определим годовой экономический эффект от внедрения циклического электропрогрева скважин с установкой 1УЭС-1500 на гипотетическом месторождении в районе Урало-Поволжья со следующими условиями: средняя глубина скважин 1000 м, число скважино-обработок, приходящихся на одну установку в год, 50; продолжительность одной обработки 120 ч; годовой объем добычи нефти из скважины, не подвергнутой обработке, 1750 т, а с обработкой 2430 т; прирост добычи от обработки 680 т; стоимость установки 1УЭС-1500 23 000 руб; оптовая цена на нефть на данном предприятии (без налога с оборота) 12 руб/т; условно-постоянные расходы на одну скважину, которые определены делением суммарных условно-постоянных расходов на число действующих нефтяных скважин, 15 003 руб/скв.

Дополнительные капитальные вложения, приходящиеся на одну скважино-операцию, очевидно, составят 23 000 : 50=460 руб. (ΔK=460 руб.).

Эксплуатационные затраты на обработку и извлечение дополнительной нефти из скважины составляют:

подготовительно-заключительные работы

$$6{,}4 \cdot 16 + 9{,}6 = 112 \text{ руб.};$$

здесь 6,4 — стоимость работы бригады подземного ремонта, руб/ч; 16 — время работы бригады на скважине, ч; 9,6 — транспортные расходы, руб;

исследование скважины до обработки

$$4{,}06 \cdot 6 + 14{,}76 = 39 \text{ руб.},$$

здесь 4,06 — стоимость работы бригады по исследованию скважины, руб/ч; 6 — время работы на скважине, ч; 14,76 — вызов бригады и транспортные расходы, руб;

монтаж и демонтаж оборудования установки 1УЭС-1500

$$8 \cdot 5{,}8 + 9{,}6 = 56 \text{ руб.},$$

здесь 5,8 — стоимость работы бригады по обслуживанию установки (включая амортизацию установки), руб/ч; 8 — время работы бригады, ч; 9,6 — транспортные расходы, руб.;

затраты на электроэнергию

$$(0{,}007 \cdot 40 + 0{,}093)\,120 = 44{,}8 \text{ руб.},$$

здесь 0,007 — стоимость электроэнергии, руб/(кВт·ч); 40 кВт — общая мощность установки, которая складывается из мощности электронагревателя (25 кВт) и потерь в кабеле и наземном оборудовании (15 кВт), кВт; 0,093 —

стоимость амортизации электронагревателя (стоимость трубчатого электронагревательного элемента 67 руб., средний срок службы 720 ч), руб/ч.

Всего эксплуатационных затрат на электропрогрев по (VII.17)

$$З_1 = 112 + 39 + 56 + 44{,}8 = 251{,}8 \text{ руб.}$$

Затраты на извлечение дополнительной нефти по (VII.18)

$$З_2 = 0{,}71 \cdot 680 = 482{,}8 \text{ руб.};$$

здесь 0,71 — затраты в условно-переменных расходах, приходящиеся на 1 т нефти и зависящие от объема добычи, в том числе электроэнергия 0,14 руб/т, расходы по искусственному воздействию на пласт (электроэнергия) 0,36 руб/т, расходы по сбору и транспорту нефти и газа (электроэнергия, пар, топливо) 0,09 руб/т, расходы по технологической подготовке нефти (реагенты, электроэнергия) 0,12 руб/т; 680 — дополнительная добыча после проведения обработки, т.

Всего эксплуатационные затраты и извлечение нефти при электропрогреве

$$251{,}8 + 482{,}8 = 734{,}8 \text{ руб.}$$

Себестоимость добычи нефти на скважине без проведения обработки по (VII.19)

$$C_1 = \frac{3{,}8 \cdot 1750 + 15003}{1750} = 12{,}37 \text{ руб/т},$$

здесь 3,8 — условно-переменные расходы на 1 т нефти по калькуляции, руб/т; 1750 — годовой объем добычи нефти из скважины без обработки, т; 15 003 — условно-постоянные расходы на скважину без обработки, руб/скв.

Себестоимость добычи нефти при проведении обработки по (VII.20)

$$C_2 = \frac{3{,}8 \cdot 1850 + 15003 + 734{,}8}{2430} = 9{,}2 \text{ руб/т},$$

здесь 2430 — годовой объем добычи при проведении обработки, т.

Годовой экономический эффект определяется по (VII.21):

$$Э = 12{,}37 \cdot 1750 + 55 \cdot 680 - 9{,}2 \cdot 2430 = 36\,691 \text{ руб.}$$

Дополнительная прибыль определяется по (VII.22):

$$\Delta П = 2430(12 - 9{,}2) - 1750(12 - 12{,}37) = 6156 \text{ руб.},$$

здесь 12 — оптовая цена (без налога с оборота) на нефть на данном предприятии, руб/т.

Изменение эксплуатационных расходов и сводный хозрасчетный эффект определяются по (VII.23) и (VII.24):

$$\Delta C = 2430(12{,}37 - 9{,}2) = 7703{,}1 \text{ руб.},$$

$$Э_х = 6156 - 0{,}15 \cdot 460 = 6087 \text{ руб.}$$

Окупаемость дополнительных капитальных вложений определим по (VII.25):

$$T_{ок} = 460/6156 = 0{,}074.$$

ГЛАВА VIII

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПЛАСТОВ

На промыслах СССР нашли применение гидравлический разрыв пласта; обработки органическими и неорганическими кислотами и растворителями, а также поверхностно-активными веществами; тепловое, термохимическое и термогазохимическое воздействия; гидропескоструйные и гидромониторные обработки; дренирование пластов, а также различное сочетание методов, так называемые технологические комплексы воздействия на призабойную зону пласта.

По своему существу обработки призабойной зоны (ОПЗ) не могут не приводить к повышению производительности скважин. В то же время, как правило, эти процессы многокомпонентные, а их результативность определяется суммой факторов, зависящих от свойств объекта воздействия (пласт и скважина), достоверности диагноза и соответствия запроектированного метода и его технологии объекту. Поэтому выбор метода воздействия и технологии его осуществления должны базироваться на тщательном и многофакторном изучении причинно-следственных связей между объектом воздействия — конкретной скважиной с ее геолого-технической характеристикой и предметом воздействия — методом с его механизмом, технологией и регламентами применения.

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ

Диагностирование состояния пласта в призабойной зоне является определяющим началом выбора способа и технологии процесса повышения производительности осваиваемых и эксплуатируемых скважин. Практика показала, что достаточную информацию о минералогических физико-химических свойствах породы пласта и насыщающих его флюидах, а также о гидродинамических характеристиках пластов и скважин позволяют получить анализы породы-шлама и термогидродинамические исследования пластов и скважин.

Методика оценки свойств пласта в призабойной зоне по образцам породы[1]

Отобранные из испытуемого объекта гидропескоструйным или гидромониторным методами образцы пород (в виде шлама) в полевых и лабораторных условиях исследуют на содержание нефти, определяют минералогический состав и пористость, а также устанавливают степень загрязненности.

На основании накопленного опыта применения методики можно сделать следующие основные выводы:

шлам-порода дает достоверную информацию об остаточной нефтенасыщенности, составе породы пласта, загрязненности призабойной зоны и пористости матрицы;

получаемая информация о составе породы, ее насыщенности и привнесенной взвеси необходима и достаточна при установлении целесообразности дальнейшего освоения объекта и разработке оптимальной рецептуры применяемого реагента;

комплексный анализ породы-шлама может быть выполнен силами и средствами лабораторий разведочных, буровых и промысловых предприятий, а для определительных работ не требуется новое специальное оборудование;

породу из необсаженных пластов предпочтительно отбирать гидромониторным способом, а из обсаженных — посредством щелевого гидропескоструйного вскрытия, применяя совместимую с породой и флюидами рабочую жидкость и технологические регламенты гидропескоструйного вскрытия.

Проведение качественных и количественных определений нефтесодержания обусловливает целесообразность дальнейших работ по опробованию объекта на нефть и газ.

При достаточной нефтенасыщенности пород нефтесодержание устанавливается визуально. Если же остаточная нефтенасыщенность мала, проводят люминесцентно-битуминологический анализ. Метод люминесцентно-битуминологического анализа основан на проявлении ореолов рассеяния битуминозных веществ на породах, содержащих битум. Люминесцентно-битуминологический анализ целесообразен непосредственно в процессе вскрытия объекта гидропескоструйным методом или в лабораторных условиях.

Для исследований используются серийно выпускаемые фотометры и флюорографы.

[1] Методика разработана во ВНИИ.

Техника анализа сводится к нанесению капли нелюминесцирующего хлороформа на чистую (обеспыленную) поверхность образца породы. При наличии нефтепродукта в горной породе хлороформ растворяет его и начинает люминесцировать. В зависимости от содержания нефтепродукта меняется цвет люминесценции хлороформенного пятна. Для измерения относительной интенсивности люминесценции нефтепродуктов применяются фотометры, флюорографы.

Опытным путем установлено, что растворы с большим содержанием углеводородов характеризуются голубым и фиолетово-голубым цветами люминесценции пятна, растворы с небольшим содержанием углеводородов — желтым и желтовато-коричневым цветами. Растворы, в которых преобладают смолы и содержатся в большом количестве асфальтены, характеризуются черно-коричневой окраской люминесцентного пятна.

Остаточную нефтенасыщенность шлама предпочтительно оценивать методом экстракции спирто-бензольной смесью. Экстракция осуществляется в аппарате Сокслета. После экстракции замеряется объем бензольной смеси и определяется оптическая плотность этого раствора с помощью электрофотоколориметра.

Концентрация нефти в растворе определяется по заранее построенной калибровочной кривой, и рассчитывается нефтенасыщенность во взятой навеске шлама. Для построения калибровочной кривой берут навеску нефти 5—7 г и растворяют в 100 мл спирто-бензольной смеси. Из полученного раствора приготавливают пять-шесть растворов с известными концентрациями и замеряют их оптическую плотность. По полученным данным строят кривую зависимости оптической плотности от концентрации нефти в растворе. Так как оптическая плотность нефтяных растворов зависит от химического состава асфальтенов, а асфальтены нефтей разных месторождений отличаются друг от друга по составу, то калибровочная кривая строится по нефти того же месторождения и желательно того же горизонта, с которого отобрана порода-шлам.

Остаточная нефтенасыщенность (в %)

$$A_н = \frac{P_н \rho_н \cdot 100}{P_п \rho_п m}, \qquad \text{(VIII.1)}$$

где $A_н$ — остаточная нефтенасыщенность, %; $P_п$, $P_н$ — масса соответственно породы и нефти, содержащейся в экстракте, г; $\rho_п$, $\rho_н$ — плотность соответственно породы и нефти, г/см³; m — пористость породы, доли единицы.

При изучении минералогического состава и загрязненности коллектора проводится микроскопическое исследование шлама, которое позволяет установить наличие и характер загрязнения в призабойной зоне скважины и минералогический состав породы.

Доставленный в лабораторию шлам разделяют на породу и загрязнение, которые анализируют раздельно.

Кусочек породы (шлама) раскалывают и готовят препараты порошка из центральной части кусочка, а также из снятого с его поверхности покрытия. По общим препаратам путем иммерсионного анализа и методом окрашивания органическими красителями изучают минералогические составы загрязнения и породы.

По составу загрязнения и породы определяют требования к рабочему реагенту и разрабатывают его рецептуру.

Пористость пород определяет потребные объемы рабочих жидкостей при химическом воздействии. Значения открытой и полной пористости также определяют по образцам породы-шлама.

Методика оценки фильтрационных сопротивлений в системе пласт — скважина и типа дренируемого коллектора

Сущность методики[1] заключается в анализе процесса восстановления давления в скважине посредством построения и обработки основной и раз-

[1] Методика разработана на основе экспериментальных и аналитических исследований Н. П. Лебединца, Р. Минчевой и П. Полларда.

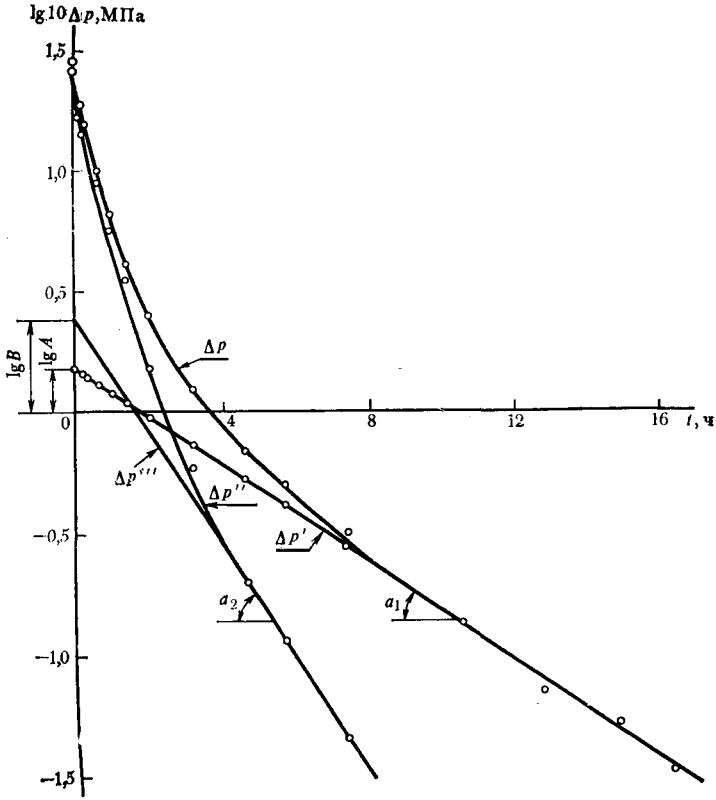


Рис. VIII.1. Графики восстановления давления скважины:
$\Delta p - t$ — основная кривая; $\Delta p' - t$ — экстраполированная прямая; $\Delta p'' - t$ — разностная кривая; $\Delta p''' - t$ — экстраполированная прямая конечного участка разностного графика

ностной кривых, характеризующих процесс фильтрации во взаимосвязанной неоднородной системе — призабойная зона, трещины и поры.

Основная кривая восстановления давления строится в координатах $\lg \Delta p - t$, где $\lg \Delta p$ — логарифм величины приращения давления, МПа; t — текущее время восстановления давления, ч.

Для построения основной и разностной кривых замеренные и вычисленные при расшифровке бланка скважинного манометра данные исследования сводятся в таблицу исходных данных, куда вносятся значения перепадов давления и их логарифмы, соответствующие произвольно выбранным промежуткам времени $t_1, t_2, \ldots, t_n$.

По значению логарифмов перепада давления в координатах $\lg \Delta p - t$ строится основная кривая восстановления давления (рис. VIII.1).

Экстраполируя прямолинейный участок основной кривой восстановления давления до оси ординат, находят значения логарифмов перепада давления ($\lg \Delta p'$, $\lg \Delta p''$ и т. д.), соответствующие точкам t_1, t_2 и т. д. основной кривой.

По разности абсолютных значений давлений, соответствующих точкам t_1, t_2 и т. д., на основной кривой и экстраполированной прямой определяют зна-

чение логарифмов перепада давления — $\lg \Delta p''_1$, $\lg \Delta p''_2$ и т. д., по которым в тех же координатах $\lg \Delta p — t$ строится разностная кривая $\Delta p''$.

Для обработки кривой восстановления давления используют уравнение, которое в общем виде для сложной фильтрационной системы выражается многочленом вида:

$$(p_0 - p_t) = Ae^{-a_1 t} + Be^{-a_2 t} + Ce^{-a_3 t} + \ldots + Ke^{-a_n t} + (p_0 - p_c - A - B - C - \ldots - K)e^{a_m t}. \quad \text{(VIII.2)}$$

Если фильтрационная система представляет три взаимосвязанные неоднородности (например, трещины, поры и призабойная зона), то уравнение (VIII.2) принимает вид трехчлена:

$$(p_0 - p_t) = Ae^{-a_1 t} + Be^{-a_2 t} + (p_0 - p_c - A - B)e^{-a_3 t}, \quad \text{(VIII.3)}$$

где p_0 — установившееся давление после закрытия скважины; p_c — давление на забое работающей скважины; p_t — забойное давление в момент t после остановки скважины; A, B, a_1, a_2, a_3 — постоянные коэффициенты при условии $p_{пл} > p_н$.

Применительно к эксплуатации залежи с пористо-трещиноватым коллектором несовершенно законченной скважиной члены уравнения (VIII.3) представляют собой:

$Ae^{-a_1 t}$ — разность между установившимся пластовым давлением и давлением в трещинах; потери давления, обусловленные перетоком жидкости из пористых блоков в трещины;

$Be^{-a_2 t}$ — потери давления при движении жидкости в трещинах до окрестности скважин;

$(p_0 - p_c - A - B)e^{-a_3 t}$ — потери давления при фильтрации жидкости в призабойной зоне (скин-эффект; эффект несовершенства заканчивания).

Значения коэффициентов, входящих в уравнение (VIII.3), определяются графоаналитическим способом:

A численно равно абсолютному значению ординаты, отсекаемой следом прямолинейного участка основной кривой в начале координат;

B численно равно абсолютному значению ординаты, отсекаемой следом прямолинейного участка разностей кривой в начале координат;

a_1 численно равно уклону конечного участка основной кривой:

$$a_1 = \frac{\lg 10\Delta p'_n - \lg 10\Delta p'_{n+1}}{t_{n+1} - t_n}, \quad \text{(VIII.4)}$$

где $\lg 10\Delta p'_n$ и $\lg 10\Delta p'_{n+1}$ — ординаты двух произвольно выбранных точек на следе конечного участка основной кривой; t_{n+1} и t_n — абсциссы выбранных точек;

a_2 численно равен уклону конечного участка разностной кривой и определяется из соотношения

$$a_2 = \frac{\lg 10\Delta p''_n - \lg 10\Delta p''_{n+1}}{t_{n+1} - t_n}, \quad \text{(VIII.5)}$$

где $\lg 10\Delta p''_n$ и $\lg 10\Delta p''_{n+1}$ — ординаты точек на следе конечного участка разностной кривой; t_{n+1} и t_n — абсциссы выбранных точек;

a_3 определяется аналитически из уравнения (VIII.3).

Коэффициенты a_1, a_2 и a_3 в уравнении (VIII.3), характеризующем всю систему, связаны между собой зависимостью $a_1 \leqslant a_2 \leqslant a_3$, т. е. в каждом звене системы давление восстанавливается в течение своего промежутка времени, а поэтому по мере восстановления давления в призабойной зоне урав-

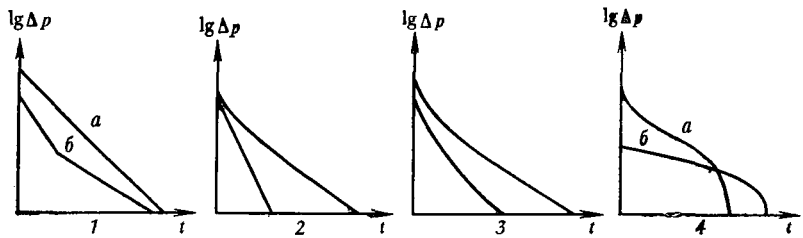


Рис. VIII.2. Типовые конфигурации графиков восстановления давления в зависимости от типа дренируемого коллектора:

1 — однородно-трещиноватый (*а*) и неоднородно-трещиноватый (*б*); *2* — трещиновато-пористый или трещиноватый при наличии скин-эффекта; *3* — трещиновато-пористый со скин-эффектом в призабойной зоне; *4* — трещиноватый со скин-эффектом (*а*) и без скин-эффекта (*б*)

нение (VIII.3) превратится в двучлен $(p_0 - p_t) = Ae^{-at} + Be^{-a_1 t}$, характеризующий восстановление давления в системе трещин и пор, а затем в одночлен $(p_0 - p_t) = Ae^{-a_1 t}$, характеризующий фильтрацию в порах.

На этом основывается определение составляющих потерь в звеньях системы, для чего в (VIII.3) подставляют замеренные и вычисленные величины, а затем определяется численное значение каждого члена.

Значение скин-эффекта, выражающего потери перепада давления на преодоление сопротивлений в призабойной зоне и определяемое третьим членом выражения (VIII.3), может быть положительным и отрицательным. Положительное значение скин-эффекта характеризует загрязненность призабойной зоны, а отрицательное — улучшение фильтрационных характеристик в призабойной зоне по сравнению с удаленной.

Тип коллектора по данной методике определяется по конфигурациям кривых восстановления давления в системе координат $\lg \Delta p — t$ (рис. VIII.2).

Так, для однородного коллектора характерна конфигурация кривой в виде ниспадающей к оси абсцисс линии (см. рис. VIII.2, график *1*, кривая *а*). При карбонатных пластах такая конфигурация кривой соответствует дренажу однородного трещиноватого коллектора без дополнительных сопротивлений в призабойной зоне. Для неоднородного трещиноватого пласта кривые восстановления давления могут представлять собой две и более прямых пересекающихся линий (см. рис. VIII.2, график *1*, кривая *б*).

При дренировании трещиноватого коллектора несовершенно законченной скважиной основная кривая вогнута к оси абсцисс и искривлена в начальном участке. При этом разностная линия прямолинейна (см. рис. VIII.2; график *2*).

Однако необходимо учитывать, что такая конфигурация характерна и для дренирования совершенной скважиной трещиновато-пористого коллектора. Поэтому для распознавания типа коллектора анализируются хотя бы две последовательно снятые (интервал снятия КВД не менее 30 дней) кривые восстановления давления, по которым строится график (рис. VIII.3). На этом графике по оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат — отношение потерь давления на преодоление сопротивлений в призабойной зоне к суммарным затратам давления. Признак наличия скин-эффекта — уменьшение отношения во времени, поскольку по мере дренирования призабойная зона очищается от загрязнений. Если же искривление начального участка основной кривой обусловлено затратами энергии на движение жидкости в порах, удельный вес потерь давления в призабойной зоне будет постоянным.

При дренировании трещиновато-пористого коллектора конфигурация кривых восстановления давления имеет вид, приведенный на рис. VIII.2, график *3*. О наличии скин-эффекта свидетельствует криволинейность начальных участков основной и разностной кривых восстановления давления.

Процесс восстановления давления при фильтрации жидкости в пористо-трещиноватом коллекторе характеризуется кривыми, приведенными на рис. VIII.2, график *4*. Движение жидкости в пластовой системе при значительных фильтрационных сопротивлениях в призабойной зоне характеризуется кривой *а* и при незначительных или отсутствии таковых — кривой *б*.

Описанная методика изучения процесса фильтрации в системе пласт — скважина по графикам восстановления давления, построенным в разностных координатах, позволяет качественно оценить совершенство заканчивания скважин и получить необходимую информацию о дренируемой системе пласта, необходимую для прогнозирования методов и технологических параметров воздействия на призабойную зону при освоении и повышении продуктивности скважин.

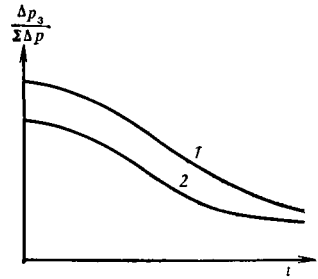


Рис. VIII.3. График изменения отношения потерь давления на преодоление сопротивлений в призабойной зоне (скин-эффект) к суммарным потерям давления по последовательно проведенным исследованиям методом восстановления давления:

1 — предшествующее исследование; *2* — последнее исследование

Пример. Продуктивные отложения при бурении вскрывались долотом 222 мм и обсажены 146-мм зацементированной эксплуатационной колонной. Толщина продуктивных отложений 20 м. Пласт представлен карбонатными породами и вскрыт кумулятивной перфорацией с плотностью 10 отв/м. Скважина работает с установившимся дебитом нефти $Q=274$ т/сут. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu=5{,}64$ мПа·с, плотность ее в поверхностных условиях $\rho_{пов}=0{,}88$ г/см^3, коэффициент объемного расширения нефти $b=1{,}25$, коэффициент упругости пласта $\beta^*=1{,}39\cdot10^{-4}$ МПа$^{-1}$, пластовое давление $p_{пл}=24{,}32$ МПа. Данные расшифровки и обработки бланка скважинного манометра приводятся в табл. VIII.1.

По исходным данным построены основная и разностная кривые (см. рис. VIII.1).

Затем графически определяются значения коэффициентов A, B, a_1, a_2 (см. рис. VIII.1) следующим образом.

Экстраполяцией прямолинейных участков основной Δp и разностной $\Delta p''$ кривых восстановления давления находят и определяют A и B:
$\lg A=0{,}18$, $A=1{,}515$; $\lg B=0{,}38$, $B=2{,}4$.

По наклону прямолинейных участков кривых Δp и $\Delta p''$ определяют коэффициенты a_1, a_2:

$$a_1=\frac{0{,}18-0{,}08}{1}=0{,}1;$$

$$a_2=\frac{0{,}38}{1{,}6}=0{,}238.$$

Подстановкой значений в уравнение (VIII.3) и решением тождества определяют отдельные составляющие суммарных потерь давления при фильтрации жидкости из пласта в скважину, которые для настоящего примера составляют:

потери давления, обусловленные перетоком жидкости из блоков в трещины,

$$Ae^{-a_1t}=1{,}515e^{-0{,}1\cdot1}=0{,}138 \text{ МПа};$$

потери давления на движение жидкости в трещинах до окрестностей скважины

$$Be^{-a_2t}=2{,}4e^{-0{,}238}=0{,}188 \text{ МПа}.$$

ТАБЛИЦА VIII.1. ТАБЛИЦА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КВД В КООРДИНАТАХ $\lg \Delta p - t$ И ОЦЕНКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИНЫ ПЛАСТА И ТИПА ДРЕНИРУЕМОГО КОЛЛЕКТОРА

Время с момента остановки скважины		Текущее забойное давление $p_з$, МПа	Приращение перепада давления (Δp_c) на период времени t, МПа	Перепад давления $\Delta p = p_п - p$, МПа	Логарифм перепада давления $\lg 10\Delta p$	Перепад давления на экстраполированной линии, соответствующий моменту времени на основной кривой, МПа		Разность перепада давления $\Delta p'' = \Delta p - \Delta p'$, МПа	Логарифм разности перепада давления $\lg 10\Delta p''$
с	ч					$\lg 10\Delta p'$	$\Delta p'$		
0	0	21,51	0	2,8	1,456	0,18	0,153	2,653	1,423
700	0,193	23,32	0,81	1,99	1,298	0,16	0,145	1,841	1,265
1200	0,334	22,7	1,22	1,58	1,2	0,14	0,138	1,447	1,162
2400	0,668	23,30	1,79	1,01	1,006	0,11	0,128	0,888	0,952
3600	1,0	23,64	2,12	0,67	0,827	0,075	0,119	0,553	0,743
5312	1,394	23,91	2,40	0,41	0,608	0,03	0,107	0,299	0,549
7700	2,14	24,07	2,56	0,25	0,399	—0,02	0,096	0,154	0,188
11502	3,23	24,19	2,68	0,13	0,11	—0,15	0,071	0,058	—0,223
16549	4,6	24,25	2,74	0,07	—0,156	—0,29	0,051	0,019	—0,722
20533	5,72	24,27	2,76	0,05	—0,3	—0,40	0,0397	0,0103	—0,94
26628	7,4	24,29	2,77	0,032	—0,496	—0,57	0,027	0,005	—1,401
38036	10,55	24,31	2,79	0,013	—0,886	—0,886	0,013	0,000	0,00
46004	12,8	24,31	2,80	0,010	—1,156	—	—	—	—
53428	14,85	24,31	2,80	0,005	—1,302	—	—	—	—
58740	16,3	24,32	2,80	0,003	—1,520	—	—	—	—
61396	17	24,32	2,80	0,00	0,0	—	—	—	—

Затем определяют коэффициент a_3:

$$243{,}2 - 236{,}38 = 1{,}38 + 1{,}88\,(243{,}2 - 215{,}14 - 1{,}515 - 2{,}4)\,e^{-a_3 t};$$

$$16{,}82 = 1{,}38 + 1{,}88 + 24{,}145 e^{-a_3 t};$$

$$a_3 = 0{,}572.$$

Тогда потери давления на фильтрацию жидкости в призабойной зоне

$$(p_0 - p_t - A - B)\,e^{-a_3 t} = (24{,}32 - 215{,}14 - 1{,}515 - 2{,}4)\,e^{-0{,}5\,2} = 1{,}356 \text{ МПа}.$$

Изучение результатов исследования позволяет заключить, что скважиной дренируется трещиновато-пористый коллектор, кроме того, она нуждается в обработке призабойной зоны, так как потери давления при фильтрации жидкости из блоков в трещины составляют 9,4%, в трещинах — 10,2%, а в призабойной зоне — 80,4%.

Оценка фильтрационных параметров пласта и совершенства заканчивания скважин

Методика [1] основана на анализе гидродинамических показателей, полученных по начальному и конечному участкам кривой восстановления давления, с целью получения следующих диагностических признаков, характеризующих скважину и дренируемую ей зону пласта, по которым определяют целесообразность обработок, глубину воздействия по простиранию пласта, способ и технологию воздействия:

гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность пласта в призабойной и удаленной зонах;

радиусы измененной (ухудшенной или улучшенной) проницаемости, дренирования и приведенной для скважины;

фильтрационные сопротивления в призабойной зоне, гидродинамическое совершенство и скин-эффект скважины;

коэффициент продуктивности и коэффициент недоиспользования потенциала производительности скважины, обусловленный зональной неоднородностью призабойной зоны пласта.

Качество заканчивания скважин оценивается потерями давления на фильтрацию жидкости в призабойной зоне пласта, приведенным радиусом, величинами скин-эффекта и коэффициентом совершенства скважины. При положительном значении скин-эффекта и значительном (свыше 50%) перепаде давления, обусловленном дополнительными сопротивлениями при фильтрации жидкости в призабойной зоне, скважину включают в число первоочередных для проведения работ по повышению ее продуктивности.

При выборе скважин для воздействия на призабойную зону пласта учитывают главным образом прогнозные показатели добывной возможности

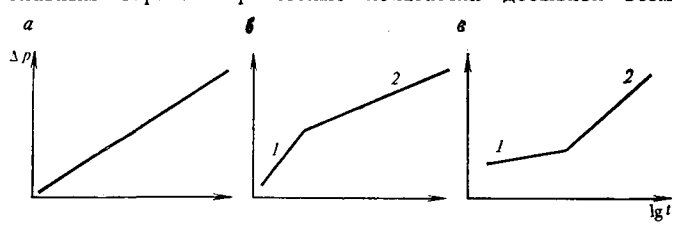


Рис. VIII.4. Типовые графики восстановления давления в системе координат Δp—lg t:

а — дренируемая система однородна; *б* — проницаемость пласта в призабойной зоне (участок *1*) меньше, чем в удаленной (участок *2*); *в* — проницаемость пласта в призабойной (участок *1*) зоне больше, чем в удаленной (участок *2*)

[1] В ее основу положены теоретические разработки Ю. П. Желтова, В. Н. Щелкачева, В. Н. Кузьмина, В. Н. Васильевского и др.

скважины при условии восстановления или улучшения проницаемости пласта в призабойной зоне. В зависимости от потенциальной возможности увеличения производительности скважин планируют очередность их обработок и прирашение добычи нефти.

Скважины, имеющие коэффициент продуктивности ниже окружающих ее, включают в первую очередь для проведения работ по воздействию на призабойную зону.

Признаками необходимости обработок скважин являются также гидродинамическое совершенство вскрытия продуктивных пластов и степень охвата пластов отбором или закачкой, оцениваемая по данным исследования скважины измерителями потока или методом термометрирования. В тех случаях, когда коэффициент гидродинамического совершенства скважины меньше 0,5, а продуктивные пропластки не все охвачены отбором или закачкой, или же когда коэффициент охвата монолитного пласта менее 0,5, скважину включают в план первоочередных, а технологическую схему воздействия планируют поинтервальной.

В зависимости от проницаемости пласта в призабойной и удаленной зо нах кривые восстановления давления в системе координат Δp—$\lg t$ имею› три основные конфигурации (рис. VIII.4).

Первая из них, характеризующая однородную проницаемость по простиранию пласта, представляет прямую (рис. VIII.4,*а*). Вторая, характеризующа› ухудшенную проницаемость пласта в призабойной зоне (рис. VIII.4,*б*),— пересекающиеся прямые с большим уклоном начального участки.

Третья, характеризующая ухудшение проницаемости пласта по его простиранию (рис. VIII.4,*в*), имеет более пологий начальный участок.

При выборе скважин для внутрипластового воздействия на призабойную зону пласта в первую очередь следует выбирать те, конфигурация графиков восстановления давления у которых имеет вид пересекающихся прямых с крутым начальным участком (рис. VIII.4,*б*), поскольку повышение продуктивности скважины может быть многократным.

Во вторую очередь для воздействия на призабойную зону следует включать скважины, у которых графики восстановления давления имеют вид прямой (см. рис. VIII.4,*а*). При данной конфигурации продуктивность скважин вследствие улучшения проницаемости пласта в призабойной зоне может быть увеличена до 1,5 раза.

На третью очередь остаются скважины, у которых графики восстановления давления имеют пологий начальный участок (см. рис. VIII.4,*в*). Поэтому результат будет достигнут при условии, что радиус воздействия достигнет зоны ухудшенной проницаемости пласта.

Диагностирование целесообразности воздействия на призабойную зону методом математической фильтрации шумов

Необходимость воздействия на призабойную зону пласта обусловлена тенденцией снижения коэффициента продуктивности скважины во времени. Однако данные гидродинамических исследований скважин не всегда имеются.

С достаточной достоверностью оценивать текущую продуктивность и прогнозировать его последующее изменение и тем самым компенсировать недостаток прямой информации возможно методом математической фильтрации шумов для обработки кривых изменения во времени пластового и забойного давлений, а также дебита скважины.

Сущность метода[1] заключается в том, что с помощью специальных математических операций удается выделить неискаженный помехами сигнал (отфильтровать его). Таким сигналом служит коэффициент продуктивности. В результате неточных замеров, отсутствия достаточного количества данных для его определения, не вполне установившегося режима работы скважины и т. д. истинное значение этого коэффициента K в каждой отдельной точке определения искажено.

[1] Предложено Н. В. Крикуновым и др.

При решении задачи выделение истинного сигнала осуществляется численным интегрированием

$$K_{\Phi} = \sum_{j=1}^{n} K^*_j \alpha_j \Delta t, \qquad \text{(VIII.6)}$$

где K_{Φ} — значение продуктивности в конце рассматриваемого промежутка времени t; K^*_j — неотфильтрованные значения коэффициента продуктивности, вычисленные или определенные графически в середине каждого Δt;

$$\alpha_j = \frac{4}{t} - \frac{6}{t^2} t_j, \qquad \text{(VIII.7)}$$

α_j — весовая функция; t — рассматриваемый промежуток времени, называемый интервалом памяти; Δt — единица измерения интервала памяти, равная одному промежутку времени из числа n, на которое разбивается весь интервал памяти t, т. е. $\Delta t = t/n$.

Для удобства вычислений обычно принимают $n=5$ и, следовательно, интервал памяти делят на пять равных частей; t_j — точки, в которых вычисляется весовая функция (j изменяется от 1 до n);

$$t_j = \left(n - j + \frac{1}{2}\right) \Delta t. \qquad \text{(VIII.8)}$$

Следовательно, при $n=5$ t_j принимает последовательно следующие значения: $4{,}5\Delta t$; $3{,}5\Delta t$; $2{,}5\Delta t$; $1{,}5\Delta t$ и $0{,}5\Delta t$.

Применение этого метода диагностики иллюстрируется на нескольких примерах вычисления коэффициента продуктивности по данным истории эксплуатации скважин на одном из нефтяных месторождений.

Исходные данные по этой скважине приводятся в первых четырех графах табл. VIII.2.

ТАБЛИЦА VIII.2. РЕЗУЛЬТАТЫ НАБЛЮДЕНИЙ

Месяц	Добыча нефти за месяц, т	Число дней эксплуатации	Депрессия, Δp_j, МПа	Среднесуточный дебит Q_1, т/сут	K^*_j, т/(сут·МПа)	α_j, 1/мес	K_{Φ}, т/(сут·МПа)
I	1998	30	1,0	67	67	—0,28	—18,8
II	3208	30	1,7	107	63	—0,04	—2,5
III	3275	31	1,7	106	62	0,2	12,4
IV	3184	29	1,5	110	73	0,44	32,1
V	3197	31	1,8	103	57	0,68	38,8

Депрессия Δp_j определяется на середину каждого месяца по кривым изменения пластового и забойного давления, построенным по имеющимся данным точечных замеров этих величин. Среднесуточные дебиты Q_1 находятся делением добычи нефти за месяц на соответствующее число дней эксплуатации.

Величины K^*_j находятся делением среднесуточного дебита Q_j на соответствующую ему депрессию Δp_j; $K^*_j = Q_j/\Delta p_j$. Значения весовых функций α_j вычисляются по формуле (VIII.7).

В рассматриваемом примере интервал памяти $t=5$ мес и, следовательно, $n=5$, а $\Delta t=1$ мес.

ТАБЛИЦА VIII.3

Дата исследования	Q_j, т/сут	Δp_j МПа	K_j, т/(сут·МПа)	K^*_j, т/(сут·МПа)	α_j, 1/мес	α_{n+1-j}, 1/мес	$K^*_j\alpha_j$	$K^*_j\alpha_{n+1-j}$
12/IX	64	0,7	91	95,0	—0,28	0,68	—26,6	64,6
5/X	51	0,5	102	98,0	—0,04	0,44	—03,9	43,1
16/XI	64	1,0	64	79,0	0,2	0,2	15,8	15,8
8/XII	56	0,8	70	65,0	0,44	—0,04	28,6	—02,6
16/XII	101	1,7	59	67,0	—0,68	—0,28	45,6	—18,8

Проведем указанные вычисления для I месяца:

Q_1=1998/30=67 т/сут,
K^*_1=67/1,0=67 т/сут МПа,
α_1=4/5—6/25·4,5=—0,28 1/мес,
$K^*_1\alpha_1\Delta t$=67,0(—0,28)1=—18,8 т/сут·МПа.

Аналогично вычисляются остальные параметры для II—V месяцев, приведенные в табл. VIII.2

Коэффициент продуктивности K_Φ определяем по формуле VIII.6 алгебраическим суммированием:

K_Φ=—18,8—2,5+12,4+32,1+38,8=62,0 т/(сут·МПа).

Рассмотрим второй пример, когда имеются данные замеров установившихся дебитов Q_j и соответствующих забойных давлений (табл. VIII.3). Депрессию определяют с учетом графика изменения пластового давления.

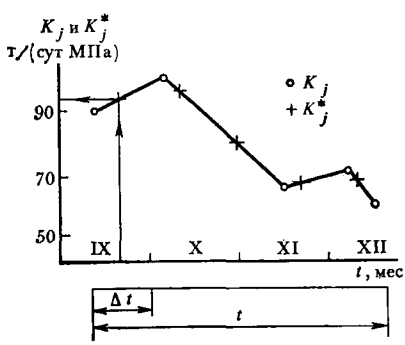


Рис. VIII.5. Изменение коэффициента продуктивности скважины во времени

Вычисляются K_j=$Q_j/\Delta p_j$ и строят график изменения K_j во времени (рис. VIII.5), по которому определяются K^*_j. Для этого выбирают интервал памяти T таким образом, чтобы по возможности все значения параметра K_j учитывались при графическом определении K^*_j. Далее выбранный интервал памяти T делится на пять равных частей Δt. Восставив перпендикуляр из середины каждого Δt до пересечения с кривой изменения K_j во времени, получим значения K^*_j. Дальнейший порядок расчета коэффициента продуктивности, характерного для конца рассматриваемого промежутка времени t, такой же, как и в первом примере.

Очевидно, что можно определить и коэффициент продуктивности K'_Φ, характерный для начала рассматриваемого промежутка времени. Тогда формула (VIII.6) будет иметь следующий вид:

$$K'_\Phi = \sum_{j=1}^{n} K^*j \cdot \alpha_{n+1-j} \cdot \Delta t. \qquad \text{(VIII.9)}$$

Если значения K_Φ и K'_Φ достаточно отличаются друг от друга, то осредненный коэффициент изменения продуктивности во времени Δ,

$$\Delta = \frac{K'_\Phi - K_\Phi}{t}. \qquad \text{(VIII.10)}$$

Пример числового расчета коэффициентов продуктивности K_Φ и K'_Φ согласно изложенной методике по данным истории эксплуатации реальной скважины приведен на рис. VIII.5 и в табл. VIII.3.

Суммируем пять значений предпоследней графы и получаем коэффициент продуктивности для конца XII месяца:

$K_\Phi = -26{,}6 - 3{,}9 + 15{,}8 + 28{,}6 + 45{,}6 \cong 60$ т/(сут·МПа).

Просуммировав соответствующие значения последней графы, получим коэффициент продуктивности, характерный для начала IX месяца:

$K'_\Phi = 102$ т/(сут·МПа).

Весь рассматриваемый период охватывал четыре месяца. Следовательно,

$\Delta = (102 - 60) \simeq 10$ т/(сут·МПа·мес).

Приведенные примеры свидетельствуют, что метод математической фильтрации позволяет диагностировать изменение продуктивности скважины действующего фонда во времени, а следовательно, и прогнозировать процессы воздействия на призабойную зону в них, предварительно установив вероятную причину снижения продуктивности скважины.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Гидропескоструйное вскрытие чаще всего используется в условиях, когда кумулятивное или пулевое перфорирование не дает должного результата. При такой перфорации диаметры отверстий в колонне равны 12—20 мм; глубина каналов в 2,5—4 раза больше, чем при кумулятивной перфорации, и достигает 500 мм, а площадь фильтрации канала выше в 20—30 раз.

Следует учитывать еще одно преимущество гидропескоструйного перфорирования пластов — получение материнской породы из вскрываемого пласта в виде шлама, содержащего остатки полезного ископаемого. Причем этот «сопутствующий» эффект иногда оказывается решающим и единственным источником надежной информации о пласте.

Эффективность гидропескоструйного разрушения определяется энергией струи, которую принято характеризовать перепадом давления в насадках, гидравлической характеристикой, формируемой в насадке струи, и содержанием в ней абразива.

Гидропескоструйное воздействие включает:

спуск и точную установку перфоратора на колонне НКТ или бурильных труб на заданной глубине;

привязку места установки перфоратора по пласту-реперу;

обвязку наземного оборудования со скважиной;

опрессовку системы манифольдов и труб на 1,5-кратное рабочее давление;

вымыв опрессовочного клапана и оценку потерь давления на трение посредством промывки скважины при режиме перфорации;

спуск клапана перфоратора и выход на рабочий гидравлический режим обработки без подачи в поток абразива;

собственно гидропескоструйное воздействие;

переход в вышележащий интервал обработки.

При проектировании этого процесса прежде всего определяют допустимое устьевое давление, которое обусловлено технической возможностью насосного агрегата или прочностной характеристикой труб из соотношения

$$p_{д\,у} = \frac{p_{стр} - Hq_т}{KF_т}; \qquad \text{(VIII.11)}$$

где $p_{д\,у}$ — допустимое устьевое давление, МПа; $p_{стр}$ — страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н; H — глубина подвески, м; $q_т$ — вес 1 м труб, Н; $F_т$ — площадь поперечного сечения труб, м^2; K — коэффициент безопасности.

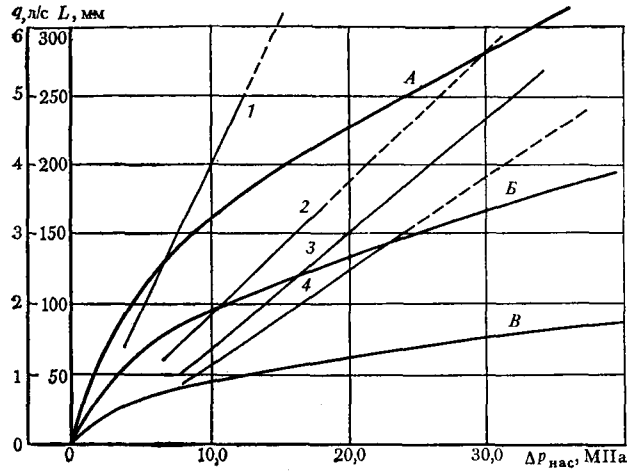


Рис. VIII.6. Характеристические кривые насадок гидропескоструйного перфоратора:

А, Б, В—зависимость перепада давления в насадке от темпа прокачки жидкости для насадок диаметрами соответственно 6,0; 4,5 и 3 мм; *1* — глубина выработки *L* в модели пласта при щелевом вскрытии насадкой диаметром 4,5 мм; *2—4* — глубина выработки в модели пласта при точечном вскрытии насадками диаметром соответственно 6; 4,5 и 3 мм

Страгивающую нагрузку для резьбового соединения трубы определяют по ее паспортным данным или по формуле Яковлева

$$p_{\text{стр}} = \frac{\pi b_2 D_2 \sigma}{1 + \frac{D}{2l}\operatorname{ctg}(\beta + \varphi)}, \qquad \text{(VIII.12)}$$

где $p_{стр}$ — страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н; D_2 — средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, м; b_2— толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, м; σ — предел пропорциональности материала труб, Н/м; l— длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), м; β— угол между направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы, градус; φ — угол трения, φ=18°.

Определив по формуле (VIII.11) или по паспортным данным допустимое устьевое давление, подбирают перепад давления в насадке и оценивают потери давления в системе.

Перепад давления в насадках и потери давления на трение подбирают по графикам (рис. VIII.6 и VIII.7), причем необходимо обеспечить максимальный перепад давления в насадках при минимально возможных потерях давления в трубах и затрубном пространстве. Для этого, зная диаметр насадки и задавшись расходом жидкости через нее, по графикам (см. рис. VIII.6) определяют перепад давления.

Далее по суммарному расходу жидкости, равному произведению числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, по графику (см. рис. VIII.7) определяют потери давления при прокачке жидкости в трубах и межтрубном пространстве.

Сумма потерь и перепада давления должна быть равна или несколько меньше допустимого устьевого давления. При выборе перепада давления

в насадках следует иметь в виду, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение металлической колонны, цементного камня и породы, а поэтому не должен быть менее 10—12 МПа для 6-мм насадок и 18—20 МПа для насадок диаметром 4,5 и 3,0 мм.

С увеличением прочности пород (при $\sigma_{сж} > 25$—30 МПа) нижний предел перепада давления в насадках целесообразно увеличивать, доводя его соответственно до 18—20 МПа для насадок с условным диаметром 6 мм и 25—30 МПа для насадок диаметром 4,5 мм.

При выборе перепада давления и расхода жидкости через насадку следует также учитывать, что с забоя на дневную поверхность транспортируются песок и шлам, а поэтому суммарный расход жидкости через одновременно работающие насадки должен обеспечивать скорость восходящего потока в межтрубном пространстве не менее 0,5 м/с.

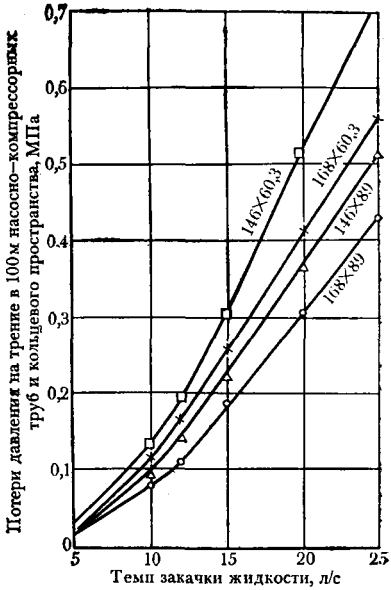


Рис. VIII.7. Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаных смесей по данным замеров в скважинах.

Цифры на кривых обозначают диаметры обсадных труб и НКТ в мм

Глубина гидропескоструйного воздействия в обсаженной трубой скважине зависит от площади образуемой в трубе прорези. Так как при гидропескоструйном воздействии отработанная жидкость с песком и шламом выходит через создаваемый канал в ствол скважины, то встречный поток оказывает сопротивление рабочей струе, т. е. гасит ее. Поэтому для повышения глубины воздействия предпочтительно в обсадной трубе делать прорезь бо́льшего сечения, чем сечение насадки, или перемещать насадку в вертикальном или горизонтальном направлениях и тем самым устранять гашение рабочей струи. Экспериментально установлено, что для насадок диаметром 4,5 и 6 мм эффект гашения струи снижается практически полностью при площади прореза в трубе в 70÷100 раз больше площади насадки, т. е. при длине щели в обсадной трубе 100—120 мм.

Глубина гидропескоструйной выработки в преграде от продолжительности воздействия струй определяется сложной экспоненциальной зависимостью, но для практических целей с достаточной точностью экспериментально определены оптимальные продолжительности воздействия для точечного и щелевого вскрытия, которые соответственно составляют:

15—20 мин для точечного (без смещения насадки) вскрытия одного интервала;

2—3 мин на каждый сантиметр длины щели для щелевого вскрытия.

Основной материал при гидропескоструйных обработках — рабочая жидкость и песок.

Рабочие жидкости при гидропескоструйных обработках подбирают с учетом физико-химических свойств пластов и насыщающих породу жидкостей, а также видов работ, проводимых в скважинах (дегазированная нефть, растворы соляной кислоты и ПАВ, техническая вода и др.).

При выборе рабочей жидкости необходимо учитывать следующее:

а) жидкость не должна ухудшать коллекторские свойства пласта;

б) вскрытие и обработка пластов не должны сопровождаться неконтроли-

руемыми выбросами нефти или газа, приводящими к открытому фонтанированию;

в) жидкость не должна быть дефицитной и дорогой.

Для глушения скважин в процессе их подготовки к перфорации (при наличии вскрытых продуктивных горизонтов) также должны использоваться жидкости, не снижающие фильтрационную характеристику призабойной зоны и не вызывающие набухание глин.

Объем рабочей жидкости для проведения процесса должен составлять:

а) 1,3—1,5 объема скважины при работе по закольцованной схеме,

б) при работе со сбросом жидкости

$$\Sigma V = 10^{-3} g_{\text{н}} n t N, \qquad \text{(VIII.13)}$$

где ΣV — потребное количество рабочей жидкости, м^3; $g_{\text{н}}$ — расход жидкости на одну насадку, л/с; n — число насадок; t — продолжительность вскрытия одного интервала, с; N — число интервалов.

В качестве абразива при гидропескоструйном методе применяют песок с размером зерен от 0,2 до 2 мм и с преимущественным (более 50%) содержанием кварца.

Потребное количество песка составит:

при работе со сбросом отработанного песка

$$G = 10^{-3} V k = 10^{-6} g_{\text{н}} n t N, \qquad \text{(VIII.14)}$$

где G — потребное количество песка, т; ΣV — объем жидкости, м^3; k — концентрация песка, г/л;

при работе по закольцованной схеме

$$G = 10^{-3} V_{\text{скв}} k + 10^{-6} g n \left(T - \frac{V_{\text{скв}}}{10^{-3} g n} \right) k_1, \qquad \text{(VIII.15)}$$

где $V_{\text{скв}}$ — объем скважины, м^3; k_1 — концентрация песка, добавляемого в выходящую пульпу, г/л; T — суммарное время вскрытия, с.

Необходимое для пескоструйных обработок оборудование включает подземное, обеспечивающее создание и нужное направление высоконапорных струй, разрушающих преграду, а также наземное, служащее для приготовления песчано-жидкостной смеси и закачки ее к перфоратору.

Гидропескоструйная обработка осуществляется с помощью специальных устройств — гидроперфораторов, позволяющих направлять песчано-жидкостные смеси в преграду через насадки из специальных абразивоустойчивых материалов.

Промышленность выпускает три типоразмера насадок с внутренним диаметром 3; 4,5 и 6 мм. Насадки диаметром 3 мм применяют для вырезки прихваченных труб в обсаженных скважинах, а также когда глубина резания должна быть минимальной. Насадки диаметром 4,5 мм применяют при перфорации скважин, а также при других видах обработки, когда процесс ограничивается темпом прокачки жидкости. Насадки диаметром 6 мм применяют при обработках, ограниченных давлением, а также когда глубина вскрытия должна быть максимальной (разведочные скважины, инициирование трещин ГРП и т. п.).

При вскрытии пластов перфорацией применяют пескоструйные перфораторы АП-6М, обеспечивающие создание точечных и щелевых каналов в пластах (рис. VIII.8).

Перфоратор предназначен для создания каналов и щелей в скважинах с открытым забоем и обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 100 мм и более, вырезки обсадных колонн тех же диаметров, расширения забоев в необсаженных скважинах и установки водоизоляционных экранов.

Осуществление указанных операций одним перфоратором достигается сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в корпусе перфоратора, а также перемещением перфоратора вокруг или вдоль оси скважины.

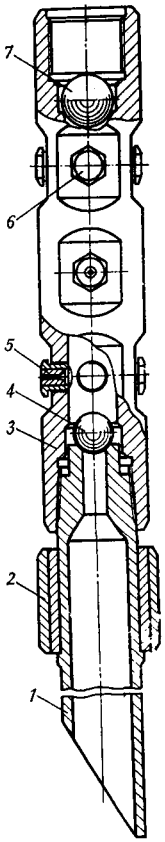
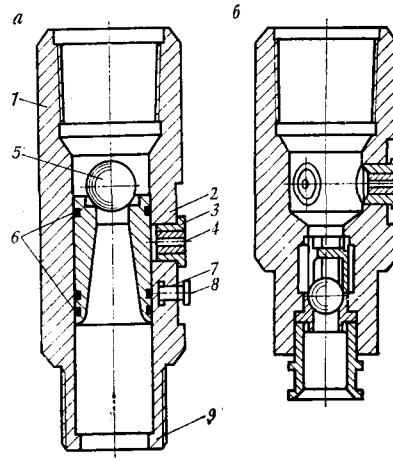


Рис. VIII.8. Перфоратор АП-6М100:

1 — хвостовик; *2* — центратор; *3* — корпус; *4* — клапан перфоратора; *5* — узел насадки; *6* — заглушка; *7* — опрессовочный клапан

Рис. VIII.9. Перфоратор ПЗК:

а — верхняя сборка; *б* — нижняя сборка; *1* — корпус; *2* — насадка; *3* — держатель насадки; *4* — затвор; *5* — клапанный шар; *6* — уплотнительное кольцо; *7* — фиксатор; *8* — винт фиксатора; *9* — заплечики



Перфоратор АП-6М разработан в двух вариантах (АП-6М100 и АП-6М80), конструктивные отличия которых обусловлены главным образом размерами.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРФОРАТОРОВ

	АП-6М100	АП-6М80
Диаметр, мм	100	80
Длина, мм	835	780
Минимальный диаметр колонны, в которой возможна перфорация, мм	120	100
Масса, кг	24	17
Допустимый перепад давления, МПа	60	
Допустимая забойная температура	Не лимитируется	

При гидропескоструйном вскрытии нескольких маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением целесообразно применять блок гидропескоструйных перфораторов ПЗК-1.

При помощи ПЗК-1 можно перфорировать последовательно снизу вверх один или несколько пластов независимо от расстояния между ними, без подъема труб и без прекращения подачи песчано-жидкостной смеси.

Устройство включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами. Перфоратор, расположенный внизу сборки, отличается тем, что шаровой клапан и его седло вмонтированы стационарно (рис. VIII.9,*б*), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка скважины.

Четыре верхних перфоратора, имеющих одну типовую конструкцию (рис. VIII.9,*а*), состоят из корпуса *1* с заплечиками *9*, клапанного шара *5*, затвора *4*, уплотнительных колец *6*, насадок *2*, держателя насадок *3*, фиксатора *7* и винта фиксатора *8*.

Диаметр посадочных гнезд четырех верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнезда всех верхних перфораторов.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	141 и более
Максимально допустимое давление, МПа	50
Допустимая температура на забое, °С	100

Вырезку обсадных колонн и прихваченных труб, установку водоизоляционных экранов и инициирование горизонтальных трещин ГРП осуществляют с помощью глубинных вращателей ВГ-1 (рис. VIII.10) или посредством вращения колонны труб.

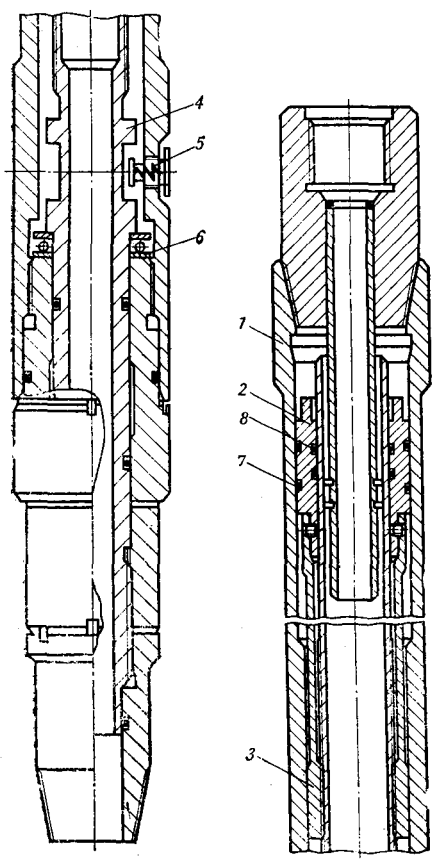


Рис. VIII.10. Глубинный вращатель ВГ-1

Глубинный вращатель гидропескоструйного перфоратора ВГ-1 предназначен для создания круговых горизонтальных щелей или каналов-секторов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта гидропескоструйным методом.

Вращатель применяется в скважинах диаметром 120 мм и более при:

вскрытии продуктивного пласта; направленном инициировании трещин гидроразрыва; установке водоизоляционных экранов; вырезке обсадных колонн диаметром 125 мм и более, а также бурильных труб ТБП и ТБПВ с диаметром 146 и 168 мм (замок ЗУ); труб с высаженными внутрь и наружу концами и навинченными замками с диаметрами соответственно 168 и 140 мм.

Корпус вращателя выполнен в виде цилиндра, внутри которого помещен кольцевой поршень *2*, двигающийся по верхней цилиндрической части полого вала *4*. Этот вал опирается на упорный подшипник *6*. Поршень *2* внешней поверхностью контактирует с корпусом *1*, а внутренний — с полым валом *4* (через уплотнения соответственно *7* и *8*).

На полом валу *4* на гайке со стаканом *3* имеется наружная резьба. На гайке со стаканом *3* имеются выступы, которые входят в соответствующие им пазы корпуса *1* (см. рис. VIII.10), благодаря чему на резьбовом участке гайка со стаканом движется поступательно, а вал с закрепленным на нем перфоратором вращается. На хвостовой части полого вала закрепляется переводник, служащий для присоединения перфоратора.

Под давлением нагнетаемой в трубы жидкости поршень *2* вместе с гайкой со стаканом *3* опускается. Поскольку они не могут вращаться, то вращается полый вал *4*, к которому присоединен перфоратор. Чтобы перфоратор вращался с нужной скоростью, подпоршневое пространство заполняется жидкостью, которая выдавливается поршнем *2* через капилляр *5* в межтрубное пространство. Подбирая жидкость соответствующей вязкости, длину и сечение капилляра *5*, устанавливают желаемую скорость вращения перфоратора.

Такая конструкция устройства для вращения перфоратора позволяет создавать в стенке скважины кольцевые или прерывистые щели (в зависимости от скорости вращения, количества насадок и продолжительности обработки).

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Число полных оборотов	3
Максимальный наружный диаметр, мм	115
Минимальный внутренний диаметр, мм	28
Длина, мм	1700
Давление испытания, МПа	50
Рабочее давление, МПа	15—30
Максимально допустимая температура, °С	100
Масса, кг	80

Для создания вертикальных щелей при гидропескоструйном воздействии при помощи трактора-подъемника и специальных устьевых устройств колонну труб с перфоратором перемещают вверх и вниз или перемещают перфоратор специальными глубинными двигателями, например ГДП, а также можно использовать упругие деформации колонны труб, несущих перфоратор, при изменении давления нагнетания.

Гидравлический двигатель перфоратора ГДП обеспечивает многократное вертикальное перемещение перфоратора вверх и вниз потоком рабочей жидкости (рис. VIII.11).

Устройство содержит корпус *1*, соосно с которым закреплена направляющая *2*, поршень *3*, с которым жестко связаны полый вал *4* с продольными пазами *5* и хвостовик *6* с пазом *7*, золотниковое устройство, включающее пружину *8*, шток клапана *9*, клапанное седло *10*, муфту *11* и захватывающее приспособление *12*. На полом валу *4* против продольных пазов *5* установлен фильтр *13* с кожухом фильтра *14* и штуцером *15*. На муфте *11* закреплен кожух *16* с винтом *17*, входящим в паз *7*. Хвостовиком *6* устройство соединяется с гидропескоструйным перфоратором.

Рабочая жидкость по колонне НКТ поступает в устройство, проходя внутри корпуса *1* через направляющую *2* поршня, полый вал *4* и хвостовик *6* к перфоратору, одновременно поступает через продольные пазы *5* полого вала *4*, фильтр *13* и штуцер *15* в подпоршневое пространство. Подпоршневое пространство при открытом золотниковом устройстве сообщается через зазоры между хвостовиком *6* и кожухом *16*, штоком клапана *9* и муфтой *11* с затрубным пространством, благодаря чему рабочая жидкость из подпоршневого пространства поступает в затрубное, а давление под поршнем *3* становится равным затрубному. При равенстве давлений усилие рабочей жидкости направлено по ходу ее движения и воспринимается перфоратором. В результате перфоратор, хвостовик, полый вал и поршень перемещаются по направлению действующего усилия. При этом кожух фильтра нажимает на шток клапана золотникового устройства. Шток клапана садится на седло, закрывая выход рабочей жидкости в затрубное пространство. Продолжающая поступать под поршень рабочая жидкость выравнивает давление под поршнем *3* и в перфо-

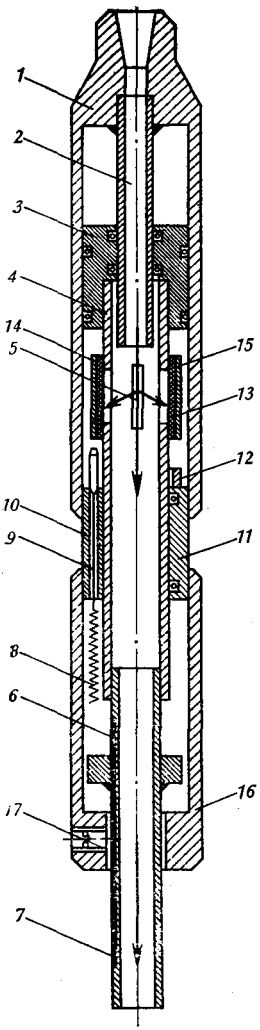


Рис. VIII.11. Гидравлический двигатель перфоратора:

1 — корпус; *2* — направляющая; *3* — поршень; *4* — полый вал; *5* — паз; *6* — хвостовик с пазом; *7, 8* — пружина золотникового устройства; *9* — шток клапана; *10* — седло клапана; *11* — муфта; *12* — захват; *13* — фильтр; *14* — кожух; *15* — штуцер; *16* — кожух; *17* — винт

раторе. Поскольку минимальное свободное сечение полого вала меньше площади поршня, а давление жидкости на них одинаковое, то возникает усилие, вызывающее перемещение поршня и связанного с ним перфоратора в направлении, противоположном движению рабочей жидкости. При этом хвостовик *6* сжимает пружину *8*, установленную на штоке клапана *9*, и открывает золотниковое устройство, благодаря чему подпоршневое пространство сообщается с затрубным пространством, давление под поршнем *3* падает, а захватывающее приспособление удерживает золотниковое устройство в открытом положении. Вследствие падения давления под поршнем цикл перемещения его и перфоратора повторяется.

Стремление проникнуть перфорационным каналом за пределы призабойной закупорки пласта привело к тому, что предложены конструкции шланговых гидропескоструйных и зондовых гидромониторных и гидропескоструйных перфораторов.

Принцип работы шланговых гидропескоструйных и зондовых гидромониторных и гидропескоструйных устройств основан на разрушении преград струями с одновременным приближением и перемещением насадок к мишени в глубь пласта.

Другие направления в совершенствовании процесса гидропескоструйного вскрытия (ГПВ) пласта — снижение потерь энергии рабочей жидкости на протяжении всего пути ее движения, повышение активности действия струи на преграду и исключение загрязнения перфорационных каналов во время вскрытия.

С целью снижения потерь давления на трение в НКТ в поток рабочей жидкости добавляют полимеры (0,15%), снижающие потери давления на трение до 50%.

Использование полимерных растворов позволит значительно снизить потери давления в трубах и межтрубном пространстве от устья скважины до забоя. За счет этого имеется возможность получить дополнительный перепад давления на насадках перфоратора и увеличить разрушающую способность струи. Кроме того, в результате гашения турбулентных пульсаций струи снижаются потери ее энергии в окружающей среде и увеличивается разрушающая способность, так как улучшается коэффициент структуры струи.

Совершенство вскрытия повышается при использовании в качестве рабочей жидкости кислотных растворов. При этом одновременно с перфорацией происходит и химическая обработка пространства вокруг образующейся в пласте каверны, что приводит к очистке поровых каналов от загрязнений.

При искусственном насыщении рабочей жидкости газом (до 25% при давлении и температуре у входа в насадку перфоратора) эффективность ГПВ также повышается. Это позволяет увеличить размеры каналов в 2—3,5 раза

путем снижения плотности среды, окружающей струю, за счет газа, выделяющегося у выхода из насадок перфоратора.

Искусственно создавая газовую среду в интервале перфорации, можно значительно повысить разрушающую способность за счет снижения степени затопленности струи и исключить возможность загрязнения перфораций при вскрытии. По ориентировочным расчетам энергия струи, насыщенной газом, в 4—5 раза выше, чем в процессе перфорации интервала в скважинах, заполненных жидкостью.

Совокупность мероприятий по повышению эффективности ГПВ позволит полнее использовать возможности этого способа.

Применение гидропескоструйного метода вскрытия пластов необходимо сочетать с обработками других видов с целью восстановления и улучшения проницаемости призабойной зоны пласта.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Технология осуществления ГРП

В СССР промышленное внедрение гидравлического разрыва пласта начато в 1954 году. Этим методом ежегодно обрабатывается 1500—2500 добывающих и водонагнетательных скважин. Области применения гидроразрыва постоянно расширяются. Появившись как метод интенсификации добычи нефти и газа, гидроразрыв стал неотъемлемой частью процессов добычи битумов, утилизации промышленных стоков, дегазации угля, выработки геотермической энергии, а также при добыче полезных ископаемых методами размывания и выщелачивания пластов.

Посредством закачки жидкости разрыва осуществляется раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте. О раскрытии естественных или образовании искусственных трещин в пласте судят по графикам изменения расхода и давления при осуществлении процесса. Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки (рис. VIII.12), а при раскрытии естественных трещин — расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления (рис. VIII.13).

Закачкой 20—50 м³ жидкости разрыва при темпе нагнетания не менее 2 м³/мин достигается развитие образованных или раскрытых трещин. В качестве жидкостей разрыва для водонагнетательных скважин используют закачиваемую воду, раствор сульфитспиртовой барды (ССБ) или воду с ПАВ и загущенную полимерами, а для нефтедобывающих — нефть, эмульсию или специальные жидкости для гидроразрыва пласта.

Закачкой песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивают трещины гидроразрыва, обеспечивая сохранение их высокой пропускной способности после окончания процесса и снижения давления.

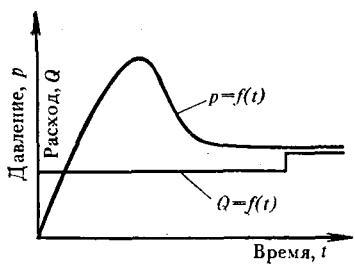


Рис. VIII.12. Изменение расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с образованием новых трещин

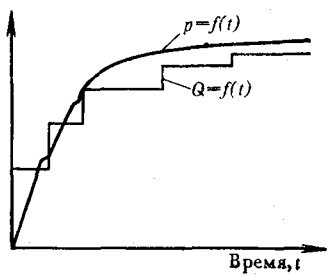


Рис. VIII.13. Изменение расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с раскрытием естественных трещин

Проектирование технологии гидроразрыва включает:

оценку давления разрыва пласта и рабочего давления агрегатов;

выбор технологической схемы процесса (однократный, поинтервальный ГРП и т. д.), рабочих жидкостей, способа расклинивания трещин и расклинивающих агентов;

расчет технологических параметров и регламентов закачки жидкости разрыва и расклинивающих агентов;

подбор и расчет технического обеспечения процесса.

Выбор технологической схемы процесса — начальный этап проектирования технологии ГРП, он основан на данных промысловых гидродинамических и геофизических исследованиях пластов и скважин. По технологическим схемам проведения гидроразрыв подразделяется на однократный, многократный и поинтервальный. При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все пласты, вскрытые перфорацией одновременно, тогда как при поинтервальном гидроразрыве обработке подвергаются лишь выбранный пласт или пропласток, ранее имевший заниженную производительность, а при многократном гидроразрыве пластов осуществляется последовательная обработка двух и более пластов и пропластков.

Многократный гидроразрыв пласта возможен двумя способами:

зоны продуктивной толщи разобщаются внутри скважины (пакерами, специальными шариками или отсекателями), и осуществляется разрыв в каждой отдельной зоне;

образованную при однократном гидроразрыве пласта трещину закупоривают специальными веществами, после чего в скважине создают повышенное давление путем закачки жидкости разрыва.

Технология многократного разрыва пласта заключается в следующем. Сначала определяют профиль притока или закачки до разрыва пласта. Затем проводят гидроразрыв по обычной технологии. Интервал гидроразрыва отсекают пакером или временно блокирующим материалом типа нафталина, а затем операцию повторяют.

Установив схему гидроразрыва, выбирают жидкость разрыва и жидкость для транспортирования расклинивающего материала (жидкость-песконоситель). К основным (общим) современным требованиям к жидкостям разрыва относятся:

совместимость их с породой и флюидами продуктивного пласта;

слабая фильтруемость через поверхности образованных трещин;

доступность и относительно невысокая стоимость.

Кроме того, к жидкости-носителю закрепляющих агентов предъявляется дополнительное требование, характеризующее ее несущую или удерживающую способность по отношению к расклинивающим агентам.

Современные тенденции выбора рабочих жидкостей ГРП характеризуются использованием полимерных водных растворов, что в большой степени объясняется их универсальными свойствами и ростом цен на нефтепродукты.

В качестве полимеров применяют высокомолекулярные полиакриламиды, а также другие полимеры или сополимеры акриловой и метакриловой кислот. Присадка полимеров и сополимеров в водную фазу зависит от их структуры и молекулярной массы. Содержание полимеров в растворе составляет 0,01—1% от массы водной фазы. Широкое распространение в качестве жидкостей разрыва на водной основе нашли сульфитоспиртовая барда (ССБ) и водные растворы карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ).

Еще сравнительно часто для гидроразрыва используются нефти или гидрофобные эмульсии с присадками, снижающими их фильтрацию через поверхности трещин и гидравлические сопротивления при прокачке по трубам. Для снижения фильтруемости используют специальные реагенты, окисленные битумы или асфальтит, а для понижения потерь на трение применяют полимеры и поверхностно-активные вещества. Добавка реагентов, снижающих фильтруемость жидкостей на нефтяной основе, составляет 0,5—1,5% от их массы.

В связи с интенсивным развитием химической промышленности арсенал жидкостей разрыва постоянно пополняется и в различных условиях в каче-

стве рабочих жидкостей разрыва также применяют загущенную воду, желатинообразные вещества, пены, мицеллярные растворы, сжиженный газ, водные растворы кислот, ПАВ и различные композиции на основе полимерных материалов, нефтепродуктов и ПАВ. В жидкости разрыва на водной основе вводят компоненты, предупреждающие набухание глин (стабилизирующие глины) — хлористый аммоний, органические полимеры и др.

Решение о выборе рабочих жидкостей разрыва для конкретных условий принимается на основе данных лабораторных исследований, их совместимости с породой и насыщающими пласт флюидами и транспортирующей способности.

Совместимость жидкостей с породой пласта и насыщающими его флюидами определяется посредством оценки фильтрационных характеристик кернового материала из продуктивного пласта до и после прокачки изучаемых жидкостей, а также путем анализов осадко- и эмульсиеобразований при взаимодействии рабочих жидкостей и пластовых флюидов. Критерий пригодности жидкости — восстановление фильтрационных характеристик кернов и отсутствие осадко- и эмульсиеобразований с флюидами. Траспортирующая способность жидкости характеризуется скоростью оседания в ней заполнителя трещин.

Выбрав рабочую жидкость гидроразрыва пласта, оценивают темп закачки ее в пласт, для чего используют империческую зависимость, полученную Изюмовой А. М. и Шаньгиным Н. Н. и подтвержденную Ю. Н. Васильевым, согласно которой для транспорта закрепляющего материала произведение скорости v (в см/с) движения жидкости в трещине на ее вязкость μ (в мПа·с) должно быть не менее 100, т. е.

$$v\mu \geqslant 100. \qquad \text{(VIII.16)}$$

Минимальный темп закачки жидкости:
для вертикальной трещины

$$Q_{\text{в min}} \geqslant \frac{hw_{\text{в}}}{5\mu}; \qquad \text{(VIII.17)}$$

для горизонтальной трещины

$$Q_{\text{г min}} = \frac{\pi R_{\text{г}} w}{10\mu}, \qquad \text{(VIII.18)}$$

где $Q_{\text{в min}}$ и $Q_{\text{г min}}$ — минимальный темп закачки соответственно для вертикальной и горизонтальной трещин, л/с; h — толщина пласта, см; w — ширина трещины, см; μ — вязкость жидкости, мПа·с; $R_{\text{г}}$ — радиус горизонтальной трещины, см.

Например, для вертикальной трещины с раскрытием в 2 см при вязкости рабочей жидкости 100 мПа·с и толщине пласта 1000 см минимальный темп закачки 4 л/с, а для горизонтальной трещины радиусом 100 м с раскрытием в 1 см он составляет 31,4 л/с.

Рабочий темп закачки жидкости при гидроразрыве должен быть выше определенного по формулам (VIII.17) и (VIII.18) на величину скорости инфильтрации рабочей жидкости в пласт.

Для оценки темпа инфильтрации жидкости разрыва из трещин в матрицу породы можно пользоваться теоретическими решениями Ф. И. Котяхова или Ю. П. Желтова. Однако теоретически оценить величину инфильтрации жидкости разрыва в матрицу через поверхность трещин затруднительно из-за многофакторных связей и множества параметров, входящих в зависимости, а поэтому для определения величины инфильтрации проводят лабораторные опыты по оценке фильтрации рабочей жидкости через натурные образцы породы с построением графиков $Q_{\text{инф}}=f(t)$. Далее, оценив поверхность трещин гидроразрыва и вычислив величину инфильтрации жидкости разрыва через единицу поверхности трещины, оценивают темп инфильтрации через поверхность трещин.

Минимальный темп закачки определяют по формулам (VIII.17) и (VIII.18). Темп закачки рабочей жидкости представляет сумму Q_{min} и

$Q_{инф}$. Обычно темп закачки рабочих жидкостей ГРП составляет не менее 2 м³/мин (≃33 л/с), а для проведения массированных ГРП он достигает 16 м³/мин (270 л/с).

Давление гидроразрыва пласта определяется из условия, что гидродинамический напор на забое скважины должен преодолеть давление вышележащей толщи пород (геостатическое давление) и предел прочности продуктивной породы на разрыв, т. е.

$$p_c = q + \sigma_p,$$

где p_c — забойное давление разрыва пласта, q — горное (геостатическое) давление, σ_p — прочность породы обрабатываемого пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия.

В то же время статистическая обработка данных по давлению гидроразрыва пласта, выполненная В. А. Блажевичем и др. для различных условий залегания залежей, показала, что при глубине скважин до 1200 м давление гидроразрыва превышает геостатическую нагрузку толщи вышележащих горных пород, а при глубинах скважин более 1200 м составляет 0,78—0,8 от геостатической.

Гидроразрыв при давлении ниже гидростатического объясняют разгрузкой горного давления за счет деформаций пластических пород в разрезе, вскрытом скважиной, наличием естественной трещиноватости в продуктивных пластах и образованием вертикальных трещин.

Давление нагнетания на устье скважины вычисляется по формуле

$$p_{у\,д} = q + \sigma_p + p_{т\,р} - p_{пл} \qquad \text{(VIII.20)}$$

где $p_{у\,д}$ — устьевое давление разрыва; $p_{т\,р}$ — потери давления в трубах; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Потери давления на трение в трубах оценивают по формуле Дарси — Вейсбаха

$$p_{т\,р} = \lambda \frac{v^2 H}{2gd}, \qquad \text{(VIII.21)}$$

где λ — коэффициент местных сопротивлений; для рабочих жидкостей разрыва и темпов ее закачки $\lambda \simeq 0{,}016$—$0{,}020$; H — глубина залегания обрабатываемого пласта; v — скорость движения жидкости в трубах; g — ускорение свободного падения; d — диаметр труб.

В качестве расклинивающих трещины агентов используются зернистые материалы: песок, окатанная скорлупа грецкого ореха, нейлоновые и пластмассовые шарики, корунд, агломерированный боксит, смеси этих материалов.

Требования, предъявляемые к зернистым расклинивающим агентам, сводятся к следующему:

прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленным массой вышележащей толщи горных пород, и в то же время зернистые материалы не должны вдавливаться в поверхность трещины;

по форме зернистые расклинивающие агенты должны приближаться к шару;

не допускается широкий разброс по фракционному составу.

Критерием пригодности расклинивающего агента по прочности служит способность монослоя выдерживать нагрузку вышележащей толщи, но при этом допускается раздавливание до 25% зерен материала. Этот показатель оценивается на прессах, сжимающие поверхности которых выполнены из образца породы пласта или материала, по свойствам близкого к породе пласта. При выполнении сжимающих поверхностей из породы пласта оценивается (визуально) и вдавливаемость зерен в породу.

Наибольшее распространение для закрепления трещин получил кварцевый песок фракции 0,5—0,8 мм. На практике находят применение зернистые расклинивающие агенты фракции 0,2—0,4 мм, а также 1,2—2 мм. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещин,

а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

Стеклянные, пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит применяют преимущественно при гидроразрыве глубоко залегающих крепких пород с высокой температурой пластов.

Содержание расклинивающего агента в жидкости-песконосителе определяется ее удерживающей способностью. Критерием предельного содержания является концентрация, при которой начинается коалесценция частиц в смеси, или концентрация, при которой расстояние между частицами становится не менее их диаметра. На практике, как правило, при гидроразрывах в 1 м³ жидкости-песконосителя вводят 200—250 кг расклинивающего агента. Известны технологии гидроразрыва с изменяющейся концентрацией расклинивающего агента в жидкости-носителе, при этом обычно массовое содержание частиц в жидкости рекомендуется постепенно повышать от 100—150 кг до 500 кг на 1 м³.

Оптимальный объем расклинивающего агента определяется опытом. Вместе с тем замечено, что наиболее целесообразно закачивать при гидроразрыве 5—6 м³ заполнителя трещины. При массированных гидроразрывах в трещины вводится до 500 т расклинивающего агента.

Для расширения трещин гидроразрыва в карбонатных коллекторах часто используют обработку образовавшихся трещин кислотными растворами, в результате которые трещины остаются частично раскрытыми из-за химической неоднородности пластов-коллекторов.

Оценив технологические параметры ГРП, определяют потребные технические средства — их ассортимент и количество.

При гидроразрыве пласта коэффициент запаса прочности оборудования по рабочему давлению принимают не менее 1,3 и, как правило, рабочее давление берется в 1,3—1,5 раза выше проектного устьевого давления гидроразрыва.

Потребное число насосных рабочих агрегатов

$$n = \frac{p_y Q_ж}{p_a Q_a k_г} + 1, \qquad \text{(VIII.22)}$$

где n — количество насосных агрегатов, шт.; p_y — устьевое давление разрыва, МПа; $Q_ж$ — темп закачки жидкости гидроразрыва, л/с; p_a — рабочее давление агрегата, МПа; Q_a — производительность агрегата при рабочем давлении, л/с; $k_г$ — коэффициент технического состояния агрегата, в зависимости от срока службы агрегата $k_г$=0,5—0,8.

Для гидроразрыва пласта в качестве рабочего агрегата используется, как правило, агрегат 4АН-700, производительность которого при давлении 70 МПа составляет 6,3 л/с, а при 20 МПа — 22 л/с.

Для транспортировки песка и для приготовления песчано-жидкостной пульпы применяют специальные пескосмесительные агрегаты 4ПА.

Для предохранения обсадной колонны над разрываемым пластом устанавливают пакер, которым разобщают фильтровую зону пласта от вышележащей.

Применяют различные конструкции пакеров, но наибольшее применение нашли шлипсовые пакеры, выпускаемые для различных диаметров колонн и рассчитанные на давление 50 МПа.

Осевая нагрузка при гидроразрыве передается на якорь, удерживающий пакер и колонну насосно-компрессорных труб от перемещения вверх.

Оценку технологической эффективности при проектировании гидроразрыва проводят, используя теоретические зависимости изменения дебита совершенной скважины в однородном пласте.

Максимальное увеличение дебита скважины, эксплуатирующей однородный пласт, оценивается из условия притока к скважине с радиусом, равным радиусу трещины:

$$\frac{Q}{Q_0} = \lg \frac{r_к}{r_с} \Big/ \lg \frac{r_к}{R_т}, \qquad \text{(VIII.23)}$$

где Q — дебит скважины с радиусом, равным радиусу трещины $R_т$; Q_0 — дебит скважины с радиусом, равным радиусу долота $r_с$; $r_к$ — радиус контура питания.

Для расчета притока к скважине с горизонтальной трещиной в однородном пласте пользуются формулой Ю. П. Желтова

$$\frac{Q_г}{Q_0} = 1 + N(b)\left(\frac{R_т}{r_с}\right)^{n(b)}, \qquad \text{(VIII.24)}$$

где $b=h/2r_с$; h — толщина пласта; $r_с$ — радиус скважины; $R_т$ — радиус трещины; $Q_г$ — дебит скважины с горизонтальной трещиной; Q_0 — дебит совершенной скважины.

Коэффициенты $N(b)$ и $n(b)$ вычисляются по графикам В. И. Щурова, полученным на электролитической модели, а некоторые их значения приводятся в табл. VIII.4.

ТАБЛИЦА VIII.4

Параметр	$b = h/2r$				
	17	22,72	28,41	38,6	89,80
n	0,44	0,55	0,61	0,70	0,93
N	0,15	0,103	0,064	0,041	0,0108

Для расчета дебита скважины с вертикальной трещиной в однородном пласте пользуются формулой И. В. Кривоносова и И. А. Чарного

$$\frac{Q_в}{Q_0} = \lg\frac{r_к}{r_с} \Big/ \lg\frac{r_к}{R_т/4}, \qquad \text{(VIII.25)}$$

где $Q_в$ — дебит скважины с вертикальной трещиной.

Современные тенденции в совершенствовании техники и технологии гидроразрыва пласта характеризуются созданием высокопроизводительного специального оборудования и проведением процессов с закачкой в трещины гидроразрыва сотен тонн песка и тысяч кубометров рабочих жидкостей.

Расчет параметров трещин

Значительная часть элементов технологии ГРП определяется параметрами создаваемой трещины и условиями осуществления процесса.

Следует отметить, что пространственная ориентация трещины во многом определяется напряженным состоянием горных пород в зоне скважины и изменениями обусловленными распределением напряжений. В нетронутом массиве последние формируются главным образом под действием гравитационных сил (если массив не имеет горноскладчатого характера). В этих условиях напряженное состояние пород характеризуется следующей формулой:

$$\sigma_z = \gamma H \text{ и } \sigma_x = \sigma_y = \lambda\gamma H, \qquad \text{(VIII.26)}$$

где H — глубина от поверхности; γ — средний удельный вес породы, $\gamma=\rho g$; λ — коэффициент бокового распора.

Для идеально упругих пород коэффициент бокового распора определяется по формуле акад. А. Н. Динника через коэффициент Пуассона ν

$$\lambda = \nu/(1-\nu). \qquad \text{(VIII.27)}$$

Для песчаников и известняков $\nu=0{,}2$—$0{,}3$ и поэтому, если породу можно считать упругой, то коэффициент бокового распора $\lambda=0{,}25$—$0{,}4$. Для пластичных пород (глины, каменная соль и др.) средние значения λ могут прибли-

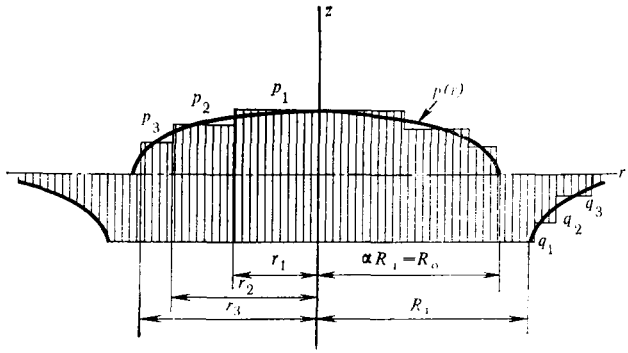


Рис. VIII.14. Распределение нагрузок в зоне трещины

жаться к единице ($\lambda \geqslant 0{,}8$). Из (VIII.26) следует, что в этих условиях при ГРП должны возникать преимущественно вертикальные трещины. Фактическая же картина формирования и возникновения трещин оказывается значительно сложнее.

Исследования в горных выработках, проведенных в зонах тектонической деятельности, показывают, что горизонтальные напряжения σ_x и σ_y часто превышают вертикальные σ_z (иногда в десятки раз).

В условиях нефтяных месторождений, глубина залегания которых превышает 1500—2000 м, напряженное состояние горных пород обусловлено наличием скважин и псевдопластическими характеристиками горных пород. Как установлено исследованиями С. А. Христиановича и Ю. П. Желтова, в процессе бурения часть пластических пород «выдавливается» в скважину под действием горного давления, что сопровождается некоторой разгрузкой продуктивного пласта в зоне скважины. В соответствии с уменьшением вертикальной составляющей σ_z напряжений давление разрыва оказывается меньше горного, что подтверждается большим отечественным и зарубежным опытом проведения ГРП. При этом в пласте формируются трещины с горизонтальной ориентацией.

При большой глубине скважин (2,5—3 тыс. м) напряжения в пласте могут определяться гидростатическим законом несмотря на то, что горные породы, слагающие залежь (хрупкие, твердые песчаники, кристаллические известняки, доломиты и т. д.) в условиях залегания пласта не обладают пластическими свойствами. Это объясняется проявлением псевдопластических свойств этих пород. «Пластические» их деформации в породах пласта — следствие возникновения многочисленных микротрещин, позволяющих отдельным участкам пластов скользить и перемещаться вдоль плоскостей трещин. В условиях проявления гидростатического закона напряжений в породах, по-видимому, при ГРП могут возникать как горизонтальные, так и вертикальные трещины в зависимости от местных особенностей свойств и строения пластов. Существующие теоретические и экспериментальные методы оценки напряженного состояния пород в реальных условиях нефтяных коллекторов недостаточно полно учитывают особенности их свойств и строения. Поэтому целесообразно ориентацию трещин оценивать специальными методами исследования скважин, пласт которых подвергнут гидравлическому разрыву.

Наиболее основательно разработаны (Христианович С. А., Баренблатт Г. И. и Желтов Ю. П.) теоретические основы формирования и распространения трещин для упругих горных пород, не нарушенных процессами разгрузки горного давления в прискважинной зоне. Следует, однако отметить, что существующие методики пригодны лишь для орентировочной оценки параметров возникающих трещин в зависимости от условий осуществления ГРП, так как реальная характеристика напряженного состояния пород, их механические

свойства в условиях залегания пластов, влияние неоднородного строения пластов на процессы их разрыва и др. исходные данные, необходимые для прогнозирования процесса, остаются, как правило, неизвестными.

Разрыв пласта нефильтрующейся жидкостью

В основе расчета параметров трещин и процесса их распространения в пласте [1] лежит следующая схема течения процесса ГРП с образованием горизонтальной трещины. Упругий пласт с напряжениями в породе, не нарушенными зоной разгрузки, разрывается нефильтрующейся жидкостью, закачиваемой с постоянным расходом Q. Возникающая трещина распространяется нагнетанием в нее жидкости, давление которой по мере удаления от скважины уменьшается из-за гидравлических сопротивлений. Наиболее интенсивно давление падает вблизи конца трещины, где раскрытость ее уменьшается. В связи с тем, что жидкость нефильтрующаяся, до конца трещины она проникнуть не может. По упрощенной методике расчета [2] принимается, что в зоне $r>R_т$ трещина не возникает под действием какой-то нагрузки $q=f(r)$, вызывающей обратные перемещения породы (по сравнению с направлением перемещения границ трещины в зоне действия давления нагнетаемой жидкости (рис. VIII.14). Такая схематизация процесса дает возможность привести рассматриваемую задачу к задаче с однородными граничными условиями. Для упрощения ее решения сложная эпюра давлений жидкости $p(r)$ вдоль трещины приближенно заменяется несколькими эквивалентными по площади и моментам равномерно распределенными p_1, p_2, p_3, ..., а нагрузку $q=f(r)$ можно представить также рядом равномерно распределенных нагрузок q_1, q_2, q_3, ..., что приводит к следующему уравнению, описывающему ее параметры.

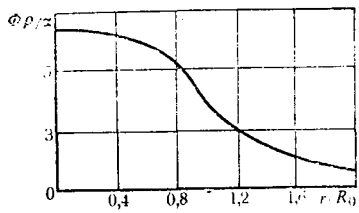


Рис. VIII.15. График функции $\Phi(\rho, \alpha)$ при $\rho/d<2$

Тогда

$$\omega = \frac{2(1-\nu^2)}{\pi E} R_т p \psi(\rho_1 \alpha),$$

$$\psi(\rho, \alpha)=\alpha\Phi(\rho/\alpha)-[1{,}1\beta_1\Phi(\rho/1{,}1)+1{,}5\beta_2\Phi(\rho/1{,}5)+2\beta_3\Phi(\rho/2), \qquad \text{(VIII.28)}$$

где ω — ширина (раскрытость) трещины; $\alpha=R_0/R_т$; $\rho=r/R_т$; R_0 — радиус проникновения жидкости по трещине; $R_т$ — радиус трещины; ν — коэффициент Пуассона; E — модуль упругости пород; $\Phi(\rho/\alpha)$ — функция, зависящая от величины $\rho/\alpha=r/R_0$ (см. рис. VIII.15).

При больших значениях ρ/α величина функции $\Phi(\rho/\alpha)=\pi\alpha/\rho$; β_1, β_2 и β_3 — коэффициенты, значения которых приведены в табл. VIII.5 для соот-

ТАБЛИЦА VIII.5

α	β_1	β_2	β_3	$\beta = q/p$
0,5	0,269	—0,224	0,108	0,153
0,6	0,403	—0,314	0,145	0,234
0,7	0,525	—0,382	0,179	0,322
0,8	0,642	—0,411	0,197	0,428
0,9	0,773	—0,328	0,191	0,571

[1] Методика расчета С. А. Христиановича, Т. И. Баренблатта, Ю. П. Желтова.
[2] Методика предложена Ю. П. Желтовым.

ветствующих значений α; p — давление в трещинах в пределах радиуса R_0.

При значениях α, близких к единице, ширина (раскрытость) трещины соответствует ее раскрытости ω_0 у забоя скважины:

$$\omega_0 \cong \frac{8(1-\nu^2)(p_c-\gamma H)R_т}{\pi E}, \qquad \text{(VIII.29)}$$

где p_c — давление жидкости в скважине; H — глубина залегания пласта; γ — средний удельный вес вышележащих пород.

Объем жидкости в трещине

$$V_ж = \frac{5(1-\nu^2)(p_c-\gamma H)}{E} R^3_т. \qquad \text{(VIII.30)}$$

Изменение забойного давления во времени в ходе процесса ГРП определяется соотношением

$$\left(\frac{p_c-\gamma H}{E}\right)^3 \frac{p_c-\gamma H}{\Delta p_c} = 0{,}0463 \frac{(1+\nu^2)^2}{E} \cdot \frac{Q\mu}{V_ж}, \qquad \text{(VIII.31)}$$

где Q — расход жидкости; μ — динамическая вязкость; Δp_c — перепад давления между скважиной и пластом.

При постоянном расходе Q

$$V_ж = Qt + V_0,$$

где t — время; V_0 — начальный объем жидкости в трещине при $t=0$.

Тогда формула (VIII.31) будет иметь следующий вид:

$$\left(\frac{p_c-\gamma H}{E}\right)^3 \frac{p_c-\gamma H}{\Delta p_c} = 0{,}0463 \frac{(1+\nu^2)^2}{E} \cdot \frac{Q}{Qt+V_0}. \qquad \text{(VIII.32)}$$

Как следует из (VIII.32), при $Q=\text{const}$ и $V_0=0$ изменение давления в процессе распространения трещины не зависит от расхода Q. Ширина (раскрытость) вертикальной трещины

$$w = \frac{4(1-\nu^2)lq_\infty}{E} \alpha_1, \qquad \text{(VIII.33)}$$

где

$$\alpha_1 = \frac{1}{\pi - 2\theta_0}\left[\cos\theta \ln\frac{\sin(\theta-\theta_0)}{\sin(\theta+\theta_0)} + \cos\theta_0 \ln\frac{\operatorname{tg}\frac{\theta+\theta_0}{2}}{\operatorname{tg}\left|\frac{\theta-\theta_0}{2}\right|}\right], \qquad \text{(VIII.34)}$$

где $\theta = \arccos x$; $x = x'/l$; x' — координата; l — длина трещины;

$\theta_0 = \arccos x_0$; $x_0 = x'_0/l$;

x'_0 — длина трещины (от скважины), находящейся под действием нагрузки, создаваемой жидкостью разрыва (аналог величины R_0 в горизонтальной трещине); q_∞ — боковое горное давление.

Раскрытость ω_0 трещины у забоя

$$\omega_0 = \frac{4(1-\nu^2)lq_\infty}{E} \alpha_{01}; \qquad \text{(VIII.35)}$$

$$\alpha_{01} = \frac{\cos\theta}{\pi - 2\theta_0} \ln\frac{\operatorname{tg}\left(\frac{\pi}{4}+\frac{\theta_0}{2}\right)}{\operatorname{tg}\left|\frac{\pi}{4}-\frac{\theta_0}{2}\right|}.$$

В трещину при этом закачивается нефильтрующаяся жидкость в объеме

$$V_{ж} = 2\omega_0 hl\tau_{ж}; \quad \tau_{ж} = \int_{x_0}^{} \frac{\alpha_1}{\alpha_{01}} dx...$$

При $\Delta p_c < 1{,}35 q_{\infty}$ раскрытость трещины у забоя и ее длина определяются следующим образом:

$$\omega_0 = \frac{4(1-\nu^2)l}{E}(\Delta p_c - q_{\infty}), \tag{VIII.36}$$

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж}E}{5{,}6(1-\nu^2)h(\Delta p_c - q_{\infty})}}. \tag{VIII.37}$$

Изменение истинного давления на забое скважины p_c в зависимости от времени определим по формуле (действительной при $\Delta p_c < 1{,}35 q_{\infty}$)

$$\frac{\Delta p_c}{q_{\infty}}\left(\frac{\Delta p_c}{q_{\infty}} - 1\right)^3 = 5{,}25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2}\left(\frac{E}{q_{\infty}}\right)^2 \frac{Q\mu}{q_{\infty}V_{ж}}, \tag{VIII.38}$$

где

$$V_{ж} = Qt + V_0. \tag{VIII.39}$$

Разрыв пласта фильтрующейся жидкостью

В основе расчета лежит следующая схема процесса. При возникновении вертикальной трещины жидкость разрыва проникает до конца ее и фильтруется в пласт по всей поверхности трещины. В поздней стадии процесса в зоне скважины имеется область, занятая отфильтровавшейся жидкостью разрыва, и область, занятая пластовой жидкостью. Давление жидкости на разделе областей и далее постоянно и равно $p_к$. Уменьшение давления вдоль трещины обусловлено гидравлическими сопротивлениями.

В горизонтальном направлении пласт сжат боковым горным давлением q_{∞}. Разрыв пласта осуществляется при постоянном расходе жидкости Q.

При образовании вертикальной трещины фильтрующейся жидкостью разрыва ширина ее определяется по формуле

$$\omega = \frac{\Delta p_c l(1-2\nu)(1+\nu)}{E}\left(1 - \frac{q_{\infty}}{\Delta p_c}\right)\left(\sin\theta - \frac{1}{3}\sin 3\vartheta\right) \tag{VIII.40}$$

где $\theta = \arccos x$; Δp_c — истинный перепад давления между пластом и забоем (определяется на основе фактических данных при пробных разрывах пласта); l — длина вертикальной трещины (от скважины).

Максимальная ширина вертикальной трещины

$$\omega_0 = \frac{4}{3}\frac{(1-2\nu)(1+\nu)\Delta p_c l}{E}\left(1 - \frac{q_{\infty}}{\Delta p_c}\right). \tag{VIII.41}$$

Формулы (VIII.40) и (VIII.41) получены исходя из предположения, что давление по трещине распределяется параболически:

$$\Delta p(x) = \Delta p_c - (\Delta p_c - \Delta p_0)x^2, \tag{VIII.42}$$

где Δp_0 — перепад давления между пластом и концом трещины.

Для упрощения расчетов принимают распределение давления жидкости в трещине не параболическим, а постоянным, равным среднему перепаду давления $\frac{\Delta p_c + \Delta p_0}{2} = q_{\infty}$. Для этих условий

$$\omega_0 = \frac{4(1-2\nu)(1+\nu)(\Delta p_c - q_{\infty})}{3E}\sqrt{\frac{V_{ж}Q\mu}{2\pi^2 h^2 m k q_{\infty}}} \tag{VIII.43}$$

$$l = \sqrt{\frac{V_ж Q \mu}{2\pi^2 h^2 m k \cdot q_\infty}}, \qquad \text{(VIII. 44)}$$

$$V_ж = \frac{\pi m l^2 h}{4}\left(\rho^2_к - \frac{1}{\rho^2_к}\right), \qquad \text{(VIII.45)}$$

где k — проницаемость пласта; m — пористость; $\rho_к$ — радиус области, занятой жидкостью, профильтровавшейся через стенки трещины в пласт.

При рассмотрении процессов фильтрации жидкости и распространения горизонтальной трещины (так же, как и вертикальной) предполагается, что давление жидкости в трещине приближенно равно горному q. На границе области давление постоянное и равно пластовому. Для такой постановки задачи получены следующие формулы для расчета параметров круглой горизонтальной трещины при ГРП фильтрующейся жидкостью:

ширина (раскрытость трещины)

$$\omega = \frac{16}{3} \cdot \frac{(1-\nu^2)(p_c - q) R_т}{\pi E} (1-\rho^2)^{\frac{3}{2}}, \qquad \text{(VIII.46)}$$

где $\rho = r/R_т$; q — горное давление.

При $\rho = 0$

$$\omega_0 = \frac{16}{3} \frac{(1-\nu^2)(p_c - q)}{\pi E} \cdot R_т; \qquad \text{(VIII.47)}$$

расход жидкости

$$Q = \frac{4\pi k R_т (q - p_к)}{\mu \operatorname{arctg} \dfrac{R_г}{\sqrt{r^2_к - R^2_т}}}; \qquad \text{(VIII.48)}$$

объем профильтровавшейся в пласт жилкости

$$V_ж = \frac{4\pi m}{3} r^2_к \sqrt{r^2_к - R^2_т}, \qquad \text{(VIII.49)}$$

где $r_к$ — радиус контура профильтровавшейся жидкости в плоскости $z=0$.

Примем, что

$$\operatorname{arctg} \frac{R_г}{\sqrt{r^2_к - R^2_т}} = \frac{R_т}{\sqrt{r^2_к - R^2_т}}.$$

Из формул (VIII.48) и (VIII.49) (исключив величину $r_к$), можно получить следующую зависимость:

$$\frac{Q^3 \mu^3}{48\pi k^3 (q - p_к)^3 V_ж} = f\left(\frac{3V_ж}{4\pi m R^3_т}\right). \qquad \text{(VIII.50)}$$

По этой зависимости (рис. VIII.16) определяется радиус трещины $R_т$, по значениям которого с помощью формул (VIII.46) и (VIII.47) вычисляют (при известном давлении p_c при разрыве пласта) параметры трещины.

Пример. Глубина залегания пласта $H=1200$ м, толщина его $h=10$ м, модуль упругости пород $E=10^4$ МПа, коэффициент Пуассона $\nu=0{,}3$; средняя плотность пород, залегающих под пластом, $\rho_п = 2400$ кг/м^3; вязкость нефильтрующейся жидкости разрыва $\mu=0{,}2$ Па·с; располагаемый расход жидкости разрыва $Q=12$ л/с. Напряженное состояние пород

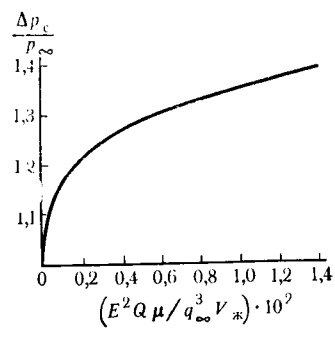


Рис. VIII.16. График зависимости $\Delta p_c/p_\infty$ от $E^2 Q\mu/q^3_\infty V_ж$

в условиях залегания подчиняется гипотезе А. Н. Динника. Найти параметры трещины.

Примем вертикальное горное давление

$q=\rho_{\text{п}}gH=2400\cdot 9{,}8\cdot 1200=282{,}3\cdot 10^5$ Па.

Горизонтальная составляющая, согласно (VIII.26)

$$q_{\infty}=\sigma_x=\sigma_y=\lambda\rho_{\text{п}}gH=\frac{\nu}{1-\nu}\rho_{\text{п}}gH,$$

$$q_{\infty}=\frac{0{,}3}{1-0{,}3}282{,}3\cdot 10^5=121\cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Следовательно, при ГРП можно ожидать возникновения вертикальной трещины.

Вначале по формуле (VIII.38) оценим изменение давления в скважине $p_{\text{с}}$ после разрыва пласта в зависимости от количества $V_{\text{ж}}$ жидкости, закачанной в трещину (жидкость разрыва по условию задачи нефильтрующаяся и поэтому $\Delta p_{\text{с}}=p_{\text{с}}$).

Величина $\dfrac{E^2Q\mu}{q^3_{\infty}V_{\text{ж}}}$ непрерывно уменьшается с ростом $V_{\text{ж}}$, причем $\Delta p_{\text{с}}\to q_{\infty}$ при $V_{\text{ж}}\to\infty$ (см. рис. VIII.16).

Определим параметры трещины при закачке в трещину 5 м³ жидкости разрыва:

$$\frac{EQ\mu}{q^3_{\infty}V_{\text{ж}}}=\frac{(10^5\cdot 10^5)^2\cdot 12\cdot 10^{-3}\cdot 0{,}2}{(121\cdot 10^5)^3\cdot 5}=0{,}27\cdot 10^{-4}.$$

По формуле (VIII.38) при $V_{\text{ж}}=5$ м³ $\Delta p_{\text{с}}/p_{\infty}=1{,}055$. По формулам (VIII.36) и (VIII.37) длина трещины и ее раскрытость у забоя

$$l=\sqrt{\frac{V_{\text{ж}}E}{5{,}6(1-\nu^2)h(\Delta p_{\text{с}}-q_{\infty})}}=\sqrt{\frac{5\cdot 10^{10}}{5{,}6(1-0{,}3^2)10\cdot 6{,}65\cdot 10^5}}=38 \text{ м};$$

$$\omega_0=\frac{4(1-\nu^2)l}{E}(\Delta p_{\text{с}}-q_{\infty})=\frac{4(1-0{,}3^2)38\cdot 6{,}65\cdot 10^5}{10^{10}}=0{,}0091 \text{ м}=0{,}91 \text{ см}.$$

КИСЛОТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Многообразие условий формирования и строения залежей нефти, технических особенностей проводки, крепления и эксплуатации скважин обусловливают применение многочисленных композиционных составов на кислотной основе, технологических схем и регламентов проведения этого вида воздействия.

Кислотное воздействие используется для:

обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;

обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;

очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды;

очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин;

удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;

инициирования других методов воздействия на призабойную зону.

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. При освоении скважин и интенсификации притоков и закачки применяют также и другие органические и неорганические кислоты: уксусную

(CH_3COOH) сульфаминовую (NH_2SO_3H), серную (H_2SO_4), а также смеси органических (оксидат и др.) и неорганических кислот (глинокислота HCl+ +HF и др.). Однако на промыслах в основном применяются соляная и плавиковая кислоты и модифицированные составы на их основе.

Реакция взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разностями карбонатного коллектора происходит соответственно по схемам:

$$\left.\begin{aligned} &CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2,\\ &CaCO_3 + 2CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2,\\ &CaCO_3 + 2NH_2O_3H = Ca(NH_2O_3)_2 + H_2O + CO_2, \end{aligned}\right\} \text{с известняками,}$$

$$\left.\begin{aligned} &CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2,\\ &CaMg(CO)_2 + 2CH_3COOH = Mg(CH_3COO)_2 + 2H_2O +\\ &+ 2CO_2 = Ca(CH_3OO)_2,\\ &CaMg(CO_3)_2 + 4NH_2SO_3H = Ca(NH_2SO_3)_2 +\\ &+ Mg(NH_2SO_3)_2 + 2H_2O + 2CO_2 \end{aligned}\right\} \text{с доломитами.}$$

К одним из основных признаков, определяющих выбор рецептуры кислотного состава, относится химический состав породы-коллектора. При этом карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и др.), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой (составы 1, 2, 6; здесь и далее составы приведены в табл. VIII.6). Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом:

растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе;

коррозионной активности;

эмульгирующей способности;

способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой;

величиной пластового давления.

С увеличением концентрации соляной кислоты растворяющая способность ее увеличивается, в то же время скорость растворения при концентрациях более 22% снижается. Возрастают с увеличением концентрации кислоты и коррозионная активность, и эмульгирующая способность, а также вероятность выпадения солей в виде осадка при смешивании кислоты с пластовой водой. Поэтому соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, а на практике применяют композиции кислотных растворов со специальными присадками; оптимальная концентрация соляной кислоты принята равной 10—16%.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой[1] кислотами (составы 12, 13, 14). При обработках сульфатосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния (состав 4). Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение гипса или безводного сернокислого кальция, а их доли по массе в растворе составляют (в % вес.) соответственно:

Поваренная соль	6—7
Хлористый кальций	5—10
Сульфат калия или магния	3—4

В указанных целях целесообразно использовать пластовую воду хлоркальциевого типа с плотностью не менее 1,18 г/см³, разбавляя ею концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

[1] Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах. ВНИИ, Москва, 1980.

ТАБЛИЦА VIII.6 КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ

№ п/п	Реагент	Категория скважин и особенности обработки	Состав раствора	Основные условия применения	Основные свойства состава
1	Ингибированный солянокислотный раствор	Добывающие и нагнетательные скважины; кислотные ванны и первичные внутрипластовые обработки	10—16%-ный раствор и ингибитор	Забойная температура до 60°С	Растворяющая способность (РС): 1 м³ 10%-ной соляной кислоты растворяет 143,4 кг карбоната кальция, в 1 м³ 16%-ной — 236,3 кг Скорость растворения мрамора при 20 °С ($СР_{20}$) в 10%-ной соляной кислоте 6,03 г/(м²·С). Скорость коррозии ст. 3 при $t = 20$°С ($СК_{20}$) с добавкой 0,1% катапина А $СК_{20} = 0{,}32$ г/(м²·ч). Поверхностное натяжение на границе с очищенным керосином: рабочего раствора $\sigma_р = 4{,}9$ мН/м; отработанного раствора $\sigma_0 = 4{,}6$ мН/м.
2	Соляная кислота улучшенной фильтруемости	Добывающие и нагнетательные скважины; внутрипластовые обработки	По п. 1+ПАВ гидрофобизатор для добывающих скважин, а для нагнетательных — гидрофилизатор. Содержание ПАВ 0,1—0,025% мас.	Слабопроницаемый коллектор, загрязненный минеральной взвесью	РС по п. 1; $СР_{25} \approx$ $\approx$2 г/(м³·ч) в 10%-ной соляной кислоте и 0,25% ОП-10; $СК_{25}$=1,7 г/(м²·ч) при тех же условиях; $\sigma_р = 6{,}8$ мН/м; $\sigma_0 = 7{,}9$ мН/м.

Продолжение табл. VIII.6

№ п/п	Реагент	Категория скважин и особенности обработки	Состав раствора	Основные условия применения	Основные свойства состава
3	Стабилизированный соляно-кислотный раствор	Добывающие и нагнетательные скважины; внутрипластовые обработки	По п. 1 и 2 с присадкой 3—5%-ной уксусной или 2—3%-ной лимонной кислот	Железосодержащие коллекторы. Нагнетательные скважины для сброса сточных вод	В 10%-ной соляной и 5%-ной уксусной кислотах растворяется 168,5 кг карбоната кальция $СР = 5$ г/(м²·ч), $СК = 4{,}76$ г/(м²·с).
4	Состав для сульфатизированных карбонатов	Добывающие и нагнетательные скважины; внутрипластовые обработки	Состав раствора соляной кислоты по пп. 1, 2 и 3, затворенный на пластовой воде хлоркальциего типа с плотностью 1,18 г/см³ и более или на технической воде, содержащей 6—7% поваренной соли, 5—10% хлористого кальция, 3—4% сульфатов калия и магния.	Коллекторы содержат соединения сульфатов	Основные свойства подобны составам по п. 1 или 2. Добавка солей предупреждает выпадание гипса
5	Состав для ангидритов	Внутрипластовые обработки добывающих и нагнетательных скважин	Состав раствора соляной кислоты по пп. 1 и 2, содержащий KNO_3 6—10%.	Воздействие на ангидритосодержащие породы	1 м³ 12%-ного раствора соляной кислоты растворяет 18,5 кг $CaSO_2$; 12% 6—10% KNO_3 увеличивает растворимость ангидритов на 8—21%
6	Концентрированная соляная кислота	Внутрипластовые обработки нагнетательных и добывающих скважин с необсаженными продуктивными пластами	Состав HCl—25%—35%, ингибиторов В—2—2,0÷÷3,5% и ОП—10 0,05÷0,15%	Коллектора, содержащие легкие нефти, слабоминерализованная вода. Температурный режим 115—165°С	1 м³ 28%-ной соляной кислоты растворяет 436 кг карбоната кальция. Скорость нейтрализации в 2—2,5 раза меньше 15%-ной HCl. $СК_{25} = 10$ г/(м²ч)

Продолжение табл. VIII.6

№ п/п	Реагент	Категория скважин и особенности обработки	Состав раствора	Основные условия применения	Основные свойства состава
7	Газированная кислота	Внутрипластовые обработки добывающих и нагнетательных скважин	Составы HCl по 1—6; газированные азотом, углекислым газом и воздухом	Пористые и пористо-трещиноватые коллекторы, загрязненные минеральной взвесью	$CP_{30} = 0{,}88$ г/(м²·с) при степени аэрации 20—25 и атмосферном давлении.
8	Кислотная пена	То же	Соляная кислота 15—20%-ной концентрации; ПАВ от 0,1 до 0,5%. Степень аэрации 1,5—5 в пластовых условиях; стабилизатор КМЦ до 1,5%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллекторы	$CP_{20} = 0{,}24$ г/(м²с) при 0,2% ОП-10 и 0,5—1% КМЦ
9	Гидрофобная кислотная эмульсия на основе светлых нефтепродуктов	Добывающие скважины, внутрипластовые обработки.	60—70%-ный раствор HCl по пп. 1—6; 40—30% светлых нефтепродуктов (керосин, дизельное топливо) и 0,5—1% эмульгатора диаминдиалеат, алкиламид, первичные амины.	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллекторы при температурном режиме 70—170 °С	Стабильность эмульсии при 130 °С и давлении 30 МПа — 1 ч.
10	Гидрофобная нефтекислотная эмульсия	То же	50—70%-ный по пп. 1—6: 30—50% нефти, содержащей 2—4% асфальтенов, 6—10% силикагелевых смол, до 6% парафина; ПАВ типа ОП-10 в количестве 0,1—0,2%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллекторы при температурном режиме 60—90 °С	Стабильность эмульсии при температуре 50—90 °С от 2 до 4 ч.
11	Загущенная соляная кислота	Внутрипластовые обработки нагнетательных скважин	12—15% HCl в 0,5—3% растворах КМЦ или в сульфитспиртовой барде	Трещиноватые и трещиновато-пористые коллекторы при температурном режиме до 60 °С	Замедляет скорость растворения в 1,5—2 раза. Деструкция КМЦ при 60 °С

Продолжение табл. VIII.6

№ п/п	Реагент	Категория скважин и особенности обработки	Состав раствора	Основные условия применения	Основные свойства состава
12	Сульфаминовая кислота	Внутрипластовые обработки нагнетательных и добывающих скважин	10—15% раствор HSO_3NH_2 и 0,1—0,2 ПАВ	Сульфат- и железосодержащие пористые коллекторы с температурным режимом до 60 °С	РС = 51,5 кг карбоната кальция в 1 м³ 10%-ной кислоты; $СР_{20}$ = 1,57 г/м²·с $СК_{20}$ = 2,18 г/м²·ч
13	Уксусная кислота	Внутрипластовые обработки добывающих скважин	10%-ный раствор уксусной кислоты	Сульфат- и железосодержащие коллекторы с температурным режимом более 90 °С	$СР_{20}$ = 0,27 г/м²·с; $СК_{20}$ = 2,97 г/м²·ч Растворяющая способность в 1 м³ 10%-ной кислоты к
14	Оксидат	То же	Опробован товарный продукт и его водные растворы в соотношениях от 1 : 1 до 1 : 3	Низкопроницаемые пористые коллекторы. Область и условия применения уточняются*	$СР_{140}$ = 0,17 г/м²·с $СК_{100}$ = 30—80 г/м²·ч
15	Глинокислота	Добывающие и нагнетательные скважины	8—10% HCl + 3—5% HF	Терригенный коллектор, пористые и трещиноватые коллекторы. Разрушение глинистой и цементной корок	Растворяющая способность по каолину: РС = 27,5 кг/м³ при 3%-ной HF, РС = 46,1 кг/м³ при 5%-ной HF; $СК_{20}$ = 43,1 г/м²·ч

* Удовлетворительные результаты получены при обработке горячих пластов.

Ангидриты предпочтительно обрабатывать солянокислотными растворами, содержащими 6—10% вес. азотнокислого калия (состав 5).

При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доза которых соответственно составляет 3—5% и 2—3% (состав 3).

Температурный режим пластов обусловливает скорость реакции кислот с породой, а повышенные температуры (более 60°С) определяют требование по применению для обработок скважин реагентов и составов с замедленными сроками нейтрализации, что повышает охват пластов обработкой по его простиранию. Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивает применение кислотных эмульсий с регулируемым сроком стабильности (составы 9 и 10, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду — нефть или нефтепродукты, которые, обволакивая капли кислоты, предотвращают ее взаимодействие с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта, а проникающая способность их определяется степенью дисперсности, но вместе с тем область применения эмульсий вследствие повышенной вязкости ограничивается в основном трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами.

Для увеличения времени нейтрализации соляной кислоты в качестве замедлителя добавляют хлористый кальций, с вводом которого в раствор замедляется реакция. С увеличением концентрации хлористого кальция возрастают вязкость и плотность раствора, в результате также снижается скорость нейтрализации кислотного раствора, затворенного на хлористом кальции или пластовой воде хлоркальциевого типа (состав 4). Суммарный эффект замедления скорости нейтрализации при этом достигает 2,5 раза.

Смеси сильных и слабых кислот нейтрализуются медленнее, чем раствор сильной кислоты такой же концентрации. При этом сильная кислота в растворе со слабыми кислотами подавляет диссоциацию последней, на чем основано замедленное вступление в реацию молекул слабой кислоты, так как молекулы таких кислот, не подвергшиеся диссоциации, не реагируют с породой практически до полной нейтрализации сильной кислоты. В качестве присадок слабых кислот используют органические кислоты — уксусную и лимонную (состав 3). Скорость нейтрализации составов в этом случае замедляется до 4,5 раза.

Еще медленнее нейтрализуются растворы уксусной кислоты (состав 13), так как имеют малую степень диссоциации. В стадии опытно-промышленных работ для повышения производительности скважин и их освоения находит применение оксидат (состав 14) — продукт жидкофазного окисления углеродов, содержащий в своем составе уксусную и другие органические кислоты, растворители и воду.

При температурах 115—165°С для увеличения глубины охвата по простиранию пористых пластов низкой проницаемости применяют концентрированную соляную кислоту, ингибированную реагентом В-2. Механизм снижения скорости нейтрализации при использовании концентрированной соляной кислоты обусловлен изменением закономерности диссоциации при содержании хлористого водорода более 22% (состав 6).

Тип коллектора и гидродинамические характеристики скважины в призабойной и удаленной зонах определяют требования к реологическим характеристикам и проникающей способности рабочих жидкостей.

В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы — кислотные эмульсии и пены, а также загущенные кислотные составы (составы 8, 9, 10, 11). Эти реагенты способствуют повышению охвата по простиранию и по толщине пласта, так как при их продвижении в трещинах создаются значительные сопротивления, а рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины.

Механизм замедления взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлен прилипанием газовых или воздушных пузырьков к по-

верхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны. Поверхностно-активное вещество, вводимое в пены, помимо того, что само адсорбируется на породе, предупреждает также коалесценцию пузырьков и способствует прилипанию их к породе, а в нейтрализованном растворе снижает межфазное натяжение и тем самым улучшает вынос отработанного раствора с продуктами реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, характеризуются наличием начального градиента давления, что создает благоприятные условия для их применения в целях повышения охвата воздействием по толщине пласта. Вместе с тем возможность применения кислотных пен пока что лимитируется температурным режимом обработки, пеногасящими свойствами нефтей и соленостью воды по хлоридам. При солености воды по хлоридам 5% и более, при температурах 60÷85°С устойчивость пен мала, а при наличии слоя нефти над пеной и при фильтрации через пористые среды она разрушается. В силу указанных свойств пен их предпочтительно применять в условиях трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов, невысоких пластовых давлений и в водонагнетательных скважинах.

Кислота, загущенная карбоксилметилцеллюлозой (состав 11) имеет вязкость до 20 мПа·с, что снижает скорость нейтрализации. Кроме того, КМЦ и ССБ, адсорбируясь на породе, уменьшают площадь контакта кислоты с породой, а также снижают скорость нейтрализации кислоты. Совокупное действие указанных факторов приводит к увеличению глубины обработок, а создаваемые сопротивления при движении загущенной кислоты способствуют увеличению охвата по толщине пласта. Вместе с тем КМЦ марок 500 и 600 подвергаются деструкции при температуре 60°С, чем и ограничивается область применения этого состава.

В пористых коллекторах с низкой проницаемостью и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью предпочтительно применять кислотные составы с повышенной проникающей способностью, к которым относят газированные кислоты, и кислоту улучшенной фильтруемости (составы 2 и 7). Газированные кислоты по содержанию в них газовой фазы подразделяются на газированные жидкости и аэрозоли; при этом в аэрозолях преобладает газовая фаза, а в газированной кислоте — жидкая. По мере насыщения газа парами кислоты ее проникающая способность возрастает, так как снижается поверхностное натяжение на границе с породой. Поэтому кислотные золи проникают в самые мельчайшие трещины и поровые каналы, куда кислоты и водные растворы не способны проникать из-за противодействия капиллярных сил. В качестве газовой фазы в газированных кислотах используются воздух, азот и углекислый газ. Применение азота предпочтительно для снижения коррозионной активности и взрывобезопасности, а углекислого газа— для повышения растворяющей способности системы.

Терригенные коллекторы обрабатывают смесью соляной и плавиковой кислот (глинокислота; состав 15).

Взаимодействие плавиковой кислоты с силикатными материалами, кварцем и каолином терригенного коллектора происходит по следующим реакциям:

$$SiO_2 + 4HF = SiF_4 + 2H_2O;$$

$$H_4Al_2Si_2O_3 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O.$$

Реакция с кварцем протекает медленно, а наиболее существенно при воздействии фтористоводородной кислоты на терригенные коллекторы ее взаимодействие с алюмосиликатами (например, каолином и др.), т. е. к объектам воздействия плавиковой кислоты (HF) относятся цементирующие силикатные разности — аморфная кремнекислота, глины и аргиллиты.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, прочно запечатывающий поровое пространство. Для предупреждения образования в поровом пространстве геля

кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной, при этом раствор соляной кислоты обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как соляная кислота с соединениями кремния практически не реагирует.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т. е. разрушением структуры призабойной зоны. Дезагрегирование и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором оптимальных концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Удельный объем и состав глинокислоты подбирают опытным путем, при этом по совокупности исследований на оптимальный состав считают: содержание HF — от 3 до 5% и содержание HCl — от 8 до 10%, а удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3—0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

При взаимодействии фтористоводородной кислоты с карбонатными разностями породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния, поэтому при содержании в терригенной породе более 2% карбонатов перед глинокислотной проводится солянокислотная обработка призабойной зоны на глубину простирания, равную или большую, чем при глинокислотном воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2—4% выше, чем в смеси с плавиковой.

Для обработок скважин заводы-изготовители поставляют абгазовую соляную кислоту (ТУ 6-714—77) и синтетическую соляную кислоту техническую (ГОСТ 857—78). Массовая доля хлористого водорода в соляной кислоте должна составлять (не менее):

по ГОСТ 857—78—35% (марка А) и 31,5% (марка Б — первый сорт);
по ТУ 6—01—714—77—22% (марка А) и 20% (марка Б).

Соляная техническая синтетическая кислота содержит до 0,03% сульфатов в пересчете на SO_4. Большее содержание сульфатов приводит к образованию недопустимого количества гипса или безводного сульфата кальция.

В соляной кислоте (марка Б, сорт 2), изготовленной из абгазов (ТУ 6—01—714—77), содержится до 1% фтористого водорода, который при реагировании с карбонатами образует в поровом пространстве слаборастворимый осадок фтористого кальция. Поэтому для обработки карбонатных коллекторов используется абгазовая кислота марки А или марки Б 1-го сорта. Абгазовая кислота марки Б 2-го сорта пригодна лишь для глинокислотных обработок.

Соляная кислота перед поставкой ингибируется по согласованию с потребителями. В то же время по технологическим причинам производства кислоты или в результате коррозии емкостей, предназначенных для транспорта и хранения, в поставляемой соляной кислоте могут содержаться соединения железа в виде $FeCl_3$ (хлорное железо).

После нейтрализации карбонатами рабочих растворов соляной кислоты до pH-3,5 хлорное железо гидролизуется и выпадает в объемный коллоидный осадок в проточных каналах обрабатываемого пласта в виде гидроокиси железа $Fe(OH)_3$ или основных его солей. Поэтому содержание железа в кислоте ограничено до 0,015%, по ТУ 6—01—714—77 — до 0,03%.

Уксусная кислота 98%-ной концентрации затвердевает при температуре 16,3°—16,7°С, температура кипения 118°С. Для обработки скважины используются кислоты:

уксусная синтетическая;
уксусная лесотехническая.

В уксусной кислоте для обработки скважин примесь серной кислоты должна выдерживаться по норме.

Комплексы соединений уксусной кислоты и железа гидролизуются при разных температурах в зависимости от содержания этой кислоты. По мере увеличения содержания уксусной кислоты в составе температура гидролиза

возрастает. Так, например, при содержании 2% уксусной кислоты температура гидролиза 65°С, а при 5% — 86°С.

Доза уксусной кислоты для стабилизации кислотного раствора от выпадения железистых осадков определяется содержанием железа в рабочем кислотном растворе и составляет:

Содержание железа, %	0,01—0,1	0,1—0,3	0,3—0,5
Содержание CH_3COOH, % . .	1,0	1,5	2—3

Лимонная кислота, как и уксусная, образует растворимые комплексные соединения с железом, которые не разрушаются при кипячении нейтрализованного кислотного раствора.

Лимонная кислота дозируется в количестве 0,5% от массы кислотного раствора при содержании 0,01—0,3% железа и 1% при содержании железа от 0,3 до 0,5%.

Сульфаминовая кислота относится к сильным (ее константа диссоциации при 25°С равна $1{,}01 \cdot 10^{-1}$) и представляет собой бесцветное кристаллическое вещество. Растворимость сульфаминовой кислоты в воде—146,8 г/л при 0°С в 470,8 г/л при 80°С. В органических растворителях эта кислота не растворяется. Водные растворы ее при температурах до 60°С устойчивы; при температурах более 60°С сульфаминовая кислота гидролизуется. Так, например, 10%-ный водный раствор сульфаминовой кислоты при нагревании до 80°С в течение 8 ч гидролизуется на 43,7% по схеме

$$2NH_2SO_3H + 2H_2O \rightarrow NH_4OSO_3H \rightarrow NH_4HSO_3.$$

В связи с гидролизом сульфаминовой кислоты ее применение для обработок скважин ограничивается пластовой температурой 60°С.

Плавиковая кислота относится к сильным и применяется при воздействии на призабойную зону для растворения частиц силикатного материала цементирующего и скелетного вещества терригенных продуктивных коллекторов, глинистого или цементного раствора, поглощенных в процессе бурения или ремонтов, а также материалов, закупоривающих поверхность забоя глинистой или цементной коркой. Качество используемой в добыче нефти плавиковой кислоты регламентируется ТУ 608—236—77 по следующим основным показателям:

Содержание фтористого водорода (HF), % (не менее)	30
Содержание кремнефтористоводородной кислоты, % (не более)	8
Содержание серной кислоты, % (не более)	2,5

Плавиковая кислота поставляется в виде водного раствора в полиэтиленовых бутылях, токсична.

Удобный заменитель плавиковой кислоты — фторид-бифторид аммония (NH_4FHF), представляющий собой твердое кристаллическое вещество. Килограмм фторид-бифторид аммония эквивалентен 0,7 кг фтористого водорода или 1,55 л 40%-ной плавиковой кислоты.

Кислоты, используемые при освоении скважин и повышении их производительности, представляют коррозионно активные среды по отношению к металлу. При 20°С и концентрации кислот 10% скорость коррозии Ст. 3 в них составляет (г/м²·ч):

Соляная кислота	7,0
Уксусная кислота	2,97
Сульфаминовая кислота	2,18
Глинокислота (10% HCl + 5% HF)	43,1

С увеличением концентрации кислот и температуры коррозионная активность кислот по стали возрастает[1]. Для защиты металла наземного и под-

[1] Норма коррозионной активности кислот для процессов обработки скважин нестабильна. СевКавНИПИнефть, исходя из допусков по толщине насосно-компрессорных труб, равного 0,5 мм (или 6% массы), допускает предельную величину коррозионной активности кислоты 80 г/(м² · ч). При этом суммарная продолжительность контакта кислоты с трубами при обработках оценивается 30—40 ч.

земного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. В частности, для соляной и глинокислот в качестве ингибиторов используют формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1 и В-2 и др. Реагентам, используемым в качестве ингибиторов коррозии предъявляются следующие требования:

эффективность ингибитора должна обеспечивать снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;

растворимость в используемых кислотах должна быть хорошей; допускается только слабая замутненность раствора, заметно не отражающаяся на фильтрации его; после нейтрализации кислоты карбонатами ингибитор не должен выпадать в осадок (высаливаться);

ингибитор или композиционные добавки, входящие в его состав, не должны образовывать осадков с продуктами реакции.

Поскольку нефтяные коллекторы по смачиваемости подразделяются на гидрофобные и гидрофильные, поверхностно-активные вещества-гидрофобизаторы при взаимодействии с коллектором адсорбируются на нем и покрывают поверхность породы, снижая площадь контакта и скорость нейтрализации кислотного состава, тогда как гидрофилизаторы инициируют взаимодействие состава и породы. Адсорбция ПАВ-гидрофобизаторов на поверхности пород способствует и ограничению водопритоков в добывающие скважины. Изменение смачиваемости пород при воздействии на них ПАВ используется также при переводе добывающих скважин в нагнетательные, для чего в призабойную зону перед пуском скважин под нагнетание закачивают растворы поверхностно-активных веществ. Удельные объемы закачки растворов изменяются от 0,5 до 5 м³/м, а концентрация ПАВ в растворе постепенно снижается от 0,3% до 0,1%.

Кислотные растворы, являясь электролитами, способствуют при определенных условиях образованию в призабойной зоне стойких эмульсий. Поэтому при содержании в нефти 2% и более асфальтенов и свыше 6% силикагелевых смол в кислотные составы обязательно вводятся деэмульгаторы, в качестве которых используются неионогенные ПАВ, например, ОП-10 в количестве 0,1—0,15% (весовых), или же другие деэмульгаторы, доза которых определяется свойствами нефти и деэмульгатора. ПАВ используется также и для повышения фильтрации кислотного раствора или составов на кислотной основе и для предупреждения блокировки призабойной зоны продуктами реакции. В указанных целях при кислотных обработках нефтедобывающих скважин целесообразнее применять катионоактивные ПАВ (например, катапин), которые понижают поверхностное натяжение на границе фаз порода — отработанная кислота и гидрофобизируют породу, что способствует дополнительному приросту добычи нефти. При отсутствии катионоактивных ПАВ для обработок добывающих скважин можно применять и неионогенные ПАВ типа ОП. Эффективность этих ПАВ меньше, так как, значительно снижая поверхностное натяжение, они не являются гидрофобизаторами пород.

При обработках нагнетательных скважин в кислотные составы предпочтительно добавлять неионогенные ПАВ.

В результате фазовые превращения нефтей при эксплуатации залежей происходят отложения асфальтосмолистых компонентов нефтей в призабойной зоне скважин, снижающих эффективность кислотного воздействия. Для удаления таких отложений применяют термокислотные обработки и воздействуют на призабойную зону пласта органическими растворителями и мицеллярными растворами. Общее требование к составам применяемых растворителей — недопустимость содержания в них хлор- и фторпроизводных, свободного хлора, непредельных углеводородов или других компонентов, отрицательно сказывающихся на процессе переработки нефти и качества продукции. Отложения парафинистого типа растворяют керосином, в 1 м³ которого растворяется около 200 кг парафина и смол. Для асфальтеновых отложений экономичнее применять «бензиновую головку» (ТУ 352—53) или бензол сырой (ТУК 12—53). В указанных целях в лабораторных условиях можно подбирать регламенты применения растворителей парафина, асфальтенов и

смол из полупродуктов предприятий нефтегазопереработки или нефтехимии, базирующихся на территории данного или близлежащего административного района (конденсат, бутил-бензольную фракцию, дизельное топливо и др.). При этом возможность применения выбранного растворителя следует обязательно согласовать с предприятиями нефтехимии и нефтепереработки.

Осуществляется кислотное воздействие следующих видов: кислотные ванны, внутрипластовые и поинтервальные кислотные обработки, кислотный гидроразрыв пласта или кислотные обработки при высоком давлении, кислотно-гидромониторное.

Расход реагентов при кислотном воздействии каждого вида проводится в зависимости от вида кислотного воздействия, рецептуры кислотного состава, принятой технологии и геолого-промысловых условий. Кислотные ванны целесообразны в процессе первичного освоения скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предпочтительно применять для очистки необсаженных фильтров скважин; при обработке скважин, фильтр которых перекрыт обсадными трубами, используются кислотные составы пониженной коррозионной активности. Потребность кислотного раствора на кислотную ванну равна объему ствола скважины в интервале обработки. Потребный объем кислотного состава для внутрипластовой обработки определяется из соотношения

$$V_{кс}=\pi hm(R^2_{об}-r^2_{ск}), \qquad \text{(VIII.51)}$$

где $V_{кс}$ — потребный объем кислотного состава, м³; h — толщина обрабатываемого интервала, м; m — пористость (эффективная) пород, доли единиц; $R_{об}$ — радиус (глубина) обработки, м; $r_{ск}$ — радиус скважины, м.

Если радиус обработки достаточно велик, а продолжительность нейтрализации кислотного состава мала и недостаточна для закачки активного раствора на всю глубину обработки по простиранию пласта, применяют поэтапную внутрипластовую обработку. Сущность этой схемы заключается в поочередной закачке кислотных составов и специальных жидкостей, которые как бы блокируют обработанные кислотным составов поверхности от дальнейшего взаимодействия с ним. В качестве таких жидкостей применяют растворы полимеров и ПАВ для нагнетательных скважин и дегазированные нефти или другие жидкости на нефтяной основе — для добывающих скважин. В качестве специальных жидкостей предпочтительнее применять реагенты, характеризующиеся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что позволяет повышать охват воздействием и по толщине пласта. Оптимальные объемы (суммарные и поэтапные) кислотного состава и специальных жидкостей устанавливаются опытным путем, а при отработке регламентов таких обработок (по опыту работ в Белоруснефти) можно принять поочередную закачку 5 м³ кислотного состава и 1,5—2 м³ специальной жидкости при трех циклах.

Поинтервальные кислотные обработки проводятся для ввода в разработку не охваченных отбором или закачкой участков продуктивной толщи.

Кислотный гидроразрыв пласта проводится в плотных коллекторах, доломитах и доломитизированных известняках с целью увеличения глубины обработки по простиранию продуктивного пласта. Потребный объем кислотного состава или нефтекислотной эмульсии при кислотном гидроразрыве

$$V_{кс}=T_{н\,р}q_{зак}, \qquad \text{(VIII.52)}$$

$$V_{кс\,э}=T_{с\,э}q_{зак}, \qquad \text{(VIII.53)}$$

где $V_{кс}$ — потребный объем кислотного состава, м³; $T_{н\,р}$ — продолжительность нейтрализации раствора, мин; $q_{зак}$ — темп закачки реагента, м³/мин; $V_{кс\,э}$ — потребный объем кислотной эмульсии, м³; $T_{с\,э}$ — продолжительность стабильности эмульсии, мин.

ТАБЛИЦА VIII.7. ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРОВ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПРИ 20 °С

Плотность, г/см³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг	Плотность, г/см³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг
1,003	1	0,010	1,119	24	0,269
1,008	2	0,020	1,125	25	0,282
1,018	4	0,041	1,129	26	0,294
1,028	6	0,062	1,135	27	0,307
1,038	8	0,083	1,139	28	0,319
1,047	10	0,105	1,145	29	0,332
1,057	12	0,127	1,149	30	0,345
1,063	13	0,140	1,155	31	0,358
1,068	14	0,150	1,159	32	0,371
1,073	15	0,163	1,165	33	0,385
1,078	16	0,172	1,169	34	0,398
1,085	17	0,184	1,172	35	0,411
1,088	18	0,196	1,179	36	0,424
1,098	20	0,220	1,185	37	0,438
1,105	21	0,232	1,189	3°	0,452
1,108	22	0,244	1,194	39	0,466
1,115	23	0,257	1,198	40	0,479

Кислотно-гидромониторное воздействие применяется для очистки поверхности фильтра от цементной и глинистой корок и инициирования поинтервального воздействия или кислотного гидроразрыва.

Потребный объем кислотного состава при кислотно-гидромониторном воздействии

$$V_{\text{кс г}} = T q_{\text{н}} n, \qquad \text{(VIII.54)}$$

где $V_{\text{кс г}}$ — потребный объем кислотного состава, м³; T — продолжительность кислотно-гидромониторного воздействия, мин; $q_{\text{н}}$ — расход через насадку, м³/мин; n — число одновременно работающих насадок [1].

Потребный объем товарной кислоты на приготовление 1 м³ кислотного состава заданной концентрации

$$V_{\text{т}} = \frac{10 \varkappa_{\text{з}} \rho_{\text{з}}}{A}, \qquad \text{(VIII.55)}$$

ТАБЛИЦА VIII.8

ПЛОТНОСТЬ ФТОРИСТОВОДОРОДНОЙ КИСЛОТЫ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПРИ 20° С

Плотность, г/см³	Концентрация, %	Содержание HF в 1 л, кг	Плотность, г/см³	Концентрация, %	Содержание HF в 1 л, кг
1,005	2	0,020	1,070	20	0,214
1,012	4	0,041	1,084	24	0,260
1,021	6	0,061	1,096	28	0,307
1,028	8	0,082	1,107	32	0,354
1,036	10	0,104	1,118	36	0,403
1,043	12	0,125	1,123	40	0,448
1,050	14	0,147	1,134	42	0,476
1,057	16	0,169	1,139	44	0,501
1,064	18	0,192	1,155	50	0,578

[1] Параметры T, $q_{\text{н}}$, n определены Временной инструкцией по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта. Москва, ВНИИ, 1967.

ТАБЛИЦА VIII.9

ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА УКСУСНОЙ КИСЛОТЫ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПРИ 20 °С

Плотность, г/см³	Содержание CH_3COOH, %	Количество CH_3COOH, в 1 л, кг	Плотность, г/см³	Содержание CH_3COOH, %	Количество CH_3COOH, в 1 л, кг
0,9996	1	0,010	1,0559	48	0,507
1,0012	2	0,020	1,0575	50	0,529
1,0025	3	0,030	1,0582	51	0,540
1,0040	4	0,040	1,0590	52	0,551
1,0055	5	0,050	1,0597	53	0,562
1,0069	6	0,060	1,0604	54	0,573
1,0083	7	0,071	1,0611	55	0,584
1,0097	8	0,081	1,0618	56	0,595
1,0111	9	0,091	1,0631	58	0,617
1,0125	10	0,101	1,0642	60	0,639
1,0139	11	0,112	1,0653	62	0,661
1,0154	12	0,122	1,0662	6	0,682
1,0168	13	0,132	1,0671	64	0,704
1,0182	14	0,143	1,0675	67	0,715
1,0195	15	0,153	1,0678	68	0,726
1,0209	16	0,163	1,0682	69	0,737
1,0223	17	0,174	1,0685	70	0,748
1,0236	18	0,184	1,0687	71	0,759
1,025	19	0,195	1,0690	72	0,770
1,0263	20	0,205	1,0693	73	0,781
1,0276	21	0,216	1,0694	74	0,791
1,0288	22	0,226	1,0696	75	0,802
1,0301	23	0,237	1,0698	76	0,813
1,0313	24	0,248	1,0700	78	0,835
1,0326	25	0,258	1,0700	79	0,845
1,0338	26	0,269	1,0700	80	0,856
1,0349	27	0,279	1,0699	81	0,867
1,0361	28	0,290	1,0698	82	0,877
1,0372	29	0,301	1,0696	83	0,888
1,0384	30	0,312	1,0693	84	0,898
1,0395	31	0,322	1,0689	85	0,909
1,0406	32	0,333	1,0685	86	0,919
1,0417	33	0,344	1,0680	87	0,929
1,0428	34	0,355	1,0675	88	0,939
1,0438	35	0,365	1,0668	89	0,950
1,0449	36	0,376	1,0661	90	0,960
1,0459	37	0,387	1,0652	91	0,969
1,0469	38	0,398	1,0643	92	0,979
1,0479	39	0,409	1,0632	93	0,989
1,0488	40	0,420	1,0619	94	0,998
1,0498	41	0,430	1,0605	95	1,007
1,0507	42	0,441	1,0588	96	1,016
1,0516	43	0,452	1,0570	97	1,025
1,0525	44	0,463	1,0549	98	1,034
1,0542	46	0,485	1,0524	99	1,042
1,0551	47	0,496	1,0498	100	1,050

где $V_т$ — объем товарной кислоты, л; $a_з$ — заданная концентрация кислоты в составе, %; $\rho_з$ — плотность раствора кислоты заданной концентрации, г/см³; A — концентрация товарной кислоты, кг/л (табл. VIII.7—VIII.9).

В качестве временно изолирующих материалов при поинтервальном кислотном воздействии на пласт используют полимеры, высокоокисленные битумы, сухую сульфитспиртовую барду, гранулированный нафталин и другие водо- или нефтерастворимые зернистые и вязкоупругие материалы.

В зависимости от забойной температуры для поинтервального воздействия в добывающих скважинах на промыслах Грознефти применяют:

Полимер бензинового потока, высокоокисленный битум	До 100°С
Полимер бензинового потока, полимер промрастворного потока, высокоокисленный битум	До 100—120°С
Полимер промрастворного потока, полиэтилен низкого давления, высокоокисленный битум	120—130°С
Высокоокисленный битум, полиэтилен низкого давления	130—150°С
Высокоокисленный битум, полипропилен	150—180°С
Высокоокисленный битум	180°С

В качестве жидкости-носителя для транспортировки изолирующих материалов типа полиолефинов применяют нефть, а для транспортировки высокоокисленного битума — 3%-ный водный раствор сульфитспиртовой барды.

Содержание полимеров в жидкости-носителе составляет 150—250 кг/м³, а высоковязких высокоокисленных битумов 100—130 кг/м³. Количество изолирующего материала принимается из расчета 10—20 кг на 1 м изолируемой толщины пласта.

Пример 1. Определить потребность в товарной кислоте на приготовление ингибированного солянокислотного раствора при плотности товарной ингибированной соляной кислоты $\rho_т = 1{,}142$ г/см³. Чтобы определить потребность в товарной кислоте для приготовления 1 м³ раствора соляной кислоты с концентрацией 12%, по табл. VIII.7 определяем плотность 12%-го раствора соляной кислоты и содержание кислоты в 1 л товарного продукта, которые соответственно равны 1,060 г/см³ и 0,320 кг/л.

По формуле (VIII.55) определяем потребность в товарной кислоте для приготовления 1 м³ кислотного раствора с концентрацией по соляной кислоте, равной 12%:

$$V_т = \frac{10 a_з \rho_з}{A} = \frac{10 \cdot 12 \cdot 1{,}060}{0{,}320} = 397{,}6 \text{ л}.$$

Принимаем 400 л.

Таким образом, для приготовления 1 м³ ингибированного раствора соляной кислоты из товарной с плотностью 1,142 г/см³ необходимо 400 л HCl смешать с 600 л воды.

Пример 2. Определить потребность в товарных кислотах на приготовление 1 м³ глинокислотного раствора состава 12% HCl+3% HF при плотности товарной соляной кислоты 1,142 г/см³, а товарной фтористоводородной (плавиковой) кислоты — 1,084 г/см³. Требуется приготовить 1 м³ раствора глинокислоты состава 12% HCl+3% HF.

Сначала определяем расход товарной соляной кислоты на приготовление 1 м³ ее раствора 12%-ной концентрации. Как показано в предшествующем примере, расход товарной соляной кислоты составляет 400 л.

Затем по табл. VIII.8 определяем весовое содержание плавиковой кислоты в 1 л товарного продукта, которое равно 0,26 кг. При этом плотность кислотного рабочего раствора принимаем по 12%-ной HCl. Объем товарной плавиковой кислоты определяем по формуле (VIII.55):

$$V_т = \frac{10 a_з \rho_з}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1{,}06}{0{,}26} = 122{,}3 \text{ л}.$$

Следовательно, для приготовления 1 м³ глинокислоты состава 12% HCl и 3% HF из товарной соляной и плавиковой кислот соответственно с плотно-

стями 1,142 г/см³ и 1,084 г/см³ необходимо 400 л соляной кислоты смешать со 122 л плавиковой кислоты и 478 л воды.

Пример 3. Определить потребность в товарных кислотах для обработки призабойной зоны скважины 20 м³ глинокислоты состава 12% HCl+ +3% HF при плотности товарной соляной кислоты 1,142 г/см³, а товарной плавиковой кислоты 1,084 г/см³. Чтобы определить расход товарных кислот на обработку скважины глинокислотой, по табл. VIII.7 и VIII.8 определяем расходы товарных кислот для приготовления 1 м³ глинокислоты состава 12% HCl+3% HF, которые определяются в соответствии с порядком, приведенным в примерах 1 и 2, и соответственно составляют 400 и 122 л. Потребный объем товарных кислот на заданный объем состава определяется перемножением их объемов, потребных на приготовление 1 м³, на объем состава: 400 л×20=8000 л=8 м³; 122×20=2440 л=2,44 м³.

Следовательно, для приготовления 20 м³ глинокислоты состава 12% HCl+3% HF следует 8 м³ соляной кислоты плотностью 1,142 г/см³ смешать с 2,44 м³ плавиковой кислоты плотностью 1,084 и 9,56 м³ воды.

Пример 4. Определить потребность в товарных кислотах для обработки призабойной зоны скважины 20 м³ стабилизированной кислотой соответственно при плотностях товарных кислот: соляной кислоты 1,142 г/см³, плавиковой кислоты 1,084 г/см³, уксусной кислоты 1,0700 г/см³.

Чтобы приготовить 20 м³ раствора стабилизированной глинокислоты состава 12% HCl+3% HF+2% CH_3COOH, соляной и плавиковой кислот (определяем аналогично примеру 3) соответственно необходимо 8 и 2,44 м³.

Сначала определим расход уксусной кислоты на приготовление 1 м³ раствора. По табл. VIII.9[1] устанавливаем, что при плотности уксусной кислоты 1,0700 г/см³ и при 80%-ной концентрации ее весовое содержание составляет 0,856 кг/л. При плотности рабочего кислотного раствора 1,06 г/см³ на 1 м³ состава расход уксусной кислоты по формуле (VIII.55) определяется равным 25 л, а на заданный объем 20 м³ потребность в товарной уксусной кислоте составит 25·20=500 л=0,5 м³.

Таким образом, для приготовления заданного объема состава и условий поставок в примере 4 расходуется (в м³): соляной кислоты (30%) — 8, плавиковой кислоты (24%) — 2,44; уксусной кислоты (80%) — 0,5.

Всего 10,94 м³ кислот, а воды 9,06 м³.

Давление закачки составов при кислотном воздействии определяется методом и технологической схемой воздействия, прочностной характеристикой эксплуатационной колонны, прочностью цементных перемычек, разделяющих объекты обработки и продуктивный пласт от ниже- и вышележащих водо- или газонасыщенных пластов.

При кислотном воздействии по схемам, обеспечивающим повышение охвата закачкой или отбором, давление закачки реагента не должно превышать нижнего предела давления разрыва пласта, которое определяется экспериментально для конкретных залежей, а при накоплении опыта принимается равным 0,6 величины геостатического давления на пласт (давление вышележащей толщи пород).

По техническим признакам давление закачки реагента ограничивается допустимым рабочим давлением для спущенной эксплуатационной колонны. Когда давление закачки реагента превышает допустимое для эксплуатационной колонны (с учетом коэффициента запаса прочности и износа колонны), обработка осуществляется посредством изоляции интервала воздействия пакером, который устанавливается на 2—5 м выше верхних отверстий перфорации. Кроме того, давление закачки реагента при кислотном воздействии не должно вызывать нарушений герметичности разобщения пластов цементом, и, исходя из этого требования, перепад давления при закачке не должен быть выше 2 МПа на 1 м толщины цементной перемычки между обрабатываемым и близлежащим интервалами.

---

[1] Растворам уксусной кислоты с плотностью от 1,055 до 1,0700 г/см³ соответствуют две различные концентрации и соответственно два значения параметра А. Поэтому в указанном диапазоне плотностей уксусной кислоты ее концентрация уточняется в лабораторных условиях.

Темп закачки реагента в пласт определяют из условия охвата обработкой заданной глубины пласта. При этом реагент после достижения заданной глубины по простиранию пласта должен сохранить свою активность. Минимальный темп закачки реагента в пласт

$$q_{\min} = V_{\text{р}}/T_{\text{н р}}, \qquad \text{(VIII.56)}$$

где $q_{\min}$ — минимальный темп закачки реагента в пласты, л/с; $V_{\text{р}}$ — планируемый для обработки объем реагента, л; $T_{\text{н р}}$ — продолжительность нейтрализации раствора или стабильности эмульсии, с.

Потребность в рабочих насосных агрегатах

$$n = \frac{q_{\text{зак}} p_{\text{уд}}}{\eta^* q_{\text{а}} p_{\text{а}}} + 1, \qquad \text{(VIII.57)}$$

где n — потребное число агрегатов, шт.; $q_{\text{зак}}$ — планируемый темп закачки реагента, л/с; $p_{\text{у д}}$ — допустимое устьевое давление закачки, МПа; $q_{\text{а}}$ — производительность агрегата, л/с; $p_{\text{а}}$ — давление, развиваемое агрегатом при принятой производительности, МПа; η^* — коэффициент, учитывающий техническое состояние агрегатов.

Номенклатура и число вспомогательных наземных технических средств определяются из условий обеспечения непрерывности обработки и минимальной затраты трудовых ресурсов в соответствии с технологическими инструкциями или методиками на проведение методов и технической характеристикой используемого оборудования.

ИМПУЛЬСНО-УДАРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Для интенсификации отбора нефти и закачки воды предложены способы, основанные на использовании эффекта ударной волны и сопутствующих ей колебаний — разрыв пласта давлением пороховых газов, вибровоздействие, имплозийное, гидроимпульсное и термогазохимическое воздействия.

Сущность процесса разрыва пласта давлением пороховых газов заключается в создании на локальном участке в приствольной зоне скважины высокого (пикового) давления, действующего в течение короткого промежутка времени (0,01—1 с). Возникающие в породе аномальные напряжения, не успевая перераспределиться, приводят к необратимой их деформации и появлению остаточных трещин, разуплотнение, которые после снижения аномального избыточного давления остаются в раскрытом состоянии.

Согласно теории Ю. П. Желтова, скважинная жидкость, задавливаемая в пласт пороховыми газами, выполняет роль клина, раздвигающего стенки трещины. Причем длина образуемой первоначальной трещины l_1 больше длины остаточной трещины l_2.

Для определения максимального раскрытия вертикальной остаточной трещины, т. е. ее ширины вблизи скважины, получена следующая зависимость:

$$\omega_{2\,0} = \frac{4(1-\nu^2_2)\left(\frac{E_1}{E_2}-1\right) p l_2}{\pi E_2} \cos V_{2\,0} \ln \frac{\operatorname{tg}\left(\frac{\pi}{4}+\frac{V_{2\,0}}{2}\right)}{\operatorname{tg}\left|\left(\frac{\pi}{4}-\frac{V_{2\,0}}{2}\right)\right|}. \qquad \text{(VIII.58)}$$

Ширина остаточной трещины на некотором расстоянии от стенки скважины определяется из соотношения

$$\omega_2 = \frac{(\varkappa_1+1)(\xi-1) p l_2}{2\pi\mu_2}\left[\cos V_2 \ln \frac{\sin|(V_2 - V_{2\,0})|}{\sin(V_2+V_{2\,0})} + \right.$$

$$+\cos V_{2\,0}\ln\frac{\operatorname{tg}\left(\frac{V_2+V_{2\,0}}{2}\right)}{\operatorname{tg}\left|\left(\frac{V_2-V_{2\,0}}{2}\right)\right|}\Bigg]. \qquad \text{(VIII.59)}$$

Отношение длины остаточной трещины l_2 к длине первоначальной трещины l_1 определяется следующим образом:

$$\frac{l_2}{l_1}=\frac{\cos\left[\frac{\pi}{2}\left(1-\frac{q_\infty}{p}\right)\right]}{\cos\left[\frac{\pi}{2}\left(1-\frac{q_\infty}{p\left(1-\frac{E_1}{E_2}\right)}\right)\right]}. \qquad \text{(VIII.60)}$$

В выражениях (VIII.58)—(VIII.60)

$$V_{2\,0}=\frac{\pi}{2}\left(1-\frac{q_\infty}{p}\right)\frac{1}{1-\frac{E_1}{E_2}};\quad V_2=\arccos\frac{x}{l_2};$$

$$\varkappa_1=3-4\nu_1;$$

$$\varkappa_2=3-4\nu_2;\quad \xi=\frac{\mu_2\varkappa_1}{\mu_1\varkappa_2};$$

$$\mu_1=\frac{E_1}{2(1-\nu_1)};\quad \mu_2=\frac{E_2}{2(1-\nu_2)},$$

где q_∞ — боковое (горизонтальное) горное давление; p — давление, создаваемое генератором; E_1 и E_2 — модули Юнга породы до и после воздействия соответственно; ν_1 и ν_2 — коэффициент Пуассона породы до и после воздействия.

Оценки размеров трещин при пороховом разрыве пласта, выполненная Ю. П. Желтовым и авторами конструкции порохового генератора гидроразрыва (Беляевым Б. М. и др.) для реальных условий, показали, что, при $E_1=50$ ГПа, $E_2=0{,}1$ ТПа * и $\nu_1=\nu_2=0{,}2$ длины начально образуемых трещин l_1 составляют 32 и 19,5 м, а остаточных l_2 — 16,2 и 13,6 м при максимальных раскрытиях остаточных трещин $\omega_{2\,0}$ 3,4 и 0,1 см соответственно для давлений, создаваемых генераторами, 150 и 42,5 МПа и при боковых горных давлениях 15 и 12,6 МПа.

Следует отметить, что зависимости (VIII.58)—(VIII.60) получены для условия развития единичной вертикальной трещины. При взрыве зарядов, вероятно, образуется серия трещин, а поэтому эти аналитические зависимости и расчеты завышают размеры фактически образующихся трещин. В то же время проведенная оценка свидетельствует о потенциальных возможностях разрыва пластов за счет взрывов, а с учетом реальных условий представляется возможным оценить глубину воздействия давления пороховых газов до 10 м. Теоретические основы Ю. П. Желтова по гидроразрыву давлением пороховых газов в равной степени справедливы и для других методов ударно-импульсного воздействия (вибровоздействие, имплозия, гидро- и пневмоимпульсное воздействие и др.).

Для практической реализации разрыва пороховыми газами используются бескорпусные генераторы ПГД-БК ** и снаряды АДС ***.

---

* Гпа — гигапаскаль, ГПа=10^9 Па; ТПа — терапаскаль, ТПа=10^{12} Па.

** Разработано Б. М. Беляевым и др. в Раменском отделении НПО «Союзнефтегеофизика».

*** Разработано Н. А. Мальцевым, Г. А. Чазовым, М. Ф. Путиловым и др. в Пермнефти.

Генератор давления пороховых газов ПГД-БК (рис. VIII.17) создает давление до 250 МПа. Он состоит из нескольких пороховых зарядов с массой до 10 кг каждый, которые соединяются между собой с помощью герметичных опорных труб. Пороховой воспламенитель с электрозапалом размещен в наконечнике, а внутри каждого порохового заряда в опорной трубке установлены дополнительные пороховые воспламенители. Генератор спускается в скважину на бронированном кабеле КОБД-4 или КГБ-6, и после установки его в интервале обработки на электрозапал подается ток. Энергия горения поро-

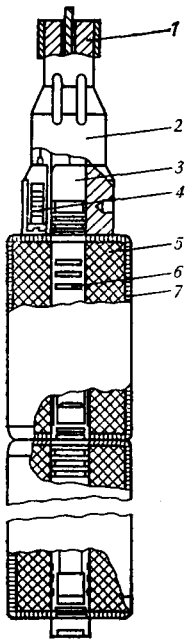


Рис. VIII.17. Генератор давления пороховых газов ПГД-БК:
1 — кабель; *2* — кабельный наконечник; *3* — электрозапал; *4* — крешер; *5* — пороховой заряд; *6* — опорная трубка; *7* — изоляция

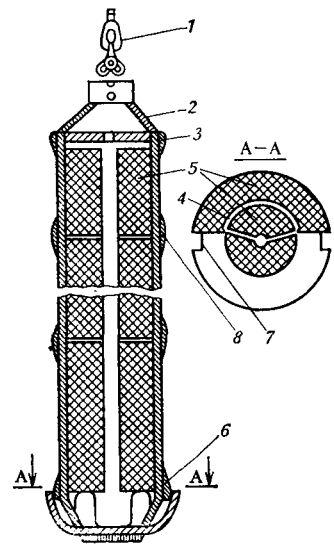


Рис. VIII.18. Снаряд АДС:
1 — кожух кабель-троса; *2* — канат; *3* — обойма; *4* — электроспираль; *5* — пороховой заряд; *6* — поддон; *7* — паз; *8* — втулка

хового заряда вызывает волну возмущения в окружающей жидкости. Жидкость под действием давления пороховых газов отодвигается в пласт и вверх по стволу скважины. Поскольку процесс горения заряда кратковременный, а инерционность столба жидкости над зарядом большая, то давление пороховых газов достигает величин, достаточных для разрывов пласта. В то же время непродолжительность импульса позволяет проводить обработки без пакера. Импульс давления обеспечивает пульсацию столба жидкости в стволе, что создает подвижки скважинной жидкости в пласт и из пласта с затухающими амплитудами, в результате чего приствольная зона испытывает знакопеременные нагрузки и очищается от продуктов загрязнения. Генераторы ПГД-БК предпочтительно применять в скважинах с открытым забоем..

Термогазохимическое воздействие осуществляется снарядами АДС, сгорание которых более продолжительно, чем ПГД-БК, что обусловлено, главным образом, конструктивными особенностями снарядов.

В зависимости от условий применения и цели обработки используют снаряды АДС-5 и АДС-6, которые отличаются величиной поверхности горения и массой заряда. Снаряд АДС-5 применяется главным образом с целью теплового и химического воздействий на пласт, а снаряд АДС-6 используется еще и для разрыва пласта.

Снаряд АДС обычно представляет собой гирлянду из нескольких сгорающих элементов и воспламенителя (рис. VIII.18). Сгорающие элементы выполнены в виде цилиндрических шашек, в тело которых вмонтирована спираль накаливания. Секции гирлянды соединяются втулками, которые также являются центраторами и предохраняют заряды от трения при спуске в скважину. Нижняя торцовая часть гирлянды оснащается поддоном, предохраняющим заряд от ударов. Те же функции выполняет обойма, монтируемая в верхней торцовой части снаряда АДС. Для спуска их в скважину используется кабель КОБД. Для воспламенения снарядов на спираль накаливания подается ток **силой не менее 1,5 А.**

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОХОВ СНАРЯДОВ ПГД-БК И АДС

Калорийность, кДж/кг	3500—5000
Температура горения, °С	2500—3500
Объем продуктов горения, м³/кг	0,8—1,0

Продукты сгорания порохов этих снарядов содержат азот, окись азота, углекислоту, соляную кислоту, воду и хлор. Температура среды в период проведения процесса термогазохимического воздействия у стенки скважины 180—250 °С. В зависимости от массы заряда генерируемые снарядами АДС газы способны создать давление до 100 МПа. Углекислый газ, образующийся при горении снаряда, растворяется в нефти и увеличивает ее подвижность за счет снижения вязкости и интенсивного разрушения адсорбционных слоев, а соляная кислота растворяет соединения кальция и окислы железа. Таким образом, при термогазохимическом воздействии пласты подвергаются комплексной обработке давлением, достигающим 100 МПа, соляной кислотой, теплом и растворителем.

Для оценки давления пороховых газов на забое скважины, развиваемого в процессе сгорания пороховых снарядов АДС, проф. Максутовым Р. А. и инж. Гарифовым К. М. получена эмпирическая зависимость, связывающая основные характеристики заряда, пласта и скважины:

$$p = p_г + \frac{79 \cdot 10^{-2} m p_г^3}{428{,}2 \sqrt{\frac{kh}{\mu}} + p_г},$$

где p — давление на забое после сгорания снаряда АСД, МПа; $p_г$ — гидростатическое давление в скважине, МПа; m — масса заряда, кг; kh/μ — гидропроводность, мкм²·м·МПа·с⁻¹.

Полученная зависимость позволяет определить необходимую массу снаряда АДС. Зная допустимое давление для обсадной колонны или задавшись необходимым давлением на забое в конкретных условиях, а также определив гидропроводность пласта и гидростатическое (пластовое) давление, определяют массу заряда:

$$m = \frac{(p - p_г)\left(428{,}2 \sqrt{\frac{kh}{\mu}} + p_г\right)}{79 \cdot 10^{-2} p_г^3}.$$

Обычная операция по прогреву пласта термогазохимическим методом проводится в скважине по следующей схеме. В интервал обработки спускается снаряд АДС-5. После подачи тока на спираль накаливания начинается горение верхнего торца заряда, а затем сгорание продолжается по торцевой части до поддона. Продолжительность сгорания снаряда АДС-5 достигает 200 с. Обработка снарядами АДС-5 предпочтительна в скважинах, в призабойной зоне которых фильтрация осложнена смолисто-парафинистыми отложениями.

Для комплексного воздействия, включающего и разрыв пласта давлением пороховых газов, в скважину спускают снаряд АДС-6, в верхней и нижней частях которого устанавливают воспламенители АДС-6В. Установкой дополнительных воспламенителей сокращается продолжительность цикла сгорания снаряда, поэтому воспламенители можно монтировать еще и в промежуточных звеньях гирлянды. В снарядах АДС-6 продолжительность сгорания снарядов за счет установки дополнительных воспламенителей снижается до 3 с, в результате чего воздействие сопровождается образованием остаточных трещин.

Воздействие этим методом находит все более широкое применение в основном на месторождениях с карбонатными и терригенными коллекторами при глубинах залегания продуктивных пластов от 1000 до 3500 м. Дополнительная добыча на обработку в среднем оценивается 400—500 т нефти, а закачка воды 20 000 м³. Продолжительность эффекта после обработки изменялась от 2 месяцев до 2 лет. Технологическая эффективность обработок оценивается в 65—70%.

Современные тенденции в совершенствовании разрыва пласта давлением пороховых газов направлены на разработку способа, сочетающего в себе воздействие зарядами взрывчатых веществ и физико-химической обработки, например, последующей обработки соляной и глинокислотами или гидроразрывом.

Сущность этих разработок сводится к созданию специальных конструкций снарядов, спускаемых в скважину на колонне НКТ. Как правило, в сборку конструкции включается пакерующее устройство, которое закрепляется в скважине после взрыва снаряда перед закачкой рабочей жидкости.

В описанных способах разрыва давлением пороховых газов используются твердые взрывчатые вещества. Наряду с этим применяются способы интенсификации добычи нефти посредством нагнетания жидкого взрывчатого вещества в пласт и последующей детонации, т. е. внутрипластовые взрывы. В зависимости от количества нитроглицерина, введенного в пласт, давление при таком воздействии достигает 0,1 ТПа *, и возникает ударная волна. Скорость распространения ударной волны составляет 3000—5000 м/с. Прохождение мощной ударной волны порождает серию отраженных волн, интерференция которых приводит к скалыванию и дроблению пород вблизи основных трещин, образуемых ударной волной.

ВИБРОВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН[1]

Вибровоздействие на пласт осуществляется с помощью механических, гидравлических и ультразвуковых генераторов волн давления в пористой среде. Наибольшее распространение получили гидравлические вибраторы (рис. VIII.19), создающие волны давления вследствие периодического перекрытия золотником *2* потока нагнетаемой в вибратор жидкости. Золотник с прорезями вдоль образующей цилиндра вращается на цилиндрическом неподвижном стволе *1*, также имеющем продольные щели-прорези. Последние выполнены под некоторым углом к образующим цилиндров, причем наклоны прорезей ствола и золотника противоположны (рис. VIII.20). При этом золотник выполняет роль турбинки, вращающейся под действием энергии потока рабочей жидкости. Периодические гидравлические удары возникают вследствие перекрытия золотником отверстий в стволе. Для запуска (при полностью перекрытых отверстиях золотника и ствола) гидравлический вибратор имеет пусковые отверстия.

В процессе работы вибратора возникают циклические колебания давления и гидравлические удары в трубах, сопровождающиеся импульсным истечением жидкости из донного отверстия ствола.

---

[1] Метод разработан в МИНХ и ГП им. акад. И. М. Губкина под руководством С. М. Гадиева [10].

Частота ударов и импульсов давления зависит от числа прорезей в золотнике и расхода жидкости (частоты вращения золотника). Вибраторы ГВЗ могут генерировать колебательный процесс частотой до 30 000 Гц. При анализе его работы установлено, что среднее значение давления $\bar{p}$ перед вибратором при установившемся режиме его работы, частота n колебаний давления в зависимости от среднего за период расхода жидкости $\bar{Q}$ связаны следующими приближенными соотношениями:

$$\bar{p}=\bar{Q}\rho c/F, \qquad \text{(VIII.61)}$$

$$T=\pi/4\bar{Q}R, \qquad \text{(VIII.62)}$$

$$n=1/T=4\bar{Q}R/\pi, \qquad \text{(VIII.63)}$$

где T — период следования импульсов давления; $\bar{p}$ — среднее давление перед вибратором; F — площадь сечения трубопровода рабочей жидкости; c — скорость звука в упругой трубе, заполненной жидкостью; ρ — плотность жидкости;

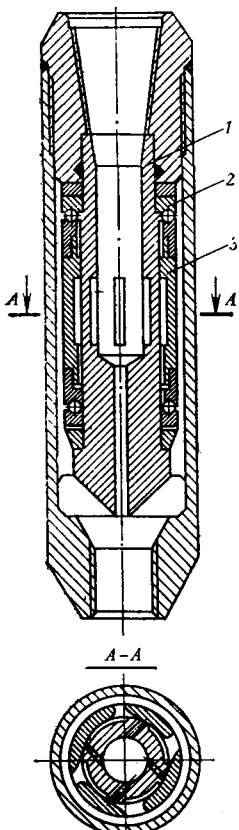


Рис. VIII.19. Гидравлический вибратор золотникового типа ГВЗ:
1—ствол; *2*—шариковые опоры золотника; *3* — золотник

$$R=\frac{\cos\alpha_2}{r_2 f_2}+\frac{r_1\cos\alpha_1}{r^2_2 f_1}, \qquad \text{(VIII.64)}$$

где r_1 и r_2 — радиусы золотника и ствола (см. рис. VIII.20); f_1 и f_2 — площади сечения каналов ствола и золотника; α_1 и α_2 — углы касательных составляющих скорости истечения рабочей жидкости на входе и выходе отверстий золотника. (Для вибратора ГВЗ-108 с четырьмя отверстиями в корпусе золотника $r_1=30$ мм, $r_2=40$ мм, $\cos\alpha_1=0{,}58$, $\cos\alpha_2=0{,}45$, $f_1=2{,}5$ см^2, $f_2=6$ см^2; $R=0{,}0618$ 1/см^3).

Формулы (VIII.61)—(VIII.63) действительны для следующих условий: когда продолжительности открытия и закрытия окон равны, моментом сил трения золотника можно пренебречь, рабочая жидкость несжимаема, а длина трубопровода, подводящего рабочую жидкость, и затухание волн давления достаточно велики и можно пренебречь волнами, отраженными от верхнего конца трубопровода.

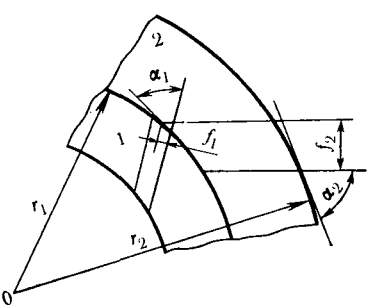


Рис. VIII.20. Расчетная схема золотникового устройства:
1 — ствол; *2* — золотник

Расчеты по приведенным формулам и стендовые испытания гидравлических вибраторов ГВЗ-108 показывают, что при расходе жидкости $\bar{Q}$=12 л/с частота колебаний давления достигает 150 Гц, а давление $\bar{p}$=4,5—5 МПа.

Перепад давления, возникающий внутри ствола вибратора ГВЗ-108 в процессе его работы,

$$\Delta p' = p_{1\max} - p_{1\min} = \frac{c\rho(Q_{\max} - Q_{\min})}{S_2}, \qquad \text{(VIII.65)}$$

а перепад давления в кольцевом пространстве (за вибратором)

$$\Delta p'' = p_{2\max} - p_{2\min} = \frac{c\rho(Q_{\max} - Q_{\min})}{S_3}, \qquad \text{(VIII.66)}$$

где $p_{1\max}$ и $p_{1\min}$ — максимальное и минимальное давления в стволе вибратора, соответствующие полностью открытым и полностью закрытым пазам ствола; $p_{2\max}$ и $p_{2\min}$ — максимальные и минимальные давления в кольцевом пространстве скважины; $Q_{\max}$ и $Q_{\min}$ — максимальный и минимальный расходы рабочей жидкости; S_2 и S_3 — площади поперечного сечения ствола и кольцевого пространства,

$$Q_{\min} = S_{\min}\sqrt{a^2S^2_{\min} + b} - aS^2_{\min}, \qquad \text{(VIII.67)}$$

$$Q_{\max} = S_{\max}\sqrt{a^2S^2_{\max} + b} - aS^2_{\max}, \qquad \text{(VIII.68)}$$

где $S_{\min}$ — суммарная площадь сечения пусковых отверстий и осевого (донного) отверстия; для ГВЗ-108 $S_{\min}$=67,5 мм^2; $S_{\max}$ — суммарная площадь поперечного сечения пазов ствола (открытых); для ГВЗ-108 $S_{\max}$=962,1 мм^2;

$$a = cM^2\left(\frac{1}{S_2} + \frac{1}{S_3}\right), \qquad \text{(VIII.69)}$$

где M — коэффициент расхода.

При расчетах обычно принимают c=1320 м/с, M^2=0,5.

Для определения величины константы b используется следующая формула:

$$\bar{Q} = 0{,}284\left(S_{\min}\sqrt{a^2S^2_{\min} + b} - aS^2_{\min}\right) + 0{,}468\left(S_{\max}\sqrt{a^2S^2_{\max} + b} - aS^2_{\max}\right) + \frac{0{,}284}{S_{\max} - S_{\min}}\left[\frac{a}{3}\left(S^3_{\min} - S^3_{\max}\right) + \frac{1}{3a^2}\left(a^2S^2_{\max} + b\right) - \frac{1}{3a^2}\left(a^2S^2_{\min} + b\right)^{3/2}\right], \qquad \text{(VIII.70)}$$

где $\bar{Q}$ — средний расход жидкости за цикл, л/с; $S_{\min}$, $S_{\max}$ — площади сечения каналов, см^2 (рис. VIII.21).

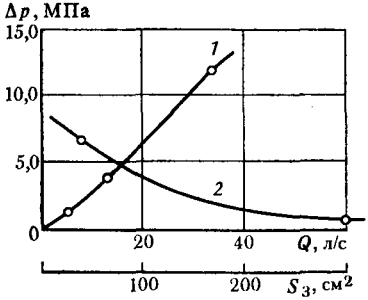


Рис. VIII.21. Зависимость амплитуды давления Δp в межтрубном пространстве от расхода жидкости $\bar{Q}$ (кривая *1*) и от площади межтрубного пространства S_3 (кривая *2*) для вибратора *ГВЗ* 135 при $\bar{Q}$=20 л/с

Колебания давления, генерируемые вибратором, распространяясь в пористой среде и пластовой жидкости, обусловливают появление микротрещин в породе, уменьшение вязкости нефти, разрушение пространственной структуры смолистых и парафинистых ее составляющих. Возрастает также подвижность границ раздела вода — нефть, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой, улучшается смачиваемость породы водой, возрастает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду. Установлено также, что колебания давления способствуют пе-

реуплотнению подвижных частиц породы и интенсификации суффозии (переноса) свободных частиц в поровом пространстве, дополнительно увеличивая ее проводимость. Предполагается, что колебательные процессы могут быть также использованы для сокращения притока воды в скважины при возникновении конусов обводнения. Колебания давления в обводнившемся пласте должны способствовать интенсификации процессов расслоения воды и нефти с соответствующим сокращением водонасыщенности пористой среды и увеличением притока нефти.

В соответствии с упомянутым механизмом проявления колебательных процессов в пласте вибровоздействие на призабойную зону скважин применяется для: интенсификации притоков нефти, увеличения поглотительной способности нагнетательных скважин, повышения эффективности гидравлических разрывов пласта (ГРП) и солянокислотных обработок забоев скважин. При совмещении ГРП и процесса нагнетания кислоты с вибровоздействием уменьшается давление разрыва пласта, увеличиваются радиус и раскрытость трещин, повышается глубина обработки пласта кислотой.

Технология осуществления вибровоздействия на пласт

Состав нагнетаемых жидкостей, их объем, число насосных агрегатов и их характеристики, необходимое оборудование и его обвязка устанавливаются, исходя из характера проводимых работ (рис. VIII.22). При запуске вибратора расход рабочей жидкости составляет 5—10 л/с в течение 5—8 мин, а затем скорость ее нагнетания постепенно увеличивают до оптимальной для данного вибратора. При полном поглощении рабочей жидкости пластом процесс виброобработки проводят при закрытой затрубной задвижке. Если давление в затрубном пространстве возрастает выше допустимого, процесс виброобработки проводится с частичным сбросом рабочей жидкости из затрубного пространства. Амортизатор (рис. VIII.23) используется для устранения самопроизвольного отворачивания труб и их поломок под влиянием колебаний давления. Амплитуда упругих волн, распространяющихся вдоль труб, и усилия, возникающие при этом, поглощаются резиновым шнуром *2*, зажатым между гребнями корпуса *1* и винта *3*.

В процессе ГРП схема дополняется пакером, предохраняющим обсадные трубы от перегрузок, и гидравлическим якорем.

В качестве рабочей жидкости используются соляная кислота, нефть, керосин и их смеси. Рациональное время обработки— 5—8 часов. Для обработки забоев нагнетательных скважин используется вода, соляная кислота и другие жидкости на водной основе.

Для виброобработки целесообразно выбирать скважины, призабойная зона которых загрязнена в процессе вскрытия пласта, или же при низкой проницаемости пород и содержании в них глинистых ма-

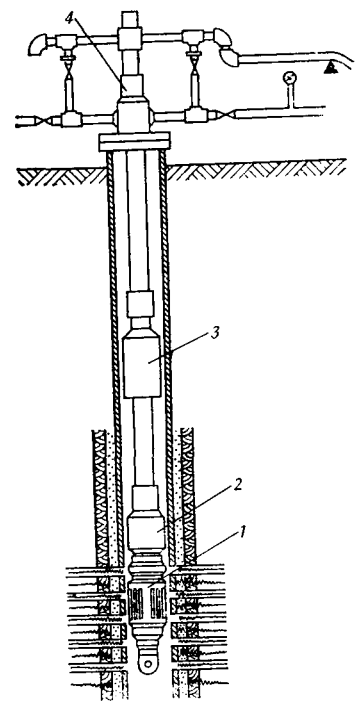


Рис. VIII.22. Схема оборудования скважины при виброобработке забоя:

1 — вибратор; *2* — тяжелый низ; *3* — амортизатор; *4* — устьевое оборудование

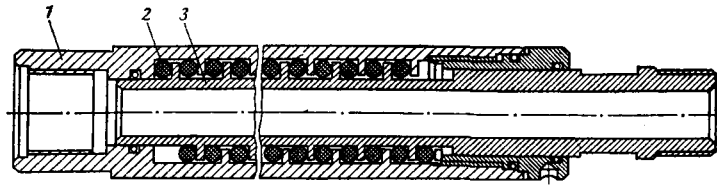


Рис. VIII.23. Амортизатор:
1 — корпус; *2* — резиновый шнур; *3* — винт

териалов. Лучшие результаты виброобработки — при высоком давлении в пласте, превышающем давление насыщения нефти газом.

Нецелесообразно проводить виброобработки забоев скважин, эксплуатирующих истощенные пласты с низким пластовым давлением, при близком расположении водонефтяного контакта, при наличии дефектов в обсадных трубах.

Если виброобработка проектируется с полной подачей рабочей жидкости в пласт (как, например, при виброкислотном воздействии), то целесообразно до начала работ установить поглотительную способность пласта при допустимых давлениях в затрубном пространстве. Если приемистость при этом составляет 5—8 л/с, то виброобработка нецелесообразна, так как при таких расходах не обеспечивается оптимальный режим работы вибратора. При слабой приемистости пласта (обычные виброобработки с использованием нефти, керосина или их смесей в качестве рабочих жидкостей), как уже упоминалось, процесс проводится при частичном сбросе жидкости из затрубного пространства.

Анализ обширного опыта вибровоздействия на призабойную зону пласта показывает, что его результативность изменяется в различных районах страны в широких пределах. К одной из причин низкой эффективности виброобработки относится небольшая глубина воздействия на пласт вследствие быстрого затухания в поровом пространстве амплитуд колебания давления (убывает по экспоненциальному закону) и недостаточно высокими импульсами давления, создаваемыми вибраторами ГВЗ. Для увеличения эффективности воздействия гидроударной волны на призабойную зону скважин создан «шланговый» вибратор[1]. В отличие от обычной схемы оборудования скважины при его использовании выше гидравлического устанавливается дополнительный «шланговый» вибратор, представляющий собой шланг, помещенный в перфорированную трубу, вследствие чего энергия гидравлического импульса, теряющаяся без шлангового вибратора в насосно-компрессорных трубах, передается жидкости в затрубном пространстве, увеличивая интенсивность колебательных процессов в кольцевом пространстве.

ТАБЛИЦА VIII.10

ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ВИБРАТОРОВ

Вибратор	Длина, мм	Диаметр, мм	Оптимальный расход жидкости, л/с	Частота пульсаций, Гц
ГВЗ-85	494	85	10—12	200
ГВЗ-108	420	108	15—20	250
ГВЗ-135	500	135	30—35	500

ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Физическая суть электрогидравлического эффекта заключается в следующем. Если на паре электродов, погруженных в жидкость, создать высокое электрическое напряжение, то происходит мгновенное выделение высококон-

[1] Разработан в МИНХ и ГП им. акад. И. М. Губкина.

центрированной энергии в виде ударных, электромагнитных, тепловых и других видов излучений.

Результаты лабораторных и промысловых исследований показывают, что такое воздействие на призабойную зону скважины при одновременном дренировании жидкости из пласта очень эффективно. Продуктивность скважины повышается до 2 раз.

Независимо от конкретного назначения установка для получения электрогидравлического эффекта (генератор импульсных токов) состоит из трансформаторно-выпрямительного устройства, высоковольтного электроконденсатора (10—50 кВ), разрядного устройства и межэлектродного промежутка, где происходит электрический разряд в жидкости. Обычно в скважинных генераторах применяются система электродов: острие (+) — острие (—). В дальнейшем все рассуждения и расчеты относятся к этим электродам.

Физические явления, происходящие при электрогидравлическом разряде

В процессе условно можно выделить стадии: формирование разряда, расширение канала электрического разряда (КЭР), послеразрядная.

В стадии формирования разряда происходит пробой жидкости под действием созданного напряжения, т. е. образуется высокопроводящий канал электрического разряда (КЭР). Этот процесс длится с момента создания напряжения на электродах до завершения образования КЭР; его продолжительность определяется также электрическим сопротивлением канала, скоростью выделения энергии во второй стадии и к. п. д. электрогидравлического разряда.

Механизм формирования разряда существенно зависит от величины создаваемого напряжения и электропроводимости жидкости.

При высоких напряжениях имеет место лидерный пробой жидкости. В результате срыва электронных лавин образуются лидеры и происходит замыкание межэлектродного промежутка. Этот процесс характеризуется незначительным спадом напряжения и ростом тока.

При низких напряжениях лидерный механизм сменяется тепловым. Под действием тока проводимости электроды нагреваются и жидкость испаряется. В результате между электродами образуется газовый «мостик», по которому происходит пробой. К отличительным чертам теплового пробоя жидкости относятся большая задержка пробоя, большой расход энергии, небольшая длина пробиваемых промежутков и значительное возрастание задержки пробоя с ростом гидростатического давления.

При высокой проводимости жидкости возрастает энергия, расходуемая на формирование разряда, и сокращается длина пробиваемого межэлектродного промежутка. Так например, при напряжении 30 кВ, емкости конденсатора-накопителя энергии 0,9 мкФ и проводимости воды 10^{-2} $(Ом \cdot м)^{-1}$ предельная длина пробиваемого промежутка составляет 6 см, в то время как в пластовой воде с проводимостью около 10 $(Ом \cdot м)^{-1}$ при прочих равных условиях длина промежутка 1 см. А в жидкостях с большой проводимостью (электролиты) формирование разряда вообще может не произойти. В диэлек-

ТАБЛИЦА VIII.11

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОЧИХ ЖИДКОСТЕЙ

Жидкость	Диэлектрическая проницаемость	Удельная электропроводность, $(Ом \cdot м)^{-1}$	Плотность, г/см³
Трансформаторное масло	2,3	$1 \cdot 10^{-12}$	0,9
Нефть	2,4	$1{,}7 \cdot 10^{-6}$	0,8—0,9
Глицерин	56,2	$6{,}4 \cdot 10^{-6}$	1,26
Дистиллированная вода	80,0	$4{,}3 \cdot 10^{-4}$	1,0
Техническая вода	80,0	$8{,}3 \cdot 10^{-2}$	1,0
Пластовая вода	450,0	$1 \cdot 10$	1,1

трических жидкостях (трансформаторное масло, чистая нефть и др.) затраты электроэнергии на стадии формирования разряда значительно меньше, чем в воде.

Поскольку в добывающих скважинах находится нефть, пластовая вода, а в нагнетательных — техническая или пластовая вода, вся электрогидравлическая аппаратура для воздействия на призабойную зону и ее параметры должны быть разработаны с учетом физико-химических свойств этих жидкостей (табл. VIII.11).

Важным фактором снижения потерь энергии в стадии формирования разряда является минимизация площади оголенной поверхности анода-электрода.

Стадия расширения канала разряда начинается с момента замыкания межэлектродного промежутка высокопроводящим каналом, проложенным стримером, и ввода в него основной части энергии, накопленной в конденсаторе.

Резкое увеличение силы тока предопределяет величину импульса давления и зависит от параметров разрядного контура: индуктивности, емкости конденсатора, межэлектродного расстояния и напряжения. Для заданных энергетических характеристик технологического процесса скорость нарастания силы тока определяется только индуктивностью внешней разрядной цепи. Мощность современных разрядов составляет 10—100 МВт. Токи разряда достигают 10—250 кА, а плотность тока в канале электрического разряда (КЭР) составляет 10^6 А/см^2 и больше. Плотность энергии, выделяющейся в канале разряда, сопоставима с плотностью энергии взрывчатых веществ и доходит до 5 кДж/см^3.

При протекании больших токов вещество в КЭР сильно разогревается, образуется плазма водяного пара с некоторой примесью ионизированных частиц вещества электродов. Температура плазмы повышается до 10^4 К. Разогрев плазмы обусловливает повышение давления в канале разряда до $1{,}5 \cdot 10^3$ МПа и его расширение.

На послеразрядной стадии канал, который уже превратился в газовый пузырь, продолжает расширяться сначала под действием внутреннего давления, превосходящего гидростатическое давление среды, а затем за счет инерции растекающегося потока жидкости. Достигнув максимального радиуса, расширение газового пузыря прекращается. Кинетическая энергия потока переходит в потенциальную энергию пузыря. Затем пузырь начинает сжиматься под действием гидростатического давления окружающей среды, потенциальная энергия пузыря вновь переходит в кинетическую энергию сходящегося потока. При этом слои воды получают заметную скорость в направлении к центру пузыря. Давление в пузыре сравнивается с давлением окружающей среды. Дальше сжатие продолжается по инерции, и пузырь захлопывается, а давление в центре пузыря вновь резко поднимается. Под действием этого давления жидкость снова отбрасывается назад, и процесс повторяется по затухающему закону.

Выделившаяся энергия при электрогидравлическом разряде распределяется следующим образом: ударные волны 20%, потенциальная энергия газового пузыря в момент его максимального объема 30%, энергия электромагнитных, тепловых и других видов излучений 50%.

Таким образом, электрогидравлическое воздействие на призабойную зону скважины заключается в том, что в интервале продуктивного пласта как добывающих, так и нагнетательных скважин специально формируются высоковольтные периодические электрические разряды в жидкости. При этом периодические гидравлические импульсы высокого давления, сопровождаемые кавитационными ударами, достигнув стенки скважины (перфорационных отверстий), создают микротрещины, разрушают и смещают закупоривающие частицы и способствуют выносу их из поровых каналов. Электромагнитное и тепловое поля оказывают тепловое воздействие на призабойную зону пласта, расплавляют осевшие в поровых каналах асфальтенопарафинистые вещества и способствуют выносу их из призабойной зоны. Все эти процессы приводят к восстановлению или же улучшению фильтрационных свойств пористой среды в призабойной зоне.

Выбор оптимальных параметров разрядного контура

Горные породы по своей природе ограниченно пластичны и хрупки. Поэтому они весьма чувствительны к циклическому и особенно знакопеременному динамическому нагружению. При многократном нагружении знакопеременной нагрузкой горные породы разрушаются при напряжениях, меньших предела прочности, и в них образуются трещины.

Все эти процессы зависят от амплитуды и крутизны импульсов высокого давления, которые, в свою очередь, зависят от совокупности параметров разрядного контура: индуктивности, емкости, напряжения и межэлектродного расстояния:

$$p_{max} = b_0(\Pi_к)\left(\rho\frac{V_0^2}{Ll}\right)^{\frac{1}{2}}, \qquad \text{(VIII.71)}$$

где p_{max} — максимальное давление в канале, Па; ρ — плотность среды, кг/м^3; V_0 — напряжение на конденсаторе к моменту пробоя, В; L — индуктивность разрядного контура, Г; l — межэлектродное расстояние, м; $b_0(\Pi_к)$ — коэффициент, зависящий от комплекса представляющего собой безразмерную комбинацию параметров генератора и среды и является критерием подобия электрических и гидродинамических характеристик канала разряда; C — емкость конденсатора, Ф.

$$\Pi_к = \frac{Al^2}{\pi V_0\sqrt{LC}}, \qquad \text{(VIII.72)}$$

$A = 10^5$ — искровая постоянная.

Формула (VIII.71) получена из уравнения энергетического баланса в канале.

Среднее значение коэффициента $b_0(\Pi_к)$ можно принять равным 0,17. Тогда максимальное давление в канале разряда с относительной ошибкой 15% можно определить по формуле

$$p_{max} = 0{,}17\left(\frac{\rho_0 V_0}{Ll}\right)^{1/2}. \qquad \text{(VIII.73)}$$

В начальный момент разряда фронт ударной волны неотделим от границы канала. А затем он быстро отрывается от канала и ее амплитуда падает обратно пропорционально квадратному корню из расстояния r от оси скважины (центра разряда):

$$p_{max}(r) = \frac{b_1(\Pi_к)\rho^{3/8}V_0^{5/4}C^{1/4}}{\sqrt{r}L^{3/8}l^{5/8}}, \qquad \text{(VIII.74)}$$

где

$$b_1(\Pi_к) \approx 0{,}37\Pi_к^{1/3}l^{-12\Pi_к}. \qquad \text{(VIII.75)}$$

Формула (VIII.74) написана для плоско-радиальных волн в области $0 < r \leqslant 2{,}5l$. Дальше плоско-радиальные волны переходят в сферические. Переход происходит в области $2{,}5l < r \leqslant 5{,}5l$, для которой

$$p_{max\,(r)} = \frac{1{,}33b_1(\Pi_к)(1-0{,}1r/l)}{\sqrt{r}}\,\frac{\rho^{3/8}V_0^{5/4}C^{1/4}}{l^{5/8}L^{3/8}}. \qquad \text{(VIII.76)}$$

Анализ формулы (VIII.76) показывает, что при фиксированном расстоянии от оси разрядного канала существует максимум функции $p_{max(l)}$. Исходя из условия экстремума функции давления получена расчетная формула для определения оптимального значения межэлектродного промежутка l_0:

$$l_0 = \frac{r}{\sqrt{\sqrt{0{,}16 + \frac{480Ar^2}{\pi V_0^2\sqrt{LC}}} - 0{,}4}}. \qquad \text{(VIII.77)}$$

При расчетах сначала по формуле (VIII.77) определяется оптимальная длина межэлектродного расстояния для фиксированных параметров V_0, C, L и r. Параметры L и r нужно выбирать минимальными с учетом конструктивных особенностей технологического процесса (обработки призабойной зоны скважины). Затем определяется амплитуда ударной волны по (VIII.74) или (VIII.76).

Пример. Определим оптимальное межэлектродное расстояние и амплитуды максимального давления на стенке скважины для $V_0=40\,000$ В; $C=3\cdot10^{-6}$ Ф; $L=3\cdot10^{-6}$ Г; $r_c=0{,}06$ м; $\rho_0=1000$ кг/м^3.

Оптимальный межэлектродный промежуток (VIII.77)

$$l_0=\frac{0{,}06}{\sqrt{\sqrt{0{,}16+\frac{480\cdot10^5\cdot0{,}06^2}{\pi\,40\,000^2\sqrt{3\cdot10^{-6}\cdot3\cdot10^{-6}}}}-0{,}4}}=0{,}03\text{ м}.$$

При $l_0=0{,}03$ м для стенки скважины $0<r_c\leqslant2{,}5l_0$.

Амплитуду максимального давления определим по формуле (VIII.74). Сначала определим коэффициент $B_{\Gamma}(\Pi_к)$ по формуле (VIII.75):

$$b_1(\Pi_к)=0{,}37\left(\frac{10^5\cdot0{,}03^2}{\pi16\cdot10^8\cdot3\cdot10^{-6}}\right)^{1/3}\cdot0{,}03^{-12}\,\frac{10^5\cdot0{,}03^2}{\pi16\cdot10^8\cdot3\cdot10^{-6}}=0{,}111.$$

$$p_{\max}(r_c)=\frac{0{,}111\cdot1000^{3/8}\cdot4000^{5/4}\cdot(3\cdot10^{-6})^{1/4}}{\sqrt{0{,}06}\,(3\cdot10^{-6})^{3/8}\cdot0{,}03^{5/8}}=14{,}963\cdot10^7\text{ Па}.$$

При межэлектродном расстоянии $l_0=0{,}03$ м на стенке скважины с радиусом $r_c=0{,}06$ м амплитуда максимального давления составляет $p_{\max}(r_c)=149{,}63$ МПа.

Результаты исследований изменения фильтрационных свойств пористой среды под действием электрогидравлического разряда

Проницаемость пористой среды — основное свойство продуктивного пласта, обусловливающее продуктивность скважин. В опытах использовались образцы песчаников диаметром 28 мм, длиной 55 м, глинистостью от 0 до 25%, с начальной проницаемостью, которая изменялась от 0,1 до 1,0 мкм^2.

Опыты проводились при различной интенсивности (при амплитудах импульсов давления 83, 66, 34 МПа) и продолжительности (числе импульсов) воздействия (рис. VIII.24).

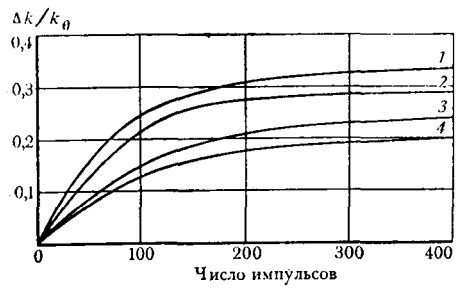


Рис. VIII.24. Изменение проницаемости образцов песчаника в зависимости от числа импульсов ($\Delta k/k_0$ — отношение прироста проницаемости образцов к начальной их проницаемости):

1 — амплитуда импульса p=83 МПа; *2* — p=66 МПа; *3* — p=34 МПа; *4* — среднее значение амплитуды

При числе импульсов от 0 до 300 проницаемость возрастает. Причем темпы роста проницаемости зависят от амплитуды импульсов. При $p=83$ МПа темпы роста выше, чем при $p=66$ МПа, а при $p=66$ МПа выше, чем при 34 МПа.

В интервале 300 импульсов и выше проницаемость образцов стабилизируется на одном уровне или затухает. При высокой амплитуде импульсов момент стабилизации или затухания наступает раньше, чем при низкой амплитуде.

С ростом начальной проницаемости образцов наблюдается тенденция к снижению эффекта воздействия в процентах, хотя в абсолютных значениях увеличивается.

На основании интерпретации данных исследований по изучению проницаемости песчаников при воздействии электрогидравлических импульсов можно заключить следующее.

Увеличение их проницаемости происходит благодаря образованию микротрещин и изменению структуры поровых каналов. В среднем проницаемость данного песчаника увеличилась на 25%.

Затухание проницаемости при излишнем электрогидравлическом воздействии можно объяснить тем, что фильтрационные каналы забиваются откалывающимися частицами. Частицы откалываются после восприятия образцом определенного числа импульсов, т. е. происходит усталостное его разрушение. Оптимальное число импульсов зависит не только от их интенсивности, но и от структуры пор и физико-механических свойств пород.

Опыты по определению эффективности воздействия в зависимости от глинистости песчаников проводились с образцами, глиносодержание которых изменялось от 0 до 25%. Начальная проницаемость образцов составляла 0,1—0,15 мкм^2.

Результаты исследований показывают, что с увеличением содержания глины эффективность воздействия снижается. При содержании глины свыше 20% темпы снижения резко увеличиваются. Это объясняется тем, что с повышением содержания глинистых материалов деформация их под воздействием импульсов давления становится значительной, что приводит к сужению сечений поровых каналов и к снижению проницаемости пористой среды.

Агрегат для электрогидравлического воздействия на призабойную зону скважины

Агрегат для электрогидравлического воздействия на призабойную зону скважин включает забойный генератор электрогидравлических импульсов высокого давления, трос-кабель, передвижной каротажный подъемник СКП7-1 для спуска и подъема генератора и пульта управления.

Забойный генератор спускается в скважину на трос-кабеле и подвешивается в интервале перфорации продуктивного пласта. В процессе обработки забоя генератор перемещается по стволу скважины, что обеспечивает селективность воздействия.

Пульт управления предназначен для подключения агрегата в промысловую элктрическую сеть, регулирования напряжения электрического тока с преобразованием его частоты с 50 на 400 Гц и дистанционного управления и контроля за работой забойного генератора.

Кабель каротажный бронированный, трехжильный КТБД-6 с наружным диаметром 12,1 мм используется для спуска и подъема забойного генератора и передачи электроэнергии. Ввиду ограниченности энергетической пропускной способности каротажного кабеля питание генератора электроэнергией осуществляется током низкого напряжения и повышенной частоты (127 В, 400 Гц), что, в свою очередь, позволяет уменьшить габаритные размеры силового трансформатора генератора и существенно облегчает и упрощает эксплуатацию агрегата. В комплект кабеля входит кабельный наконечник КН-3-60, через который осуществляется герметичный ввод кабеля в генератор.

Забойный генератор электрогидравлических импульсов высокого давления — основная составная часть агрегата. Представляет он собой стальную трубу с наконечником обтекаемой формы (рис. VIII.25). Работает в условиях высокого электрического напряжения (30 кВ) и давления (25 МПа). Вся электрическая часть генератора размещена в герметичном корпусе с внутренним диаметром 103 мм. При этом длина токопровода от силового высоковольтного конденсатора до межэлектродного промежутка должна быть минимальной, так как от индуктивности разрядного контура зависит амплитуда импульсов давлений (рис. VIII.26).

Электрическая энергия, подаваемая через трансформаторно-выпрямительное устройство, накапливается в высоковольтном силовом конденсаторе. При

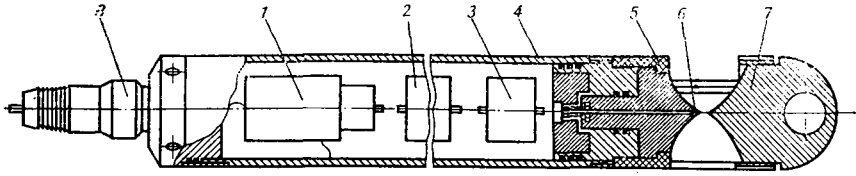


Рис. VIII.25. Схема скважинного генератора ЭГВ:

1 — трансформаторно-выпрямительный блок; *2* — блок высоковольтных конденсаторов; *3* — управляемый разрядник с блоком запуска; *4* — корпус; *5* — разрядная камера; *6* — электрод изолированный (положительный); *7* — электрод отрицательный; *8* — наконечник кабельного ввода

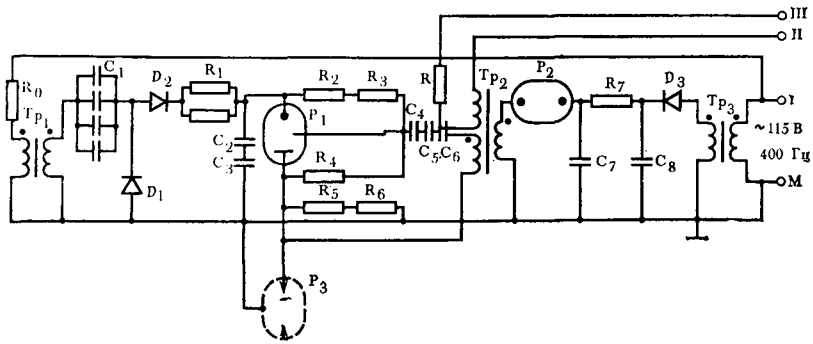


Рис. VIII.26. Принципиальная электрическая схема скважинного генератора: Тр — трансформатор; С — конденсатор; Р — разрядная камера

периодическом срабатывании управляемого разрядника на электродах создается напряжение и происходит электрогидравлический разряд.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕНЕРАТОРА

Входное напряжение, В	127
Частота, Гц	400
Разрядное напряжение, кВ	30
Емкость силового конденсатора, мкФ	0,5
Частота разряда в 1 мин	3
Давление окружающей среды, МПа	25
Наружный диаметр, мм	114
Внутренний диаметр корпуса, мм	103
Длина генератора, мм	2000
Масса генератора, кг	80

Следует отметить, что в конструкции забойного генератора отсутствуют подвижные и трущиеся детали, что повышает надежность работы всего агрегата.

В разрядной камере три боковых окна вырезаны под 120° относительно друг друга для распределения импульсов высокого давления (ударных волн) во все стороны.

Верхний — положительный электрод изолирован от металлического корпуса диэлектрическим верхним отражателем. Промежуток между электродами регулируется путем перемещения нижнего отрицательного электрода по резьбе в корпусе разрядной камеры.

Применяя различные формы отражателей разрядной камеры, нетрудно изменить направление импульсов давления и тем самым усилить локальное

их воздействие на призабойную зону скважины. В принципе импульсам давления можно придать любой целенаправленный характер. Можно рассеивать по радиусу сферы, направлять нормально к стенке цилиндра и сфокусировать в одну точку — для этого достаточно подобрать разрядную камеру соответствующей формы с размещением в ней источника энергии.

Поскольку от формы отражателей зависит интенсивность воздействия, приведем решение нескольких задач.

Задача 1. Определить форму и размеры отражателей так, чтобы они обеспечивали нормальное направление импульсов давления к стенке скважины, и оценить интенсивность их локального воздействия на призабойную зону.

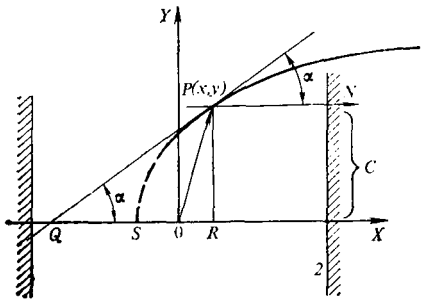


Рис. VIII.27. Схема строения отражателя:
1 — искомая кривая; *2* — стенка скважины

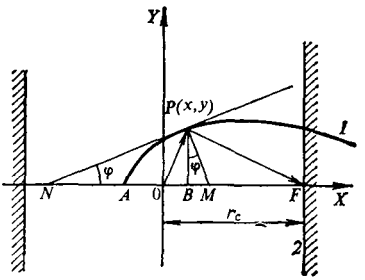


Рис. VIII.28. Схема строения отражателя, фокусирующего импульсы давления на стенке скважины в одну линию по окружности:
1 — искомая кривая; *2* — стенка скважины

Для упрощения решения допустим, что источник импульсов высокого давления — точечный и расположен в начале координат, вертикальная ось которой совпадает с осью скважины (рис. VIII.27). На искомой кривой, получающейся на пересечении поверхности отражателя с плоскостью xoy, возьмем произвольную точку $p(x, y)$. Применяя закон отражения волн от границ двух сред (без учета поглощения), проведем линии OP и PN — траекторию падения и отражения волны и касательную к кривой в точке $p(x, y)$. При этом прямая pN имеет уравнение $У=С$ и $\angle 0pQ=\angle 0Qp$.

Тогда получим

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{dy}{dx}=\frac{y}{\sqrt{x^2+y^2}+x}.$$

Интегрируя уравнение при граничных условиях $X=0$, $y_0=l_0/2$, получим уравнение параболической кривой

$$y^2=l_0\left(x+\frac{l_0}{4}\right). \qquad \text{(VIII.78)}$$

Вращением данной параболы вокруг оси ординат в области $0\leqslant x\leqslant r_c$ получим параболоид — поверхность верхнего отражателя, зеркальное отражение которой относительно горизонтальной плоскости, проходящей через центр источника импульсов, даст поверхность нижнего отражателя (здесь r_c — радиус скважины).

Результаты расчетов по определению размеров параболического отражателя по формуле (VIII.78) для области существования функции $0\leqslant x\leqslant 50$ и при $l_0=25$ мм следующие:

x, мм	0	8	9	10	20	30	40	50
y, мм	13,0	20,9	22,6	22,6	32,0	39,0	45,5	50,5

Задача 2. Определить форму и размеры отражателей так, чтобы они сфокусировали импульсы давления в одну линию по окружности скважины с соблюдением условия равенства набега фазы волны, и оценить интенсивность их локального воздействия на призабойную зону скважин.

Допустим, что источник импульсов давления точечно-сферический и размещен в начале системы координат, вертикальная ось которой совпадает с осью скважины (рис. VIII.28). К искомой кривой, получающейся на пересечении отражающей поверхности разрядной камеры с плоскостью XOY, проведем касательную PN и нормаль PM. При этом тангенс угла φ, образующегося между касательной и осью OX, равен производной функции $y'=\operatorname{tg}\varphi$.

Без учета потерь энергии в точке $P(x, y)$ при отражении линию PM можно считать биссектрисой внутреннего угла треугольника OPF. Из этого треугольника

$$\frac{OP}{OF}=\frac{OM}{MF}. \qquad \text{(VIII.79)}$$

Условия равенства набега волны, исходящей из центра источника импульса, выражается равенством

$$OA+AF=OP+PF. \qquad \text{(VIII.80)}$$

Принимая во внимание, что $BM=y\dot{y}$; $OM=x+y\dot{y}$ и $MF=r_c-(x+\dot{y}y)$, равенства (VIII.79) и (VIII.80) можно переписать в следующем виде:

$$\frac{x^2+y^2}{\sqrt{(r_c-x)^2+y^2}}=\frac{x+y\dot{y}}{r_c-(x+y\dot{y})}, \qquad \text{(VIII.81)}$$

$$2m+R=\sqrt{x^2+y^2}+\sqrt{(r_c-x)^2+y^2}, \qquad \text{(VIII.82)}$$

где $m=OA$.

Решая совместно равенства (VIII.81) и (VIII.82), получаем дифференциальное уравнение искомой кривой:

$$\frac{dy}{dx}+\frac{x}{y}-\frac{r_c}{r_c+2m}\sqrt{\frac{x^2}{y^2}+1}=0. \qquad \text{(VIII.83)}$$

Решение уравнения при граничных условиях $x=0$, $y=l_0/2$ имеет следующий вид:

$$\frac{(x-r_{c/2})^2}{\left(\frac{l_0+\sqrt{4r_c^2+l_0^2}}{4}\right)^2}+\frac{y^2}{\left(\frac{1}{2}\sqrt{\frac{l_0(l_0+\sqrt{4r_c^2+l_0^2})^2}{2}}\right)^2}=1. \qquad \text{(VIII.84)}$$

Вращением эллипса вокруг оси ординат (как и в задаче 1) в области $0\leqslant x\leqslant r_c$ получим эллипсоид вращения — поверхность верхнего отражателя, зеркальное отражение которой относительно горизонтальной плоскости, проходящей через центр источника импульсов, дает поверхность нижнего отражателя.

Результаты расчетов по определению размеров эллиптического отражателя по формуле (VIII.84) следующие:

x, мм	0	5	10	20	25	30
y, мм	12,5	15,8	18,1	20,8	21,5	21,8
x, мм	35	40	50	55	62	
y, мм	21,6	21,1	18,8	16,8	12,5	

Данные расчетов можно использовать при изготовлении отражателей с учетом диаметра скважины и разрядной камеры генератора электрогидравлических импульсов.

Интенсивность воздействия импульсов давления на стенки скважины была проверена экспериментально на установке. При этом были использованы параболические, эллиптические, конические и выпуклосферические отражатели.

Результаты опытов показывают, что при использовании отражателей эллиптической и параболической форм значительно повышается интенсивность воздействия. Призабойную зону продуктивного пласта можно обрабатывать селективно.

Электрогидравлическое воздействие на призабойную зону скважин — это новый способ воздействия на пласт.

Одна из особенностей технологии проведения электрогидравлического воздействия — его высокая селективность, заключающаяся в поинтервальной обработке забоя в зависимости от свойств и состояния коллектора.

Объектом воздействия могут быть как нефтяные, так и нагнетательные скважины. Выбранный объект должен отличаться низкой проницаемостью и неоднородностью коллектора. Чем выше степень неоднородности, тем эффективнее результат.

Глиносодержание коллектора не должно превышать 20%. При выборе предпочтение отдается тем скважинам, у которых ухудшалось фильтрационное свойство призабойной зоны за счет загрязнения минеральными осадками, продуктами коррозии из-за выпадения нерастворимых карбонатов и сульфидов в поровых каналах вследствие изменения термогидравлических условий фильтраций и т. д.

При определении интенсивности и продолжительности воздействия необходимо учесть физико-механические свойства коллектора.

Эффективность электрогидравлического воздействия на призабойную зону скважин необходимо оценивать путем сопоставления данных гидродинамических и геофизических исследований до и после воздействия.

Коэффициенты приемистости и продуктивности могут увеличиваться в 1,5—2 раза.

ЧАСТЬ II

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА

Промысловое обустройство представляет собой сложный комплекс сооружений и коммуникаций (скважины, объекты и сооружения сбора, транспорта, замера, сепарации, подготовки продукции скважины для сдачи ее потребителям, автомобильные дороги, линии электропередачи и др.), который осложняется географическими и климатическими особенностями: застроенностью, водными преградами и заболоченностью отдельных участков, ценностью земель для сельского и лесного хозяйства и др. В связи с освоением нефтяных месторождений Западной Сибири, Коми АССР и других районов были пересмотрены традиционные методы проектирования, прежде всего генеральные схемы, при проектировании которых решают весь комплекс задач по размещению объектов и коммуникаций, определяют их мощности с учетом взаимовлияния и особенностей территории.

В генеральной схеме обустройства на основе картографического материала (*до проведения детальных геодезических и геологических изысканий*) определяют мощность и местоположение объектов и сооружений всего технологического и вспомогательного комплекса.

В процессе освоения месторождения с получением более детальной информации генеральная схема преобразуется в генеральный план.

Специфика развития нефтяного месторождения в процессе его разработки обусловлена состоянием его изученности. В течение всего периода эксплуатации месторождение изучают, уточняют его показатели при переходе от одного этапа разработки к другому и внедрения новых методов. Поэтому генеральная схема промыслового обустройства — важнейший документ планомерного и рационального развития производственных мощностей при освоении и разработке месторождения не только в начальный период обустройства, когда на ее основе определяют очередность строительства и ввода объектов и производственных мощностей по добыче, но и рационально осуществляют последующее развитие производственных мощностей в процессе каждого этапа разработки месторождения.

Указанные особенности разработки месторождения обусловливают необходимость периодической проверки нефтегазосборной системы в целом или ее отдельные участки (системы заводнения, электроснабжения и другие виды инженерного обустройства) для выявления «узких» мест при новых заданных параметрах и определения местоположения и мощностей новых объектов и линейных сооружений.

Использование математических методов и ЭВМ сокращает сроки разработки проектов генеральных схем обустройства, трудовые затраты на проектирование и повышает качество проектных решений. Система проектирования генеральных схем промыслового обустройства предусматривает сочетание точных математических методов с опытом проектировщика на ЭВМ (СПГСО) [42]. Так, для месторождения на 500—700 скважин проектирование генеральных схем с применением указанной системы занимает несколько часов процессорного времени ЭВМ, а с подготовкой исходных данных — несколько дней. При этом проектировщик имеет возможность выбирать наилучший вариант для внедрения, анализируя любые интересующие его проектные решения.

С помощью разработанной системы впервые в отечественной и мировой практике оказалось возможным осуществлять на ЭВМ проектирование генеральных схем комплексного промыслового обустройства.

В результате применения СПГСО экономия капитальных затрат, потребных для обустройства, достигает 10—15% по сравнению с наилучшими проектами, найденными традиционными методами проектирования.

ГЛАВА I

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЛЬНЫХ СХЕМ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА НА ЭВМ (СПГСО)

Проект генеральной схемы обустройства представляет собой взаимосвязанную совокупность проектов генеральных схем технологических систем.

В качестве основных технологических систем рассматривают следующие системы:

1. Система кустования скважин (при наклонно-направленном бурении).
2. Система сбора и транспорта нефти и попутного газа.
3. Система поддержания пластового давления (при закачке воды в пласт).
4. Система электроснабжения.
5. Система автомобильных дорог.

Необходимо отметить, что кроме этих (основных) систем существуют другие (вспомогательные) системы, необходимые для обеспечения нормального функционирования нефтепромысла: системы контроля и автоматизации производственных процессов, водоснабжения, промканализации, связи и др. Однако в рамках СПГСО рассматриваются лишь перечисленные основные технологические системы. Это объясняется тем, что основные технологические системы оказывают наибольшее влияние на основные показатели проектов генеральных схем обустройства (капиталоемкость, металлоемкость, число объектов, протяженность коммуникаций и др.). Вспомогательные системы рассчитывают, как правило, после определения генеральных схем для основных систем, и потому их проектирование может быть осуществлено на следующем этапе проектирования при детализации нескольких вариантов проектов генеральных схем основных систем.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Система кустования скважин

Проект генеральной схемы обустройства создают на основе данных проекта разработки нефтяного месторождения.

Разбуривание нефтяного месторождения осуществляют в соответствии с сеткой скважин.

Задача заключается в определении мест размещения кустовых площадок с указанием групп скважин.

При этом необходимо учитывать неоднородность территории, глубины залегания пластов, расположение земляных карьеров, из которых может быть взят грунт для отсыпки площадок, ограничения на отход от вертикали при бурении для каждого пласта, изменение стоимости кустовой площадки в зависимости от числа скважин, входящих в куст, от категории территории, изменения стоимости бурения в зависимости от глубины бурения и отхода от вертикали.

Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа

Нефть, поступающая из скважин,—многокомпонентное вещество, состоящее из различных групп углеводородов, пластовой воды, различных примесей и растворенного газа.

Для доведения нефти до товарной кондиции продукция скважин должна пройти ряд технологических процессов. Все технологические процессы

проходят в системе сбора, транспорта и подготовки нефти и нефтяного газа на пути от скважины до пунктов сдачи продукции.

Основные технологические установки, используемые в системе, это: скважины с соответствующим оборудованием, замерные установки (ЗУ), сепарационные установки, дожимные насосные станции (ДНС), компрессорные станции, установки подготовки нефти, комплексные сборные пункты (КСП), центральные пункты сбора (ЦПС), внутрипромысловые нефтепроводы и газопроводы.

Для контроля работы скважины осуществляется регулярный замер их дебитов на замерных установках, до которых продукция транспортируется по выкидным линиям-трубопроводам. Сепарацию проводят, как правило, в несколько ступеней. Первая ступень сепарации может быть совмещена с замером. После этого жидкость под давлением, обеспечиваемым дожимными насосными станциями, направляется либо на следующую ступень, либо на центральный пункт сбора, где происходит ее дальнейшая обработка. Обезвоженная нефть направляется, например, в нефтепровод, а газ — на газобензиновый завод. Выделившаяся вода может быть использована для закачки в пласт.

Такова принципиальная схема сбора, транспорта и подготовки нефти и газа на промыслах. В настоящее время на нефтепромыслах применяют различные типы систем сбора, выбор которых зависит от размеров месторождения, свойств нефти, содержания в ней легких фракций, серы, парафина, пластового давления, рельефа местности, климата и т. д.

Система поддержания пластового давления

Нефтяное месторождение потребляет большое количество воды. На 1 т нефти, полученную из пласта, может закачиваться в пласт до 2 т воды.

Источниками водоснабжения для нужд системы поддержания пластового давления (ППД) могут быть как поверхностные источники (реки, озера), так и скважины, пробуренные на водоносный пласт. Кроме того, для закачки в пласт может быть использована вода, сбрасываемая на ДНС или КСП. Вода для системы ППД должна удовлетворять определенным технологическим требованиям с тем, чтобы при ее закачке в пласт не ухудшались фильтрующие свойства и проницаемость пласта.

Основные технологические установки системы ППД — станции водозабора (или водозаборные скважины), водоочистные сооружения, кустовые насосные станции (КНС), нагнетательные скважины (или кусты скважин). Основные коммуникации — водоводы высокого и низкого давления. По водоводам низкого давления (магистральным) воду подают от водозаборных станций до КНС, по водоводам высокого давления — от КНС до нагнетательных скважин (или кустов скважин).

В настоящее время на промыслах страны применяют различные системы поддержания пластового давления в зависимости от выбранного источника воды, ее физико-химических свойств и состава.

Система электроснабжения

Потребителями электроэнергии на нефтяном месторождении являются нефтепромысловые объекты — комплексные сборные пункты, дожимные насосные станции, кустовые насосные станции, кусты добывающих скважин при механизированной добыче, кусты нагнетательных скважин.

Система электроснабжения месторождения обычно включает одну или несколько подстанций 110/35/6 кВ, понижающие подстанции 35/6 кВ.

Подстанции 110/35/6 кВ соединяются между собой и с центральной подстанцией.

Подстанция 110/35/6 кВ соединяется с группой подстанций 35/6 кВ, которые обеспечивают электроэнергией потребителей.

Сети линий электропередач ЛЭП необходимо проектировать с учетом ряда технологических ограничений.

Система автомобильных дорог

Для нефтяных месторождений проектируют дороги различного типа.

В период разбуривания месторождения, а также в начальный период его обустройства для подъезда к строящимся нефтепромысловым объектам и площадкам кустов используют сравнительно дешевые лежневые дороги.

Постоянно действующие автодороги необходимо подвести к большинству нефтепромысловых объектов. Затраты на строительство дорог могут быть весьма значительны. Например, в условиях Западной Сибири, где приходится проводить трудоемкие и дорогостоящие работы по выторфовыванию, замораживанию, разработке грунтовых карьеров, созданию насыпей и дорожных покрытий, перевозке грунта и т. д., стоимость 1 км дороги может доходить до 1 млн. руб.

Поэтому сети автомобильных дорог необходимо проектировать совместно с другими технологическими системами.

Классификация технологических систем обустройства

В технологический комплекс объединяют технологические установки, расположенные на одной площадке. Различают начальные, конечные и промежуточные технологические комплексы (НТК, КТК, ПТК).

Системы по числу промежуточных технологических комплексов подразделяют на несколько типов.

Нулевой тип — продукция начального технологического комплекса поступает непосредственно на конечный технологический комплекс.

Первый тип — продукция каждого начального технологического комплекса проходит не более чем через один промежуточный комплекс.

Второй тип — продукция каждого начального технологического комплекса проходит не более чем через два промежуточных технологических комплекса.

В общем виде к r-у (r=0, 1, 2, 3, ...) типу относят системы, в которых продукция каждого начального технологического комплекса проходит не более чем через r промежуточных технологических комплексов, причем существует по крайней мере один начальный технологический комплекс, продукция которого проходит ровно через r промежуточных технологических комплексов.

Примерами различных типов технологических систем могут быть следующие объекты.

Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа первого типа: НТК — куст скважины с замерной установкой, ПТК — комплексный сборный пункт, КТК — центральный пункт сбора (ЦПС).

Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа второго типа: НТК — куст скважин, первый ПТК — замерная установка, второй ПТК — дожимная насосная станция, КТК — ЦПС.

Система поддержания пластового давления первого типа: НТК — водозаборная станция, ПТК — кустовая насосная станция, КТК — куст нагнетательных скважин.

Система электроснабжения второго типа: НТК — подстанция 220/110/35/6 кВ, первый ПТК — подстанция 110/35/6 кВ, второй ПТК — подстанция 35/6 кВ, КТК — потребитель электроэнергии (дожимная насосная станция, кустовая насосная станция, куст добывающих скважин, куст нагнетательных скважин).

Эта классификация позволяет все различные системы, относящиеся к одному и тому же типу, описывать одной и той же экономико-математической моделью. Системы первого типа могут быть описаны одноэтапной задачей размещения, системы второго типа — двухэтапной задачей размещения и т. д. Поэтому этими моделями (и их разновидностями) могут быть описаны все основные технологические системы, что позволяет применять идентичные методы оптимизации для поиска оптимальных проектных решений.

ВЫБОР ПРОЕКТА ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА

Все технологические системы обустройства тесно взаимосвязаны. Система поддержания пластового давления зависит от технологической схемы сбора и транспорта нефти. Схемы автомобильных дорог и линий электропередачи зависят от размещения объектов систем сбора и ППД: дороги и линии электропередач должны быть подведены к центральным пунктам сбора, дожимным и кустовым насосным станциям, комплексным пунктам сбора, замерным установкам и т. д.

В настоящее время в отечественной практике принято проводить магистральные трубопроводы в одном коммуникационном коридоре с автодорогами. Это объясняется эксплуатационными удобствами.

Решение задачи выбора варианта проекта генеральной схемы обустройства нефтепромысла необходимо проводить при комплексном рассмотрении основных систем обустройства, учитывая их взаимодействие и взаимосвязь.

Одной из важнейших особенностей нефтедобывающей промышленности является зависимость инженерных решений по обустройству нефтепромыслов от множества местных условий. Так, при проектировании обустройства необходимо каждый раз заново решать не только вопрос о выборе той или иной системы сбора, ППД, систем электроснабжения и дорог, но и заново определять наиболее экономичные параметры всех элементов выбранных систем.

На выбор проектных решений влияют размеры промыслов, число скважин, дебит и приемистость их, расстояние, на которое транспортируют нефть и газ, свойства нефти и воды, природные условия.

Экономические показатели зависят от размещения технологических комплексов, а также конфигурации нефтесборных сетей, разводящих водоводов, автодорог, линий электропередачи.

Для математического описания задачи проектирования генеральных схем промыслового обустройства необходимо создание системы экономико-математических моделей.

Критериями оценки проектов могут быть капитальные затраты, приведенные затраты, металлозатраты, протяженность коммуникаций и ряд других, т. е. любой рассчитываемый показатель проекта может быть выбран в качестве критерия.

В процессе разбуривания и эксплуатации нефтяного месторождения уточняются основные геологопромысловые характеристики нефтяной залежи, свойства нефти и нефтеотдача продуктивных пластов. Следовательно, необходимо корректировать проект в любой необходимый момент времени, т. е. осуществлять динамическое проектирование.

Для решения этих проблем была создана Система проектирования генеральных схем обустройства на ЭВМ, математическое обеспечение которой позволяет сочетать разнообразные методы оптимизации и методы имитации. Это дает возможность использовать опыт проектировщика в случаях, когда решение не может быть получено формальными методами. Причем процесс обустройства рассматривается в динамике с учетом его предыстории.

ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ

Основные технологические системы обустройства и их классификация позволяют сформулировать экономико-математические модели задач проектирования генеральных схем обустройства этих систем.

Динамические задачи размещения

Введем следующие обозначения:

$I=\{1, 2, \ldots, n\}$ — множество начальных технологических комплексов (НТК), места расположения которых считаются заданными;

$J=\{1, 2, \ldots, m\}$ — множество возможных мест размещения промежуточных технологических комплексов (ПТК);

$\tau=\{1, 2, \ldots, T\}$ — множество лет планового периода T;

$c_{ijt}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs},\ x_{ijt}\right)$ — стоимость транспортировки в момент времени $t\in\tau$ количества продукции x_{ijt}, направляемой в этот момент времени от j-го НТК ($j\in Y$) к i-му ПТК;

q_{jt} — производительность j-го НТК ($j\in Y$) в момент времени $t\in\tau$;

$\underline{a}_i$, $\bar{a}_{it}$ — нижнее и верхнее ограничения по мощности x_{it} i-го ПТК;

$g_i\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{is},\ x_{it}\right)$ — стоимость переработки продукции в момент времени $t\in\tau$ в i-м ПТК ($i\in J$).

Одна из возможных экономико-математических моделей одноэтапной динамической задачи размещения, в которой в качестве критерия выбраны суммарные за период планирования производственные и транспортные затраты, может быть сформулирована следующим образом:

$$\min_{x_{ijt}} \sum_{t\in\tau}\sum_{i\in J}\left[\sum_{j\in Y} c_{ijt}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs}x_{ijt}\right)+g_{it}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{is}, x_{it}\right)\right]$$

при условиях

$$\sum_{i\in J} x_{ijt}=q_{jt},\quad j\in Y,\ t\in\tau;$$

$$\underline{a}_{it}\leqslant x_{it}=\sum_{j\in Y} x_{ijt}\leqslant\bar{a}_{it},\ i\in J,\ t\in\tau;$$

$$x_{ijt}\in(0, q_{jt}),\ j\in Y,\ i\in J\ t\in\tau.$$

Функции затрат

$$c_{ijt}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs},\ x_{ijt}\right),\ g_{it}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{is},\ x_{it}\right)$$

имеют следующий вид:

$$c_{ijt}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs},\ x_{ijt}\right)=$$

$$=\begin{cases}(c_{ij1}+c_{ij2}x_{ijt})\lambda_t\,\mathrm{sign}(x_{ijt}), & \text{если } \sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs}=0;\\ c_{ij2}\lambda_t x_{ijt}, & \text{если } \sum_{s=1}^{t-1} x_{ijs}>0,\end{cases}$$

где c_{ij1} — затраты на строительство коммуникаций между i-м ПТК и j-м НТК, осуществляемые один раз за период планирования и не зависящие от объема перевозок; c_{ij2} — затраты на транспортировку единицы продукции;

λ_t — коэффициент дисконтирования в момент времени $t \in \tau$.

$$g_{i\,t}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{i\,s},\ x_{i\,t}\right) =$$

$$= \begin{cases} (D_i + k_i x_{i\,t})\lambda_t \operatorname{sign}(x_{i\,t}), & \text{если } \sum_{s=1}^{t-1} x_{i\,s} = 0 \\ k_i \lambda_t x_{i\,t}, & \text{если } \sum_{s=1}^{t-1} x_{i\,s} > 0, \end{cases}$$

где D_i — затраты на строительство i-го ПТК, осуществляемые один раз за период планирования и не зависящие от объема перерабатываемой продукции; k_i — затраты на переработку единицы продукции в i-м ПТК.

Одноэтапные динамические задачи размещения используют при проектировании генеральных схем обустройства технологических систем первого типа.

Разработаны алгоритмы решения различных классов задач размещения, а также специальные алгоритмы для решения задач, которые часто встречаются при проектировании генеральных схем обустройства.

Для технологических систем второго и более высоких типов разработаны модели многоэтапных динамических задач размещения. Для решения этих задач применяют аппроксимационно-комбинаторный метод. Алгоритмы решения построены на последовательном применении модифицированного алгоритма последовательных расчетов.

Динамические задачи размещения с учетом коммуникаций

Кроме введенных обозначений используем следующие:

$Q=\{1, 2, \ldots, N\}$ — множество конечных технологических комплексов (КТК), места расположения которых считаются заданными;

$U_1(W_1)$ — полный граф возможных коммуникаций, заданный на множестве $W_1=Y \cup J$ с функциями стоимости на ребрах

$$c_{ij\,t}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ij\,s},\ x_{ij\,t}\right);$$

$U_2(W_2)$ — полный граф возможных коммуникаций, заданный на множестве $W_2=J \cup Q$ с аналогичными функциями стоимости на ребрах.

Пусть $\omega \subset J$ подмножество ПТК, которые будут построены за период планирования T. $s_1(Y \cup \omega)$ — древовидная сеть (подграф графа $U_1(W_1)$), которая будет построена за отрезок времени $[1, T]$ и связывает множества НТК Y с подмножеством ПТК ω. Через $c_1(s_1(Y \cup \omega))$ обозначим суммарные затраты на строительство сети s_1 и на транспортировку в течение периода T продукции НТК по этой сети до подмножества ПТК ω. Эти затраты подсчитывают по функциям $c_{ij}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{ij\,s},\ x_{ijt}\right)$.

Аналогичным образом определяют сеть $s_2(\omega \cup Q)$ и ее стоимость $c_2[s_2(\omega \cup Q)]$.

Пусть $g(\omega)$ — суммарные затраты на строительство ПТК на подмножестве ω и на переработку в течение периода планирования продукции на этих ПТК. Затраты $g(\omega)$ подсчитывают по функциям $g_{i\,t}\left(\sum_{s=1}^{t-1} x_{i\,s},\ x_{i\,t}\right)$, при этом могут быть учтены затраты на подведение дорог к ПТК.

Через $P(\omega)$ *обозначим минимальные затраты, связанные с осуществлением* варианта ω размещения ПТК:

$$P(\omega) = \min_{\substack{s_1(Y \cup \omega) \\ s_2(\omega \cup Q)}} \{c_1 [s_1(Y \cup \omega)] + c_2 [s_2(\omega \cup Q)] + g(\omega)\}$$

при условии полной доставки продукции от множества НТК $У$ до множества ПТК ω и переработанной продукции от множества ПТК ω до множества КТК Q, а также с учетом ограничений по мощности ПТК.

Тогда задача размещения с учетом коммуникаций заключается в нахождении такого подмножества ПТК $\alpha \subset J$, для которого

$$P(\alpha) = \min_{\omega \subset I} P(\omega).$$

Для решения поставленной задачи применяют аппроксимационно-комбинаторный метод, при этом используют алгоритмы решения динамических задач размещения и алгоритмы решения нелинейных задач построения оптимальных структур сетей. *Приведенную модель динамической задачи* размещения с учетом коммуникаций используют при проектировании генеральных схем для технологических систем первого типа. Для технологических систем других типов разработаны модели многоэтапных динамических задач размещения с учетом коммуникаций, которые решаются последовательным использованием указанных алгоритмов.

Задачи построения нефтепромысловых сетей различного назначения

При проектировании генеральных схем промыслового обустройства необходимо решить ряд задач построения различных нефтепромысловых сетей: сбора и транспорта нефти и нефтяных газов, высоко- и низконапорных водоводов, дорог, электроснабжения.

Решение задачи построения нефтепромысловой сети — это решение таких задач, как выбор оптимальной структуры сети, трассирование отдельных звеньев, определение динамики ее строительства, расчет различных отдельных звеньев и т. д., обеспечение надежности ее функционирования, а также увязка данной сети с другими сетями и системами обустройства.

Задача построения оптимальной структуры сети характеризуется следующими признаками независимо от типа технологической системы.

1. Древовидный тип получаемой сети, соединяющей множество источников сырья с одним или несколькими стоками.

2. Повышение стоимости отдельного звена сети при увеличении потока сырья по данному соединению. Например, бóльшему потоку нефти по нефтепроводу должен соответствовать бóльший диаметр трубы; стоимость автодороги зависит от грузопотока по данной дороге, увеличение нагрузки ЛЭП ведет к удорожанию провода, несущих опор и т. д.

3. *Необходимость учета при выборе оптимальной конфигурации уже по*строенных или запроектированных участков сети.

Задачу выбора оптимальной конфигурации сети с учетом ее характерных признаков можно сформулировать в следующей математической постановке.

Задано множество источников $У=\{1, 2, \ldots, n\}$ с известными мощностями $b_j>0$ и множество стоков $Q=\{1, 2, \ldots, m\}$ с неограниченными возможностями потребления.

На множестве $W=У \cup Q$ задан полный граф возможных коммуникаций $U(W)$. Стоимость произвольной коммуникации (ij) равна $c_{ij}(x_{ij}) = v_{ij} \operatorname{sign}(x_{ij}) + U_{ij}x_{ij}$, где x_{ij} — величина потока по данной коммуникации, а v_{ij}, $U_{ij} \geqslant 0$ — некоторые постоянные коэффициенты.

Требуется построить сеть минимальной стоимости, связывающую источники со стоками при условиях полного перетока, т. е. необходимо минимизи-

ровать следующий функционал:

$$\Phi(x_{ij}) = \sum_{j \in Y} \sum_{i \in W} (v_{ij} + U_{ij} x_{ij}) \operatorname{sign}(x_{ij})$$

при ограничениях, отражающих условия полного перетока,

$$\sum_{i \in W} (x_{ji} - x_{ij}) = b_j, \quad j \in Y.$$

Определение параметров модели v_{ij} и U_{ij} — самостоятельная задача для каждой из систем обустройства. Как правило, значения v_{ij} и U_{ij} пропорциональны длине l_{ij} данной коммуникации $v_{ij}=vl_{ij}$, $u_{ij}=Ul_{ij}$, где v и U — константы для данной сети, а l_{ij} определяют с учетом неоднородности территории и наличия запретных областей для прокладки коммуникаций.

Коэффициенты v и U отражают специфику данной системы обустройства, и их определяют с помощью специальных алгоритмов.

В общем же случае, когда v_{ij} и $U_{ij} \neq 0$, задача представляет собой многоэкстремальную задачу дискретного программирования.

Получение точного решения методом полного перебора потребовало бы анализа $(n+1)^{n-1}$ «деревьев».

Разработаны алгоритмы точного и приближенного решения задачи.

Алгоритм точного решения основывается на направленном переборе всех «деревьев» и промежуточных «поддеревьев» полного графа $U(W)$, в процессе которого при помощи правил отбраковываются большие группы деревьев и поддеревьев, в результате чего перебор значительно сокращается.

Разработаны также различные алгоритмы нахождения приближенного решения с оценкой точности.

Задачи оптимизации параметров сети заданной структуры

К этим задачам относятся задачи выбора оптимальных значений параметров трубопроводных сетей систем сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, поддержания пластового давления. Оптимизации подлежат типы и диаметры труб, типы и число насосов и компрессоров. Структура сети и длины ее участков считаются заданными.

Пусть для каждого начального технологического комплекса (НТК) известны его производительность и наибольшее давление, под которым может подаваться продукция от НТК. Для каждого промежуточного технологического комплекса (ПТК) задается давление, под которым должна поступать продукция. Задается также структура сети, связывающей НТК с ПТК. Требуется на каждом участке сети выбрать диаметр трубы и толщину ее стенки таким образом, чтобы вся продукция от НТК поступала на ПТК и стоимость сети была наименьшей. Дадим формальную постановку задачи. Рассмотрим ориентированное «дерево» G. Множество J вершин этого «дерева» состоит из всех НТК, возможных мест врезок одной трубы в другую и ПТК. Ребра «дерева» физически представляют собой коммуникации, связывающие вершины множества J. «Корнем» $\nu \in J$ «дерева» является ПТК — потребитель продукции НТК. Каждое ребро «дерева» G ориентируется по направлению потока продукции. Можно однозначно определить для каждой вершины $i \in J \setminus \{\nu\}$ $\varphi_i \in J$-вершину, в которую входит ребро, идущее из вершины i и для каждого ребра поток Q_k, где k — номер вершины, из которой выходит ребро.

Пусть $x(\varphi_i)$ — давление потока в φ_i-й вершине $i \in J \setminus \{\nu\}$, т. е. в той вершине, в которую поток непосредственно поступает из i-й вершины, $u(i)$ — диаметр, l_i — длина трубы, выходящей из i-й вершины. Тогда давление $x(i)$ в i-й вершине определяется по заранее известным зависимостям

$$x(i) = D[x(\varphi_i), l_i, q_i, u(i)].$$

Длина участков l_i и потоки q_i определяются структурой сети и расходами источников. Поэтому

$$x(i)=f_i[x(\varphi_i),\ u(i)].$$

Анализ показывает, что функция $f_i[x(\varphi_i),\ u(i)]$ — возрастающая по переменной $x(\varphi_i)$ при фиксированном $u(i)$. Если известно давление в ν-й вершине и если на каждом ребре графа G зафиксировать диаметры труб $u(i)$, то можно определить давление в остальных вершинах множества J по функциям

$$f_i[x(\varphi_i),\ u(i)].$$

Стоимость прокладки трубы на ребре, выходящем из i-й вершины, является функцией диаметра $u(i)$, толщины $\delta(i)$ и длины l_i трубы. Так как l_i для каждого $i\in J$ фиксирована, а толщина $\delta(i)$ — функция от наибольшего давления в трубе, то можно записать эту стоимость в виде функции

$$f_{i0}[x(\varphi_i),\ u(i)].$$

Стоимость всей сети будет

$$\sum_{i\in J\setminus\{\nu\}} f_{i0}(x(\varphi_i),\ u(i)).$$

Таким образом, возникает задача среди всех значений переменных $u(i)$, $i\in J\setminus\{\nu\}$, удовлетворяющих ограничениям

$$x(\nu)=a_\nu,$$

$$x(i)\in[a_\nu,\ b_i],\quad i\in J\setminus\{\nu\},$$

$$x(i)=f_i[x(\varphi_i),\ u(i)],\quad i\in J\setminus\{\nu\},$$

$$u(i)\in U_i,\quad i\in J\setminus\{\nu\},$$

определить значения, минимизирующие стоимость сети, где a_ν — давление на сборном пункте; b_i — наибольшее давление на i-м источнике (вершине G), $i\in J\setminus\{\nu\}$; u_i — конечное множество стандартных диаметров, $i\in J\setminus\{\nu\}$.

При проектировании генеральных схем обустройства системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа возникают задачи о расстановке промежуточных технологических комплексов (например, дожимных насосных станций и компрессорных станций), о развитии существующих сетей при увеличении расходов и уменьшении давления на НТК. Для решения этих задач разработаны соответствующие алгоритмы.

Задача трассирования нефтепромысловых сетей с учетом неоднородности территории

Расположение трасс существенно зависит от неоднородности территории, учет которой связан с использованием картографического материала. При проектировании генеральных схем технологических систем определение структуры коммуникационных сетей зависит от трасс, которыми связаны объекты. Поэтому необходимо знать все трассы, соединяющие объекты, и после этого определять структуру сетей. Однако в этом случае число решаемых задач трассирования может составить тысячи.

Эта проблема обычно не возникала при традиционном проектировании, когда проектировщик, основываясь на своем опыте, намечает два-три варианта трассы, для которых проводят необходимый комплекс исследований на карте и местности. Затем один из этих вариантов выбирают и объявляют лучшим.

В Системе проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений на ЭВМ для решения задачи трассирования используют различные алгоритмы и различные модели территории. В зависимости от того,

какие решаются задачи, на каком уровне информированности и для какого месторождения, выбирают те или иные алгоритмы и модели территории.

На стадии проведения массовых расчетов, когда решают задачи трассирования коммуникаций между любыми двумя пунктами, применяют метод локальных вариаций. Разработаны различные модификации этого метода, позволяющие эффективно решать задачи трассирования. При использовании метода локальных вариаций территорию можно учитывать по-разному, например:

1 — всю территорию считают однородной; стоимость проведения единицы длины трассы принимают равной некоторому среднему значению; однако имеются области, через которые трассы проводить не разрешается (озера, болота, сельхозугодья, поселки, горы, реки и т. д.);

2 — территорию разбивают на части, каждую из которых можно считать однородной; запретные области также могут присутствовать.

ЗАДАЧА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЛЬНЫХ СХЕМ КОМПЛЕКСНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА И МЕТОДЫ ЕЕ РЕШЕНИЯ

Пусть на карте месторождения указаны m точек, в которых возможно размещение промежуточных технологических комплексов. Пронумеруем все эти точки от 1 до m. Получим множество $J=\{1, 2, \ldots, m\}$, между элементами которого и точками на карте существует взаимооднозначное соответствие. Будем также считать, что эти точки $i\in J$ являются также точками, в которых возможно ветвление транспортных коммуникаций. (Последнее утверждение не уменьшает общности и сделано для простоты последующего изложения. Существенно лишь то, что множество точек возможного ветвления конечно.)

Введем обозначения:

$\omega_0\subset J$ — подмножество ПТК систем кустования;

$\omega_1\subset J$ — подмножество ПТК системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа;

$\omega_2\subset J$ — подмножество ПТК системы поддержания пластового давления;

$\omega_3\subset J$ — подмножество ПТК системы электроснабжения;

$\omega_4\subset J$ — подмножество точек ветвления системы дорог;

$(\omega;\ \omega_3)$ означает, что подмножества ПТК $\omega\subset J$ получают электроэнергию от $\omega_3\subset J$;

$(\omega;\ \omega_4)$ означает, что система дорог, связывающая ПТК $\omega\subset J$, имеет точки ветвления $\omega_4\subset J$.

Вариант проекта генеральной схемы обустройства, или, короче, вариант обустройства, может быть представлен в виде вектора

$v=(\omega_0, \omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4)$.

Множество всех таких вариантов обустройства $\{v\}$ обозначим через V. Очевидно, что это множество конечно и число элементов в нем

$$|V|=\overline{2^5}^{|J|}=2^{5m}.$$

Обозначим через $f(v)$ некоторый критерий, по которому оценивается вариант $v\in V$ (например, капитальные затраты, приведенные затраты, металлоемкость и др.). В дальнейшем значение $f(v)$ будем называть минимальными затратами, необходимыми для реализации варианта обустройства $v\in V$.

Задача определения оптимального варианта проекта генеральной схемы обустройства в самом общем виде заключается в определении такого варианта $v_0\in V$, для которого

$$f(v_0)=\min_{v\in V} f(v).$$

Таким образом, сформулирована задача оптимизации комбинаторного типа. Эффективность решения этой задачи зависит от ее размерности, т. е. от величины m и от вида функции $f(v)$.

Сформулируем задачи оптимизации для отдельных подсистем.

1. Задача оптимизации системы кустования скважин.

Определить $\alpha_0 \subset J_0 \subset J$,

$$P_0(\alpha_0) = \min_{\omega_0 \subset J_0} P_0(\omega_0),$$

где $P_0(\omega_0)$ — минимальные затраты, необходимые для реализации варианта $\omega_0 \subset J_0$, а J_0 — множество точек, в которых возможно размещение ПТК для системы кустования скважин.

2. Задача оптимизации системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа.

Определить $\alpha_1 \subset J_1 \subset J$,

$$P_1(\alpha_1) = \min_{\omega_1 \subset J_1} P_1(\omega_1),$$

где $P_1(\omega_1)$ — минимальные затраты, необходимые для реализации варианта $\omega_1 \subset J_1$, J_1 — множество точек, в которых возможно размещение ПТК для системы сбора и транспорта нефти и попутного газа.

3. Задача оптимизации системы поддержания пластового давления.

Определить $\alpha_2 \subset J_2 \subset J$,

$$P_2(\alpha_2) = \min_{\omega_2 \subset J_2} P_2(\omega_2),$$

где $P_2(\omega_2)$ — минимальные затраты, необходимые для реализации варианта $\omega_2 \subset J_2$, J_2 — множество точек, в которых возможно размещение ПТК для системы поддержания пластового давления.

4. Задача оптимизации системы электроснабжения.

Определить $\alpha_3 \subset J_3 \subset J$,

$$P_3(\omega;\ \alpha_3) = \min_{\omega_2 \subset J_3} P_3(\omega;\ \omega_3),$$

где $P_3(\omega;\ \omega_3)$ — минимальные затраты, необходимые для реализации варианта $\omega_3 \subset J_3$, J_3 — множество точек, в которых возможно размещение ПТК для системы электроснабжения, $\omega \subset J$ — все ПТК, получающие электроэнергию от $\omega_3 \subset J_3$.

5. Задача оптимизации системы дорог.

Определить $\alpha_4 \subset J_4 \subset J$,

$$P_4(\omega;\ \alpha_4) = \min_{\omega_4 \subset J_4} P(\omega;\ \omega_4),$$

где $P(\omega;\ \omega_4)$ — минимальные затраты, необходимые для реализации системы дорог, имеющей подмножество $\omega_4 \subset J_4$ точек ветвления и связывающей некоторое фиксированное подмножество ПТК.

Каждая из этих пяти задач является сложной задачей математического программирования, для решения которой используют перечисленные модели и методы. Решение же задачи оптимизации комплекса этих систем требует разработки специальных методов.

Анализ и постановка задач оптимизации комплекса технологических систем обустройства

Задачу оптимизации системы кустования можно всегда рассматривать как самостоятельную задачу, в некотором смысле изолированную от всех остальных подсистем.

Действительно, система кустования связана с проектом разработки нефтяного месторождения, с разбуриванием его, с числом и расположением буровых бригад и другими факторами, не рассматриваемыми в проекте обустройства. Поэтому вариант системы кустования для внедрения, как правило, выбирают исходя из большого числа факторов, не варьируемых в проекте обустройства. Обычно обустройство проектируют для какого-либо фиксированного варианта системы кустования или нескольких вариантов, определенных самостоятельно до проектирования обустройства. В результате

расчетов определяют небольшое число проектов системы кустования, для каждого из которых осуществляется проектирование генеральных схем других технологических систем.

Это позволяет записать вариант обустройства в виде вектора

$$v=(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4),$$

т. е. уменьшить его на одну компоненту и считать

$$\tilde{f}(v)=f(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4).$$

Так как дороги подводят ко всем ПТК, то

$$J_н \supset J_1 \cup J_2 \cup J_3.$$

Будем считать, что $J_4=J_1 \cup J_2 \cup J_3$. Это допущение естественно, так как, во-первых, множество $J_1 \cup J_2 \cup J_3$ уже может содержать достаточно большое число элементов и для определения структуры коммуникаций на уровне генеральных схем обустройства этого достаточно, и, во-вторых, структуру коммуникаций всегда можно уточнить при более детальном проектировании, что не входит в задачу проектирования генеральных схем обустройства.

Таким образом, везде ниже полагаем $J=J_1 \cup J_2 \cup J_3=J_4$. Для простоты изложения принимаем, что функции $P_1(\omega_1)$, $P_2(\omega_2)$, $P_3(\omega; \omega_3)$ и $P_4(\omega; \omega_4)$ определены для всех значений $\omega_1 \subset J$, $\omega_2 \subset J$, $\omega_3 \subset J$, $\omega_4 \subset J$. Этого всегда можно добиться соответствующими доопределениями значений этих функций для тех подмножеств $\omega \subset J$, для которых они не определены.

Рассмотрим далее некоторые постановки задачи определения оптимального варианта проекта генеральной схемы обустройства, как задачи комплексной оптимизации всех входящих в нее систем, делая различные предположения о характере поведения функции $f(v)$ и о ее связи с функциями минимальных затрат для соответствующих систем.

Для каждого $v=(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4)$ минимальные затраты для соответствующих систем будут равны

$$P_1(\omega_1),\ P_2(\omega_2),\ P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3),\ P_4(\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3;\ \omega_4).$$

Если значение $f(v)=f(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4)$ не зависит от взаимовлияния технологических систем, то можно записать:

$$f(v)=P_1(\omega_1)+P_2(\omega_2)+P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3)+P_4(\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3;\ \omega_4).$$

Тогда

$$\tilde{f}(v_0) = \min_{\omega_1,\ \omega_2,\ \omega_4 \subset J} f(\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4) = \min_{\omega_1,\ \omega_2,\ \omega_3 \subset J} [P_1(\omega_1) +$$

$$+ P_2(\omega_3) + P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3) + \min_{\omega_4 \subset J} P_4(\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3;\ \omega_4)].$$

Решить эту задачу полным перебором невозможно при реальных значениях $|J|$, так как общее число вариантов $|V|=2^{4m}$.

Отметим одно общее свойство функции $P_4(\omega; \omega_4)$:

$$P_4(\omega'; \alpha'_4) \leqslant P_4(\omega''; \alpha''_4),$$

если $\omega' \subset \omega''$, т. е. стоимость системы дорог, проводимой к подмножеству комплексов ω', не больше стоимости системы дорог, проводимой к подмножеству комплексов ω'', содержащему в себе все технологические комплексы ω'.

Обычно строительство дорог требует больших затрат. Поэтому при проектировании обустройства имеется тенденция к уменьшению общего числа технологических комплексов. Это происходит за счет сокращения числа технологических комплексов системы электроснабжения как наиболее дешевой из всех рассматриваемых систем. Уменьшение числа $|\omega_3|$, хотя и приведет к удорожанию ЛЭП, но если при этом уменьшится общее число технологических комплексов $|\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3|$, то это, в конечном итоге за счет удешевления системы дорог приведет к удешевлению всей системы обустройства.

В связи с этим можно предположить, что

$$\omega_3 \subset \omega_1 \cup \omega_2.$$

При этом

$$f(v_0) = \min_{\omega_1,\ \omega_2 \subset J} [P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2) + \min_{\omega_3 \subset \omega_1 \cup \omega_2} P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3) +$$

$$+ \min_{\omega_4 \subset J} P_4(\omega_1 \cup \omega_2.\ \omega_4)].$$

Это несколько уменьшает общее число вариантов v, но оно по-прежнему велико: $2^{3m} < |V| < 2^{4m}$.

Можно сделать более жесткое предположение относительно ω_3, а именно: $\omega_3 = \omega_1 \cup \omega_2$.

В этом случае

$$f(v_0) = \min_{\omega_1,\ \omega_2 \subset J} [P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2) + P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_1 \cup \omega_2) +$$

$$+ \min_{\omega_4 \subset J} P_4(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_4)].$$

Число всех возможных вариантов уже равно 2^{3m}.

Допущение $\omega_3 = \omega_1 \cup \omega_2$ вполне естественно, так в основном бывает на практике и может быть объяснено следующим образом. Коль скоро объекты ω_1 и ω_2 построены и внесены большие затраты на подготовку строительных площадок, то установка на каждой из них подстанций не приведет к существенному увеличению затрат и в то же время может удешевить систему ЛЭП.

Сделаем еще более жесткое ограничение на структуру варианта обустройства: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega$, т. е. на каждой площадке обязательно имеются технологические комплексы всех систем.

Тогда

$$f(v_0) = \min_{\omega \subset J} [P_1(\omega) + P_2(\omega) + P_3(\omega;\ \omega) + \min_{\omega_4 \subset J} P_4(\omega;\ \omega_4)] = \min_{\omega \subset J} [P(\omega) +$$

$$+ \min_{\omega_4 \subset J} P_4 \times (\omega;\ \omega_4)],$$

где $P(\omega) = P_1(\omega) + P_2(\omega) + P_3(\omega;\ \omega)$.

В этом случае число всех возможных вариантов равно 2^{2m}.

Это предположение требует осторожного использования при решении конкретных задач. Может показаться, что совмещение объектов сбора и ППД может привести к уменьшению стоимости дорог и всего обустройства в целом. Однако за счет технологических ограничений в системе сбора и в системе ППД общее число площадок $|\omega|$ может не уменьшиться, тем самым не уменьшится стоимость дорог, а число всех технологических комплексов $|\omega_1| + |\omega_2| + |\omega_3| = 3|\omega|$ возрастет, что в целом приведет к удорожанию системы обустройства. Этой постановкой можно пользоваться для месторождений небольшой протяженности.

Во всех предыдущих четырех постановках задач сделаем допущение, что $\omega_4 = \omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3$.

Это предположение означает, что для каждого фиксированного варианта $v \in V$ точками ветвления дорог могут быть лишь точки, в которых расположены сами объекты. На уровне разработки генеральных схем это предположение вполне допустимо, так как, во-первых, в этот период, как правило, отсутствует детальная информация о территории и, во-вторых, в случае необходимости схема дорог может быть уточнена на следующем этапе проектирования.

Получим соответственно следующие четыре задачи.

$$f(v_0) = \min_{\omega_1,\ \omega_2,\ \omega_3 \subset J} [P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2) + P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3) + P_4(\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3;$$

$$\omega_1 \cup \omega_2 \cup \omega_3)];$$

$$|V| = 2^{3m}$$

$$f(v_0) = \min_{\omega_1 \subset J,\ \omega \subset J} (P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2) + \min_{\omega_3 \subset \omega_1 \cup \omega_2} P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_3) +$$

$$+ P_4(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_1 \cup \omega_2)); \quad 2^{2n} < |V| < 2^{3n}.$$

$$f(v_0) = \min_{\omega_1 \subset J,\ \omega_2 \subset J} [P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2) + P_3(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_1 \cup \omega_2) +$$

$$+ P_4(\omega_1 \cup \omega_2;\ \omega_1 \cup \omega_2)];$$

$$f(v_0) = \min_{\omega \subset J} P(\omega),$$

$$P(\omega) = P_1(\omega) + P_2(\omega) + P_3(\omega;\ \omega) + P_4(\omega;\ \omega); \quad \omega = \omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4.$$

В этом случае $|V| = 2^m$.

Пусть значение $f(v)$ зависит от взаимовлияния технологических систем. Рассмотрим наиболее распространенный случай взаимовлияния системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа и системы поддержания пластового давления, для чего введем функцию

$$P_{1\,2}(\omega_1, \omega_2) = \begin{cases} P(\omega_1) + P_2(\omega_2), & \text{если } \omega_1 \cap \omega_2 = \Phi \\ \underline{P}_{1\,2}(\omega_1, \omega_2) < P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2), & \text{если } \omega_1 \cap \omega_2 \neq \Phi. \end{cases}$$

Имеется в виду, что суммарная стоимость строительства и эксплуатации разнородных технологических комплексов уменьшается при совмещении их на одной площадке.

Если в предыдущих постановках задач везде вместо $P_1(\omega_1) + P_2(\omega_2)$ писать функцию $P_{1\,2}(\omega_1, \omega_2)$, то получим соответствующие постановки.

При этом задачи существенно усложняются. Для их решения разработаны алгоритмы разложения (анализа) и синтеза задачи проектирования, основанные на применении аппроксимационно-комбинаторного метода.

Общая схема этого алгоритма анализа и синтеза следующая. В соответствии с аппроксимационно-комбинаторным методом строят аппроксимирующую функцию $f'(v)$ такую, что:

а) $f'(v_0) \leqslant f(v_0)$;

б) для $f'(v)$ имеются алгоритмы определения не только оптимального решения ($v'_0 \in V$ и соответствующего значения $f'(v'_0)$), но и всех решений, близких к оптимальному, т. е. имеются алгоритмы определения такого подмножества $\Omega(R) \subset V$ вариантов обустройства, что

$$f'(v'_0) \leqslant f'(v) \leqslant f'(v'_0) + R, \text{ если } v \in \Omega(R),$$

$$f'(v) > f'(v'_0) + R, \text{ если } v \notin \Omega(R),$$

где $R \geqslant 0$ — некоторое фиксированное число.

Затем определяется $\tilde{v}_0 \in \Omega(R)$ такое, что

$$f(\tilde{v}_0) = \min_{v \in \Omega(R)} f(v).$$

Если при этом оказывается, что

$f(\tilde{v}_0) \leqslant f'(v'_0) + R$, то $\tilde{v}_0 = v_0$.

При этом функции $f(v)$ в множестве $\Omega(R)$ будет содержать не только оптимальное решение v_0, но и все решения, близкие к оптимальному, отличающиеся от $f(v_0)$ не более чем на величину $f'(v'_0) + R - f(v_0)$, и при необходимости они все могут быть найдены. Если же $f(\tilde{v}_0) > f'(v'_0) + R$, то $\tilde{v}_0$ — приближенное решение и $f'(v'_0) + R < f(v_0) \leqslant f(\tilde{v}_0)$.

Методы анализа и синтеза направлены на разработку эффективных алгоритмов поиска варианта $\tilde{v}_0 \in \Omega(R)$. В зависимости от того, в какой постановке рассматривается задача проектирования генеральных схем комплексного обустройства, разработаны различные способы построения аппроксимирующей функции $f'(v)$. Рассмотрим наиболее распространенный случай, когда $\omega_3 \subset \omega_1 \cup \omega_2$. Функцию строят в виде

$$f'(v) = \underline{P}_1(\omega_1) + \underline{P}_2(\omega_2),$$

где функции $\underline{P}_i(\omega_i)$, $i=1, 2$, удовлетворяют достаточному условию применимости метода последовательных расчетов:

$$\underline{P}_i(\omega^1{}_i)+\underline{P}_i(\omega^2{}_i)-\underline{P}_i(\omega^1{}_i\cap\omega^2{}_i)-\underline{P}_i(\omega^1{}_i\cup\omega^2{}_i)\leqslant 0.$$

Для таких функций разработаны модифицированные алгоритмы последовательных расчетов, позволяющие определять для каждой из них не только оптимальное решение, но и множество $\Omega_i(R_i)$ всех решений $\omega_i\in\Omega_i(R_i)$, близких к оптимальному, где $R_i\geqslant 0$ — некоторое фиксированное число.

Функция $f'(v)$ не зависит от ω_3 и ω_4, и потому можно записать $f'(v)=f'(\omega_1, \omega_2)$.

Влияние системы дорог и электроснабжения, а также взаимовлияние двух других технологических систем учитывается при построении функций $\underline{P}_i(\omega_i)$, $i=1, 2$.

Такое представление функции $f'(v)$ позволяет определять ее минимум в результате решения двух оптимизационных задач

$$\min_{\omega_1\subset J,\ \omega_2\subset J} f'(\omega_1, \omega_2) = \min_{\omega_1\subset J} \underline{P}_1(\omega_1) + \min_{\omega_2\subset J} \underline{P}_2(\omega_2) \equiv \underline{P}_1(\underline{\alpha}_1) + \underline{P}_2(\underline{\alpha}_2) \equiv$$
$$\equiv f'(\underline{\alpha}_1, \underline{\alpha}_2) \equiv f'(v'_0).$$

В этом состоит разложение (или анализ) задачи проектирования.

Таким образом, задача с общим числом вариантов 2^{2m} сведена к решению двух задач, в каждой из которых общее число вариантов равно 2^m. Применение метода последовательных расчетов для решения каждой из них позволяет определять решение, как показывает опыт, просмотром m^2—m^3 вариантов.

По значению v'_0 можно определить некоторое приближенное решение $\tilde{v}=(\underline{\alpha}_1, \underline{\alpha}_2, \underline{\alpha}_3, \underline{\alpha}_4)$ исходной задачи такое, что

$$f(\tilde{v}) = P_1(\underline{\alpha}_1) + P_2(\underline{\alpha}_2) + \min_{\omega_5\subset J} P_3(\underline{\alpha}_1\cup\underline{\alpha}_2;\ \omega_3) + \min_{\omega_4\subset J} P_4(\underline{\alpha}_1\cup\underline{\alpha}_2,\ \omega_4).$$

При этом известны оценки искомого решения:

$$f'(v'_0)\leqslant f(v_0)\leqslant f(\tilde{v}).$$

Для поиска варианта $\tilde{v}_0$ необходимо определить множество $\Omega(R)\subset V$. Это осуществляется синтезом решений, близких к оптимальному, для задач, полученных в результате анализа задачи проектирования. При

$$R_1=R_2=f'(v'_0)+R-\underline{P}_2(\underline{\alpha}_2)-\underline{P}_1(\underline{\alpha}_1)=R$$

определяют множества $\Omega_1(R_1)$ и $\Omega_2(R_2)$ всех решений, близких к оптимальному, для функций $\underline{P}_1(\omega_1)$ и $\underline{P}_2(\omega_2)$ соответственно.

Можно показать, что если $\bar{v}=(\bar{\omega}_1, \bar{\omega}_2)\in\Omega(R)$, то $\bar{\omega}_1\in\Omega_1(R_1)$ и $\bar{\omega}_2\in\Omega_2(R_2)$.

Отсюда следует возможность получения множества $\Omega(R)$, в котором находится искомый вариант $\tilde{v}_0$, синтезом элементов множеств $\Omega_1(R_1)$ и $\Omega_2(R_2)$. Алгоритмы, реализующие такой способ получения множества $\Omega(R)$ и последующее определение в нем элемента $\tilde{v}_0$, составляют основное содержание синтеза задачи проектирования.

Если критерий оценки качества проекта не единственный и могут существовать неформализованные способы оценки, основанные на опыте проектирующего, то вначале по одному из критериев показателей, например по капиталовложениям, определяют оптимальный и все проекты, близкие к оптимальному. Все они хранятся в памяти ЭВМ. Затем проектирующий, анализируя проекты, последовательно выдаваемые ему ЭВМ, и рассматривая значения других показателей проекта, «дает задание» ЭВМ выдавать ему для дальнейшего анализа лишь те проекты, у которых значения этих показателей не больше (или не меньше), чем некоторые зафиксированные им значения. В результате такого общения множество проектов, среди которых может находиться реальный проект, все время сужается. После анализа проектов

по всем формализованным показателям в памяти ЭВМ остаются проекты, значения формализованных показателей которых находятся в допустимых пределах. Для окончательного выбора из них проекта для внедрения, т. е. реального проекта, нужны неформальные методы анализа. Для этого организовывается выдача проектировщику для анализа всех оставшихся проектов. Если число оставшихся проектов не больше того числа проектов, которое он может проанализировать за выделенное ему время, то реальный проект будет найден, в противном случае будет найдено приближенное решение. Для повышения эффективности неформальных методов анализа максимально используют все средства, облегчающие и ускоряющие процесс общения человека и ЭВМ: АЦПУ, алфавитно-цифровые и графические дисплеи, графопостроители.

ГЛАВА II

СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЛЬНЫХ СХЕМ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА НА ЭВМ

Система предназначена для проектирования генеральных схем как отдельных технологических систем обустройства: кустования скважин, сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, поддержания пластового давления, электроснабжения и автомобильных дорог, так и любой их совокупности. Система позволяет в режиме проектировщик — ЭВМ определять реальные проекты обустройства.

Основные возможности Системы заключаются в следующем:

1. Система позволяет определять оптимальные варианты проектов генеральных схем перечисленных технологических систем обустройства и варианты, близкие к оптимальному по тому или иному критерию.

2. При помощи Системы может быть осуществлена имитация всевозможных проектных решений для поиска реального проекта в режиме проектировщик — ЭВМ: проектировщик указывает на карте места строительства объектов, а ЭВМ осуществляет гидравлические расчеты, расчеты, связанные с построением нефтепромысловых сетей различного назначения, информационно-поисковые работы, вычерчивание получающихся схем и вывод таблиц.

3. Система рассчитывает генеральные схемы в динамике на любой период разработки месторождения. При этом определяются очередность ввода объектов и изменение их производственных характеристик во времени (изменение капиталовложений, добычи нефти и нефтяного газа, закачки воды, строительства дорог, трубопроводов, линий электропередач и т. п.).

4. Нефтепромысловые объекты при проектировании размещают с учетом эффекта от агломерации разнородных объектов на одном участке территории.

5. Система учитывает построенные объекты и коммуникации и предусматривает возможность пересчета проектов при изменении исходной информации. Это означает, что Система позволяет осуществлять динамическое проектирование, т. е. проектирование в любой момент освоения месторождения с учетом фактического состояния обустройства.

6. Система позволяет автоматизировать процесс формирования генеральных схем. Результаты расчетов Системы — таблицы и схемы, вычерченные с помощью ЭВМ, могут быть включены проектными институтами в ТЭО обустройства нефтяных месторождений.

К настоящему времени Система была апробирована и внедрена более чем на двадцати месторождениях Западной Сибири, Коми АССР, РСФСР и Казахстана. Экономический эффект от внедрения Системы выражается в уменьшении капитальных затрат, потребных на обустройство, в размере от 10 до 15% по сравнению с традиционными методами проектирования.

Результаты внедрения говорят о высокой эффективности Системы, позволяющей не только сократить капитальные вложения, но и резко уменьшить

время и трудозатраты на проектирование. Так, проектирование генеральных схем обустройства трех месторождений — Федоровского, Тепловского и Савуйского — заняло 27 ч процессорного времени ЭВМ, а с учетом подготовки информации — две недели. При этом каждое месторождение рассчитывали для трех различных технологических решений (что, по существу, равносильно проектированию девяти месторождений). Такой объем работы за этот же срок осуществить без привлечения ЭВМ невозможно. Сокращение капиталовложений для этих трех месторождений по экспертной оценке составило 22,6 млн. руб.

Система состоит из информационного и математического обеспечения. Информационное обеспечение включает в себя перечень информации, необходимой для решения задач, описание типов носителей, информации и форм подготовки информации, правил перенесения информации на бланки для использования в ЭВМ, описание форм выдачи информации.

Исходная информация бывает четырех видов: картографический материал; данные проекта разработки; сведения о построенных объектах и коммуникациях; нормативно-стоимостные данные.

Для каждого вида информации существуют правила перенесения ее из первичных источников на определенные формы и далее на бланки.

Математическое обеспечение Системы включает математические методы, алгоритмы и систему программ (программное обеспечение). Математические методы и алгоритмы разработаны для решения сложных задач дискретного, нелинейного программирования и оптимального управления. Разработаны оригинальные методы анализа и синтеза задач проектирования, алгоритмы решения многоэтапных динамических задач оптимального размещения объектов совместно со связывающими коммуникациями; решения задач размещения большой размерности; решения нелинейных задач построения оптимальной структуры сетей различного назначения; оптимизации параметров сети заданной структуры; трассирования на неоднородной территории; оптимального размещения объектов различного назначения с учетом эффекта от их агломерации на одном участке территории; анализа и обработки информации о неоднородной территории.

Программное обеспечение представляет собой систему большого числа взаимосвязанных и информационно согласованных программ. Все программы написаны на языке АЛГОЛ-60 для ЭВМ БЭСМ-6. Общий объем программ Системы — около 1.000.000 символов алгольного текста. Реализован модульный принцип организации программного обеспечения Системы. Программное обеспечение дает возможность проводить диалог «проектировщик — ЭВМ» для выбора реального проекта и осуществлять динамическое проектирование. Выбор языка АЛГОЛ-60 и модульный принцип сделали Систему гибкой и универсальной. Система может быть переложена (или даже переписана автоматически) на другие языки программирования и другие ЭВМ, в ней могут быть заменены отдельные программы или добавлены новые, что позволяет использовать ее для решения других задач.

ОБЩАЯ СХЕМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ

Общую схему функционирования Системы можно представить (рис. II.1) в виде следующих этапов.

Сбор и подготовка исходной информации. В проектном институте происходят сбор и подготовка информации, необходимой для работы Системы.

Исходная информация содержит (см. рис. II.1, блок информационного обеспечения):

нормативные данные — стоимость строительства размещаемых объектов и коммуникаций в зависимости от ряда параметров (территория, мощность и т. д.);

картографический материал (основные категории территории, возможные места строительства объектов, запрещенные для строительства области и т. д.);

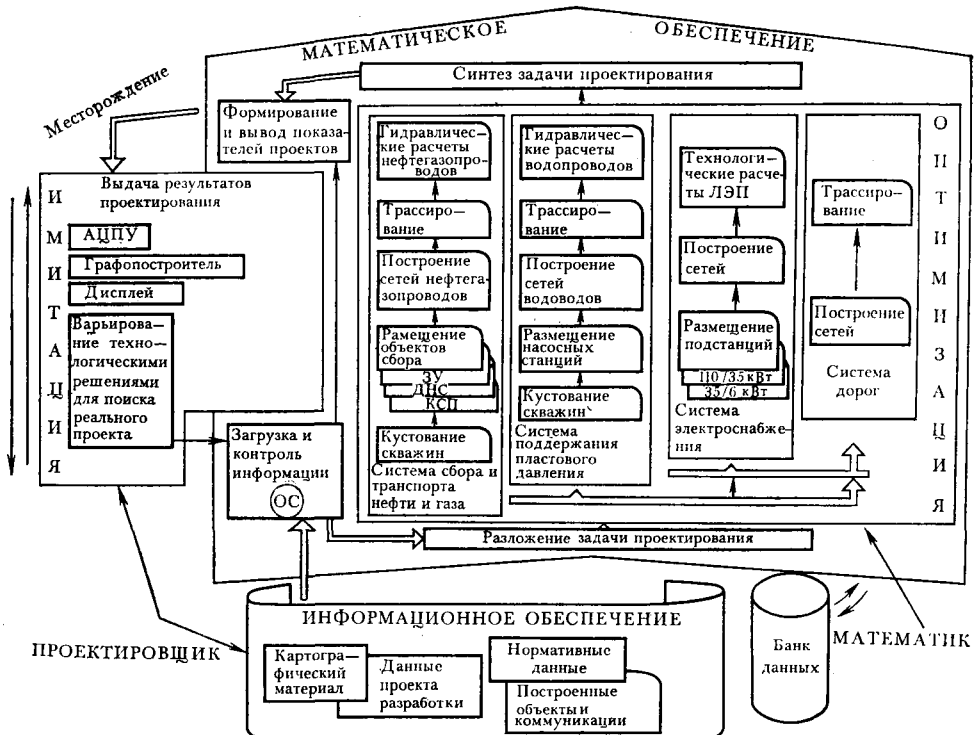


Рис. II.1. Схема функционирования Системы проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений на ЭВМ

сведения о построенных объектах и коммуникациях;

данные проекта разработки (сетка скважин, динамика разбуривания месторождения, динамика изменения добычи нефти, жидкости, нефтяного газа, свойства нефти, газа и т. д.).

Эту информацию записывают в виде таблиц, затем переносят на бланки специального вида, после чего набивают на перфокарты и готовят для загрузки в ЭВМ.

Подготовка информации для реализации технологических решений. В соответствии с выбранными проектировщиком технологическими решениями (см. рис. II.1, блок имитации) определяют управляющие параметры, которые задают тип решаемой задачи, способ ее формирования и режим работы Системы. Информацию об управляющих параметрах тоже набивают на перфокарты и готовят для загрузки в ЭВМ. Эту же информацию можно вводить и изменять через дисплей.

Подготовка Системы к функционированию. Загрузка и контроль информации. В соответствии с управляющими параметрами готовят Систему к функционированию: специальным образом подготавливают внешний накопитель (диск, лента), проводят распределение памяти на внешнем накопителе для вводимой информации и рабочих массивов, формируют режим работы программ.

Вводят подготовленные информацию и управляющие параметры в ЭВМ.

Разложение задачи проектирования. На основе исходной информации и в соответствии со значениями управляющих параметров строят необходимые аппроксимирующие зависимости с учетом территории и взаимного влияния различных подсистем в системе комплексного проектирования. Далее задачи комплексного проектирования генеральных схем обустройства разлагают на задачи проектирования генеральных схем системы кустования скважин, системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, системы поддержания пластового давления, системы автомобильных дорог, системы электроснабжения.

Любая из перечисленных систем может отсутствовать. Далее в соответствии с управляющими параметрами происходит разложение на модули задач проектирования генеральных схем каждой из перечисленных систем.

Система кустования скважин:
модуль кустования скважин.
Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа:
модули размещения ЗУ;
модули размещения ДНС и КСП;
модуль сбора нефтяного газа.
Система поддержания пластового давления:
модуль размещения КНС.
Система автомобильных дорог:
модуль построения дорог.
Система электроснабжения:
модуль размещения подстанций 35/6 кВ;
модуль размещения подстанций 110/35 кВ.
Комплексное обустройство:
модуль комплексного обустройства.

Любой из перечисленных модулей технологических систем может отсутствовать.

Решение задач размещения объектов систем сбора, ППД, электроснабжения. Решают задачи размещения объектов систем сбора нефти, газа и системы ППД. Определяют оптимальный и все близкие к нему по критерию варианты размещения объектов системы сбора и ППД. Для полученных вариантов размещения объектов систем сбора и ППД решают задачу размещения электроподстанций при условии полного обеспечения всех потребителей электроэнергией. Варианты размещения объектов систем сбора, ППД и электроснабжения могут быть получены не только в результате оптимизации. Их может также задавать проектировщик в режиме человеко-машинного общения (см. рис. II.1, блок имитации).

Построение коммуникационных сетей. Для полученных вариантов размещения объектов систем сбора, ППД и электроснабжения строят сети нефтегазопроводов, водоводов, ЛЭП и дорог.

Технологические расчеты коммуникационных сетей. Проводят гидравлические расчеты для оптимизации диаметров нефтегазопроводов и водоводов, технологические расчеты ЛЭП, трассирование автомобильных дорог.

Синтез задачи проектирования. Для полученных близких вариантов генеральных схем обустройства уточняют различные показатели, связанные с совмещением систем сбора, ППД, электроснабжения и дорог на месторождении. Находят оптимальный и близкие к нему по критерию варианты генеральной схемы комплексного обустройства.

Формирование и вывод показателей проектов. Обрабатывается полученная информация по каждому варианту генеральной схемы обустройства. Результаты проектирования выдаются как в виде таблиц основных показателей проекта и любого желаемого набора таблиц, так и полностью в виде таблиц и схем, вычерченных графопостроителем ЭВМ.

Анализ вариантов генеральной схемы комплексного обустройства. Выбор реального проекта. Основные показатели полученных вариантов генеральных схем комплексного обустройства передаются проектировщику для поиска среди них реального проекта по ряду других критериев. Имеется возможность получения по каждому варианту как всех результатов машинного проектирования, так и части таблиц по выбору. Если проектировщик не выбрал среди найденных вариантов генеральной схемы реальный проект, то поиск реального проекта можно осуществить в режиме человеко-машинного общения, задавая новые варианты размещения объектов на месторождении, изменяя значения некоторых управляющих параметров, переходя к другим технологическим решениям.

ПОРЯДОК ПРОХОЖДЕНИЯ ПРОГРАММ В СИСТЕМЕ

Порядок прохождения программ в Системе определяется общей схемой функционирования ее и индивидуальными особенностями проектируемого месторождения. Проектирование промыслового обустройства обусловлено специфическими особенностями каждого месторождения, а физико-географические условия, подлежащие учету, индивидуальны.

Для решения каждой задачи проектирования генеральных схем технологических систем составляется несколько программных комплексов (модулей), объединяющих до нескольких десятков программ системы. Каждый модуль достаточно автономен, он связан с другими модулями только программами обмена информацией. Порядок прохождения программ внутри модуля задан.

Для конкретного месторождения в соответствии с выбранными технологическими решениями совокупность модулей связывается в единое целое при помощи программ обмена информации.

ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАДАЧ И ПОДБОРА ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Задача проектирования генеральных схем обустройства индивидуальна для каждого месторождения. СПГСО позволяет решать задачу проектирования для любого месторождения. Для этого в Системе предусмотрена возможность решения отдельных задач, цепочек последовательных технологически согласованных задач и совокупностей цепочек (структур) задач для получения проекта комплексного обустройства месторождения.

К основным задачам относятся следующие.

1. Кустование скважин.

Задача заключается в определении мест строительства площадок под кусты скважин и объединении скважин в кусты.

2. Размещение замерных установок (ЗУ).

В результате решения задачи определяют места для строительства ЗУ, прикреплений скважин к ЗУ, рассчитывают выкидные линии.

3. Размещение комплексных сборных пунктов (КСП) или дожимных насосных станций (ДНС).

Определяют места строительства КСП (ДНС), их динамические, стоимостные и производственные характеристики, структуру коллекторов сбора и транспорта нефти, диаметры, длины, металлоемкости, стоимости строительства всех звеньев и т. д.

4. Размещение кустовых насосных станций (КНС).

Определяют места для строительства КНС, их динамические, стоимостные и производственные характеристики, структуру коллекторов магистральных и напорных водоводов, диаметры, длины, металлоемкости, стоимости строительства всех звеньев и т. д.

5. Размещение электроподстанций 35/6 кВ.

Определяют места строительства электроподстанций 35/6 кВ и сети ЛЭП к потребителям электроэнергии 6 кВ.

6. Размещение электроподстанций 110/35 кВ.

Определяют места строительства электроподстанций 110/35 кВ и сети ЛЭП к потребителям электроэнергии 32 кВ, рассчитывают фидеры.

7. Построение автомобильных дорог.

Определяют структуру и динамику строительства автомобильных дорог, которые необходимо построить на месторождении.

8. Построение системы сбора нефтяного газа.

Определяют структуру и динамику строительства сетей сбора нефтяного газа.

Из этих задач для каждого конкретного месторождения выбирают определенный набор (цепочки, структуры) задач, позволяющий провести комплексное проектирование обустройства в зависимости от принятых технологических решений и индивидуальных особенностей месторождения.

Пример 1.

Пусть сбор и транспорт нефти соответствует следующей технологической цепочке:

скважина→куст→ЗУ→КСП (ДНС)→ЦТП, а закачка воды — цепочке скважина←куст←КНС←водозабор.

В них зафиксированы сетка скважин, положение центральных товарных парков и водозаборов. Необходимо разместить остальные объекты, построить коллекторные сети, систему автодорог и электроснабжения. При этом задачи оформляются в структуру (рис. II.2,*а*).

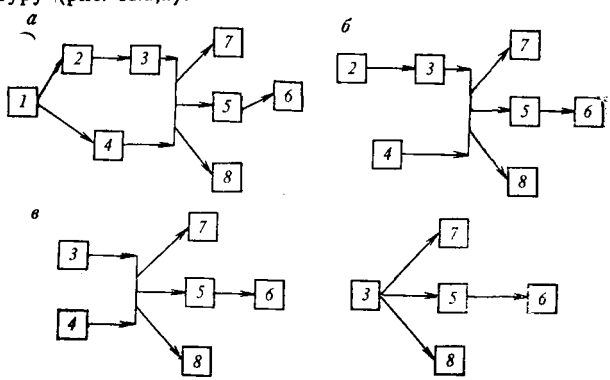


Рис. II.2. Примеры различных структур (*а*, *б*, *в* и *г*) последовательного решения задач при проектировании:
1—8 — номера задач

Пример 2.

Пусть в отличие от примера 1 к моменту проектирования схема кустования скважин уже определена и зафиксирована (в частности, это случай вертикального бурения).

Тогда сбор и транспорт нефти соответствуют следующей технологической цепочке:

скважина или куст→ЗУ→КСП (ДНС)→ЦТП, а закачка воды — цепочке скважина или куст←КНС←водозабор.

Структура имеет вид (см. рис. II.2,*б*).

Пример 3.

Если к тому же ЗУ должны размещаться на каждом кусте, то структура решения задачи показана на рис. II.2,*в*.

Пример 4.

Если не нужно проектировать систему ППД, то структура решения задачи имеет вид (на рис. II.2,*г*).

Информацию для каждой из задач готовят отдельно. Если же задача решается после каких-либо других, то часть исходной информации для решения этой задачи, полученная в результате решения предыдущих задач, используется Системой автоматически. Например, в примере 1 сначала решается задача проектирования кустования скважин. Для нее задается информация о сетках скважин. После решения этой задачи становятся известными координаты кустов скважин. Также устанавливается, сколько скважин куста пробурено на каждый пласт, каждый блок, каждый тип сетки и каждый ряд сетки.

Поэтому для задач 2 и 4 (размещение ЗУ и КНС) информацию о координатах кустов кустов готовить не нужно. Эта информация будет взята Системой из задачи 1. Для тех же задач в примере 2 эту информацию уже нужно готовить, потому что кусты были зафиксированы до начала проектирования.

Таким образом, для подготовки задачи проектирования генеральной схемы обустройства конкретного нефтяного месторождения для решения на ЭВМ необходимо:

разбить задачу комплексного проектирования на отдельные задачи;

образовать из отдельных задач цепочки и структуру решения задач как указано выше;

для каждой из задач подобрать исходную информацию так, как это указано в соответствующих разделах.

МНОГОЭТАПНАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

В процессе работы Системы в ЭВМ накапливается информация о проектах промыслового обустройства. Объем этой информации зависит от конкретного месторождения и может достигать нескольких сотен тысяч чисел. В том виде, в котором результаты расчетов хранятся в ЭВМ, они практически не пригодны для анализа и использования. Поэтому требуется их обработка.

Выбор реального проекта в Системе осуществляется в режиме проектировщик — ЭВМ. Разработан комплекс программ обработки результатов расчетов, который позволяет проектировщику в диалоговом режиме получать из ЭВМ информацию в виде, удобном для анализа и использования при выборе реального проекта. Для эффективного использования проектировщиком получаемой из ЭВМ информации и сокращения требуемых ресурсов ЭВМ организована многоэтапная обработка результатов расчетов. На каждом этапе проектировщик получает информацию из ЭВМ в удобном для него виде — в виде таблиц с текстовыми комментариями и схем, вычерченных ЭВМ. Таблицы содержат все основные критерии — показатели проектов, необходимые проектировщику для выбора реального проекта. Потребные ресурсы ЭВМ и объем выдаваемой информации и степень ее детализации увеличиваются от этапа к этапу. Решение о выдаче более подробной информации принимается после анализа информации, полученной на предыдущем этапе.

На первом этапе может быть выдана информация об основных оценочных показателях проектов обустройства. Эта информация содержит оценочные стоимости нефтесборных сетей и сетей водоводов, сети дорог, пунктов системы сбора и ППД, оценочные суммарные показатели. Получение этой информации не связано с использованием больших ресурсов ЭВМ и поэтому возможно для большого числа проектов. Для получения этой информации достаточно указать места размещения технологических комплексов систем сбора и транспорта нефти и ППД, при этом могут быть использованы как варианты, полученные ЭВМ, так и варианты, предложенные проектировщиком.

После анализа информации, полученной на первом этапе, принимается решение о выдаче более подробной информации для некоторых из выбранных проектов. Второй этап обработки результатов расчетов требует значительно больших затрат времени, так как к этому этапу в результате решения ряда задач в ЭВМ накопилась дополнительная информация о проектах. Получаемая на этом этапе информация содержится в таблицах, число которых значительно. Выдача всех этих таблиц по каждому из проектов нецелесообразна, ибо это затрудняет анализ результатов. Поэтому на втором этапе может быть выдана только сводная таблица основных показателей проектов обустройства. Эта таблица содержит суммарные характеристики сетей, пунктов систем сбора и ППД. После анализа результатов, содержащихся в сводной таблице, принимается решение о полной расшифровке некоторых из проектов.

Заметим, что при желании можно легко распечатать любой набор таблиц. Получаемые из ЭВМ таблицы и схемы могут быть включены проектными институтами в ТЭО промыслового обустройства.

Наиболее существенная выдаваемая информация по каждой из технологических систем следующая:

Информация о системе сбора и транспорта нефти.

Структура и характеристики нефтесборных сетей и пунктов системы сбора — стоимость, металлоемкость, длина, диаметр, число труб, год ввода всех звеньев нефтесборных сетей, стоимость, мощность, года ввода пунктов системы сбора.

Металлоемкость (т) и длина (км) сетей по трубам стандартных диаметров по годам для месторождения и каждого КСП (ДНС).

Динамические характеристики пунктов системы сбора и месторождения в целом по различным жидкостным характеристикам.

На ЭВМ вычерчиваются схемы сбора и транспорта нефти.

Выдаваемая информация по системе ППД и системе сбора нефтяного газа аналогична информации по системе сбора и транспорта нефти.

Выдаваемая информация по системе дорог включает:

структуру сети дорог, длины, стоимости и года ввода всех звеньев сети;

динамику капиталовложений на строительство дорог и динамику строительства дорог.

На ЭВМ вычерчивается схема дорог.

Выдаваемая информация по системе электроснабжения содержит:

структуру сетей электроснабжения, год ввода, длину, стоимость и другие характеристики фидеров и звеньев системы;

места расположения электростанций, их стоимость, год ввода, мощности и другие технические характеристики;

суммарные стоимостные показатели системы электроснабжения.

На ЭВМ вычерчивается схема системы электроснабжения.

Итоговые таблицы по месторождению включают:

динамические стоимостные характеристики по месторождению в целом и по каждой из систем;

суммарные характеристики месторождения в целом, по пунктам систем сбора и ППД, по системе дорог, длины, стоимости и металлоемкости по каждой из сетей и суммарные и другие показатели.

ГЛАВА III

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СПГСО

ВИД ИНФОРМАЦИИ, ПОДГОТАВЛИВАЕМОЙ В ОТДЕЛАХ ПРОЕКТНОГО ИНСТИТУТА

Рассмотрим формы представления исходной информации, необходимой для решения задач проектирования генеральных схем промыслового обустройства с помощью Системы. Формы, содержащие информацию для решения задач проектирования генеральных схем для всех основных технологических систем месторождения, приведены ниже.

Таблицы управляющих параметров для задач проектирования. В эти таблицы сведены данные о выбранных технологических решениях. Таблицы стоимостных и технологических данных. Таблицы стоимости строительства размещаемых объектов (ЗУ, ДНС, КСП, КНС, трансформаторных подстанций) в зависимости от мощности и категории территории (табл. III.1).

ТАБЛИЦА III.1

Мощность нефтесборного пункта (по возрастанию), млн. т/год	Стоимость строительства нефтесборного пункта, тыс. руб.			
	1-я категория территории	2-я категория территории	. . . .	K-я категория территории

Таблицы стоимости прокладки коммуникаций (выкидных линий, труб нефтегазопроводов, напорных и магистральных водоводов, дорог, ЛЭП) в зависимости от их характеристик (диаметров, числа пунктов обслуживаемых дорогой, напряжений) и категории территории (табл. III.2).

ТАБЛИЦА III.2

Внутренний диаметр (по возрастанию), мм	Стоимость прокладки труб, тыс. руб/км			
	1-я категория территории	2-я категория территории	. . .	K-я категория территории

Таблицы стандартных диаметров и толщин стенок напорных, магистральных водоводов и нефтегазопроводов;

таблица глубин залегания пластов месторождения;

таблица стоимости добычи грунта в карьерах;

таблица характеристик площадки куста (табл. III.3);

ТАБЛИЦА III.3

Длина площадки куста для одной скважины, м	Ширина площадки, м	Максимально допустимое число скважин в кусте	Число скважин в батарее	Прирост площадки по длине на одну скважину	Расстояние между батареями в кусте, м

таблица максимальных допустимых отходов забоев скважин от вертикали по пластам при наклонном бурении;

таблица объемов грунта, необходимого для строительства площадки куста в зависимости от категории территории (табл. III.4).

ТАБЛИЦА III.4

Номер категории территории	1	2	3
Вид категории территории	Сухой грунт	Болото 1 типа	Озеро 2 типа
Объем грунта, необходимого для строительства площадки 100 м·100 м, тыс. м^3			

Таблица технологических параметров для задачи электроснабжения (табл. III.5).

ТАБЛИЦА III.5

Параметры	Напряжение, сети, кВ	
	6	35
Расчетное напряжение сети, кВ		
Допустимое падение напряжения на фидере, %		
Активное сопротивление сети, Ом/км		
Реактивное сопротивление провода, Ом/км		
Косинус угла сдвига фаз $\cos\varphi$		
Сечение провода, мм²		
Допустимый ток, А		
Допустимое падение напряжения в аварийном режиме, %		
Максимальное число потребителей в фидере		

ТАБЛИЦА III.6

Потребитель	Постоянная нагрузка, кВт	Удельная потребность в электроэнергии кВт/т
Подготовка нефти		
Внутрипромысловая перекачка нефти		
Закачка воды в пласт		
Подкачка на магистральных сетях водоводов низкого давления		
Механизированная добыча на кустах		
Нагнетательные кусты		
ЦТП		
Водозабор		

Таблица удельных потребностей в электроэнергии (табл. III.6).

Таблица стоимости бурения скважин (табл. III.7).

ТАБЛИЦА III.7

Постоянная часть затрат на бурение скважины, тыс. руб.	Стоимость бурения 1 м скважины, тыс. руб.

Картографический материал. На карту месторождения прежде всего наносят три системы координат.

Система координат карты ($x_к$, $y_к$) наносится произвольно. Так как рисунки, вычерчиваемые графопостроителем ЭВМ, строятся в системе ($x_к$, $y_к$), то рекомендуется ось x направлять на восток, а ось y — на север.

В системе координат сетки скважин $x_с$, $y_с$ (рис. III.1) задаются их координаты. Ее следует задавать, учитывая регулярность сетки скважин. Например, для месторождения, в котором ряды скважин параллельны между собой, можно поступить следующим образом. Ось $x_с$ проводят через самый нижний ряд скважин, а ось $y_с$ перпендикулярно к оси $x_с$ через самую левую скважину так, чтобы все скважины оставались по правую сторону от оси $y_с$. В этой системе координат удобно задавать данные о сетке скважин.

В системе координат x_α, y_α задается информация о территории для задачи кустования. Систему получают, заключив месторождение в прямоугольник, одна из сторон которого — ось x_α, другая — ось y_α. Окаймление рекомендуется делать таким образом, чтобы прямоугольник был «заполнен» месторождением как можно больше.

На карте выделяются:

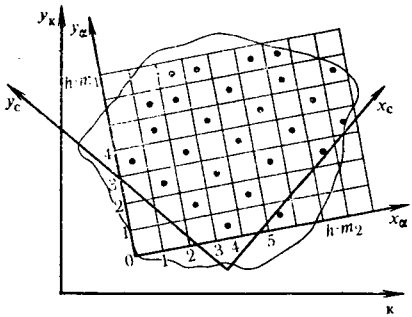


Рис. III.1. Пример нанесения трех систем координат на карту

различные категории территории (сухие грунты, болота различных типов озера и т. д.);

точки возможного строительства нефтепромысловых объектов;

сооруженные объекты КСП, ДНС, КНС, ЗУ;

существующие дороги наносят в виде ломаных, вершины которых пронумерованы. Если дорог нет, то следует пронумеровать точки возможной врезки в межпромысловую автодорогу;

имеющиеся коммуникации системы транспорта нефти наносят в виде ломаных, вершины которых нумеруют; некоторыми вершинами ломаной являются ЦТП; при отсутствии коммуникации нумеруют только ЦТП или возможные точки врезки в магистральный межпромысловый нефтепровод;

магистральные водоводы наносят в виде ломаных, вершины которых нумеруют; некоторыми вершинами являются точки водозабора; при отсутствии коммуникаций нумеруют точки возможного водозабора;

сооруженные части магистральных газопроводов для сбора нефтяного газа наносят в виде ломаных с нумерованными вершинами; некоторыми вершинами является ГБЗ или ЦТП, если сбор газа производится на ЦТП; при отсутствии газопроводов следует пронумеровать возможные точки строительства ГБЗ и ЦТП;

запретные области для прокладки коллекторов транспорта нефти и газа, магистрального водовода, автомобильных дорог, пунктов строительства ДНС, КСП, КНС; разрешаются запретные области двух форм — круги или эллипсы, которые не должны пересекаться; для каждой области нужно подобрать круг или эллипс, который ее аппроксимирует. Следует учитывать достаточно крупные области, начиная с 25—30 мм в поперечнике для карты масштаба 1 : 25000. Запретными областями могут быть озера, города, участки вечной мерзлоты и т. д.

Если месторождение пересекает река, через которую заданы точки перехода для магистральных коммуникаций, то ее нужно представить эллипсами таким образом, чтобы точки перехода оказались в проходе между запретными областями.

Области группирования, характеризующиеся тем, что продукция скважин (кустов скважин), расположенных внутри области, может транспортироваться по сетям сбора только к нефтепромысловым объектам (ЗУ, ДНС или КНС), площадки возможного строительства которых находятся внутри этой области, выделяются в виде замкнутых многоугольников и нумеруются. Вершины многоугольника нумеруют по ходу часовой стрелки. Все скважины (кусты скважин) и все нефтепромысловые объекты (ЗУ, ДНС, КНС) должны находиться внутри многоугольников.

Пример. Месторождение пересекается двумя реками, через которые можно переходить в нескольких указанных точках только магистральными коммуникациями.

Тогда возникают три области группирования (рис. III.2).

Области разбуривания скважин, характеризующиеся тем, что скважины, расположенные внутри области, разбуривают в один год, выделяются в виде замкнутых многогранников, вершины которых нумеруются по ходу часовой стрелки. Все скважины должны находиться внутри выделенных многогранников.

Пример. Месторождение разбуривается в период с 1974 по 1977 гг. Возникают семь областей разбуривания скважин, одна область разбурива-

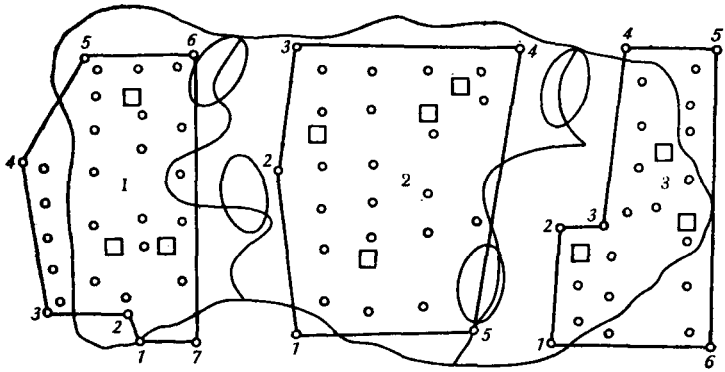


Рис. III.2. Пример выделения областей группирования на карте:
1—6 — номера вершин многогранников

ния — в 1974 г., две — в 1975 г., две — в 1976 г., две — в 1977 г. (рис. III.3).

Затем подготавливают список сооруженных пунктов и следующие таблицы:

связи системы координат карты x_k, y_k и системы координат сетки скважин x_c, y_c, связи систем координат x_α, y_α с системой координат карты x_k, y_k;

координат граничных точек прямоугольника, окаймляющего месторождение в системе x_k, y_k;

координат точек возможного строительства нефтепромысловых объектов с указанием категории территории в системе x_k, y_k;

координат запретных областей — кругов и эллипсов в системе x_k, y_k;

список построенных пунктов;

имеющихся коммуникаций (подготавливается отдельно для систем сбора и транспорта нефти, поддержания пластового давления, автодорог и транспорта нефтяного газа).

Коммуникации представляют в виде ломаных, вершины которых пронумерованы числами 1, 2, 3, ... для каждого вида коммуникаций. При отсутствии коммуникаций нумеруют только концевые точки (ЦТП, водозабор, точки врезки в межпромысловую автодорогу, газобензиновый завод). Координаты снимают в системе x_k, y_k.

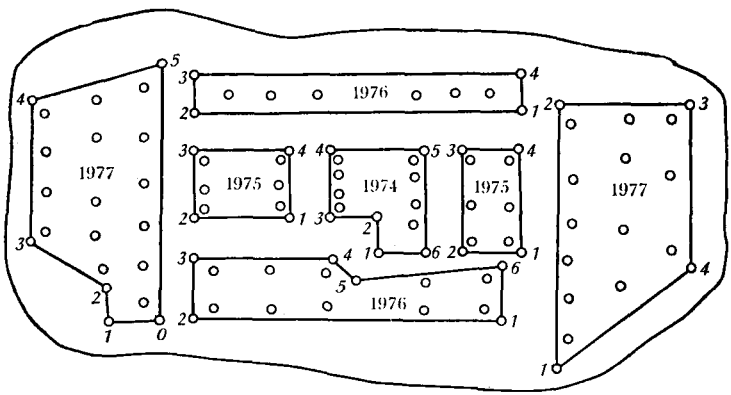


Рис. III.3. Пример выделения областей разбуривания на карте

ТАБЛИЦА III.8

Прикрепление вершины	Номер вершин		
	1	2	3
X мм карты			
Y мм карты			

По каждому виду имеющихся коммуникаций подготавливают табл. III.8. Во второй строке указывается номер вершины, к которой подсоединяется данная вершина на коммуникации. Подсоединение нужно брать таким образом, чтобы расстояние до концевой вершины было минимальным. Если данная вершина является концевой, то указывается ее номер. Если по технологическим причинам или в результате расчета на участке недопустимы ответвления коммуникации, то прикрепление следует записать со знаком минус. Если ЦТП или водозабор вынесены за пределы месторождения, то можно указать их фиктивные координаты таким образом, чтобы расстояние до месторождения было правильным.

Таблица категории территории месторождения для площадок кустов. Все месторождение окаймляется прямоугольником со сторонами m_1h и m_2h, который в свою очередь разбивается на m_1m_2 квадратов со стороной h. Система квадратов задается в системе координат x_α, y_α.

В каждом квадрате определяется площадка 100×100 м наилучшей категории, и эта категория приписывается данному квадрату. Эту информацию записывают в табл. III.9, в которой адрес квадрата состоит из двух чисел: i по оси y_α, j — по оси x_α.

ТАБЛИЦА III.9

Номер квадрата по оси x_α	Номер квадрата по оси y_α		
	1	2	3
1	Номер категории территории		
2			

Таблица координат в системе земляных карьеров x_k, y_k.

Таблицы координат граничных точек областей группирования в системе x_k, y_k. Число таблиц соответствует числу нанесенных на карту областей группирования.

Для каждого многогранника (области группирования) формируется таблица (табл. III.10).

ТАБЛИЦА III.10

Номер области		1							2					3					
Номер вершин (граничных точек)		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6
Координаты вершин (граничных точек)	x_k																		
	y_k																		

Таблица координат граничных точек областей разбуривания скважин. Координаты снимаются в системе x_k, y_k. Число таблиц соответствует числу нанесенных на карту областей разбуривания скважин. Для каждого многогранника (области разбуривания) формируется таблица (табл. III.11).

ТАБЛИЦА III.11

Год разбуривания (ввода) скважин		1974					1975				1975				1976				1976					
Срок разбуривания (ввода) скважин		1					2				2				3				3					
Номера вершин (граничных точек)		1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6
Координаты вершин (граничных точек)	x_k																							
	y_k																							

Сроком разбуривания (ввода) скважин считается порядковый номер того года планового периода, в котором вводится данная скважина. Например, плановый период пять лет, первый год планового периода — 1974. Если скважина вводится в 1974 г., то ее срок ввода равен 1. Если скважина вводится в 1977 г., то ее срок ввода равен 4.

Данные проекта разработки:

таблица параметров нефти;

таблицы гидравлических характеристик для систем сбора и транспорта нефти, ППД, сбора попутного газа (табл. III.12, III.13).

ТАБЛИЦА III.12

Максимальное давление на эксплуатационном кусте, МПа	Минимальное давление на входе в пункт на участке сбора, МПа	Максимальное давление выхода из пункта на участке транспорта, МПа

Средние дебиты нефти, жидкости, приемистости скважин по пластам и годам сводят в таблицу (табл. III.14).

таблица процента добычи обводненной нефти по месторождению по годам;

сводная таблица характеристик сетки скважин. В каждой строке этой таблицы содержится информация об одном ряде скважин. Задаются координаты крайних скважин ряда, число скважин в ряду, тип ряда (нагнетательный или эксплуатационный) и сетки, номер ряда в элементе сетки скважин, блока и номера пластов, на которые простреливаются скважины этого ряда.

ТАБЛИЦА III.13

Минимальное давление на входе в ЦТП, МПа	Максимальная скорость на участке сбора, м/с	Расчетная (экономическая скорость на участке транспорта, м/с

ТАБЛИЦА III.14

Порядковый номер	Год	Средний дебит нефти по пластам, т/сут			
		$Б_{10}$	$Б_8$	$А_{4+5}$	$А_{2+3}$
1 2 Порядковый номер пласта		1	2	3	4

ПОДГОТОВКА ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ЗАГРУЗКИ В ЭВМ

Для каждой информационной таблицы (см. табл. III.1—III.14) существуют правила переноса чисел на бланки для ЭВМ. Табличная информация, перенесенная на бланки, называется информационным массивом. В соответствии с правилами переноса каждому массиву приписывается свое имя, по которому ЭВМ его распознает. Кроме того, можно указать, к какому месторождению относится массив, какая из задач проектирования решается, дать название массива, соответствующее названию таблицы, указать, кто подготовил массив. В значащей части массива записываются числа из информационных таблиц.

Для каждого конкретного месторождения, в соответствии с замыслом проектировщика и фактическим состоянием проектирования к моменту обращения к СПГСО, выбирается совокупность задач, для решения которых необходимы соответствующие информационные массивы. Запись на бланки элементов любого массива складывается из трех частей.

1. Записывается имя массива (в кавычках), состоящее из 6 символов. За ним следует комментарий, в котором указываются названия месторождения, задачи проектирования, название массива, соответствующее названию таблицы, фамилия составителя (в скобках). Комментарий заканчивается символом «двоеточие». Слова отделяются друг от друга знаком пробел ␣. Символы : или = внутри комментария употреблять нельзя.

Пример.

'tвн␣␣␣' Самотлор, ␣ размещение ␣ ДНС, ␣ сроки ввода ␣ кустов ␣ (Петров):

Комментарий может отсутствовать полностью или частично.

Пример.

'tвн␣␣␣' или 'tвн␣␣␣' Самотлор, ␣ размещение ␣ ДНС:

информацию о названии месторождения и названии решаемой задачи проектирования рекомендуется указывать в комментарии, так как это упрощает работу с перфокартами.

2. Записываются фактические границы индексов массива. После каждой границы ставится точка с запятой. Если массив одномерный — одно число, если двумерный — два. Сначала пишется граница левого индекса, потом правого. Большинство массивов будет образовываться непосредственно из приведенных таблиц. При этом элементы этих таблиц очень часто будут записываться друг за другом по строкам или по столбцам.

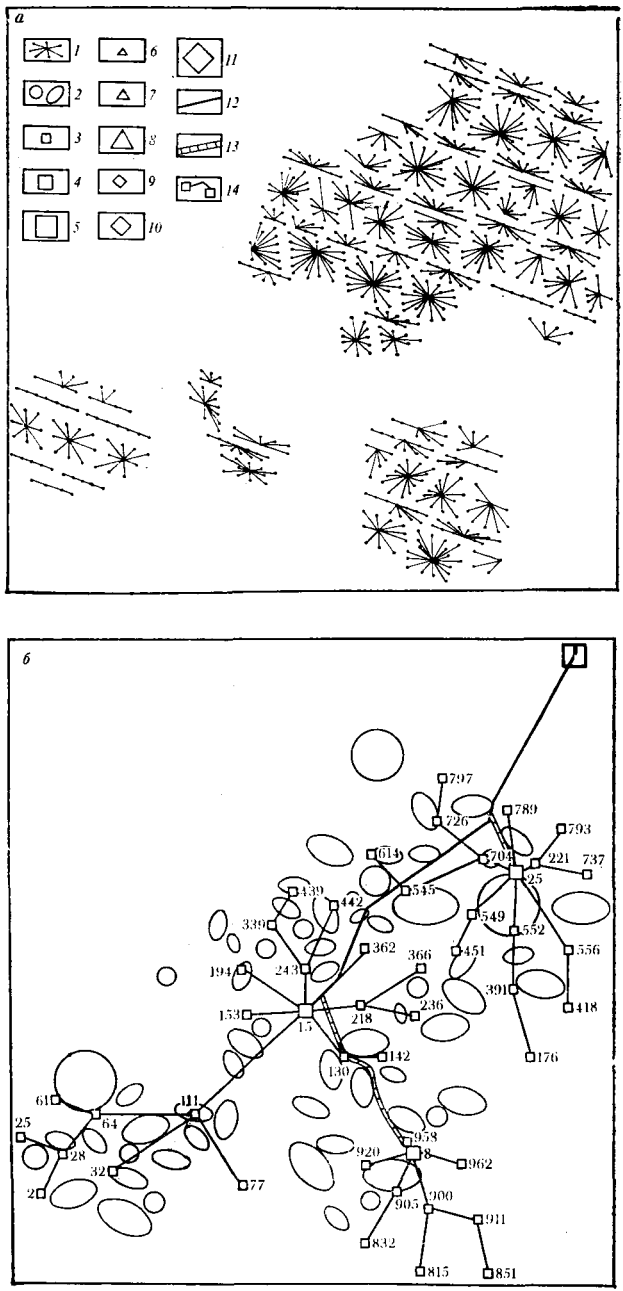
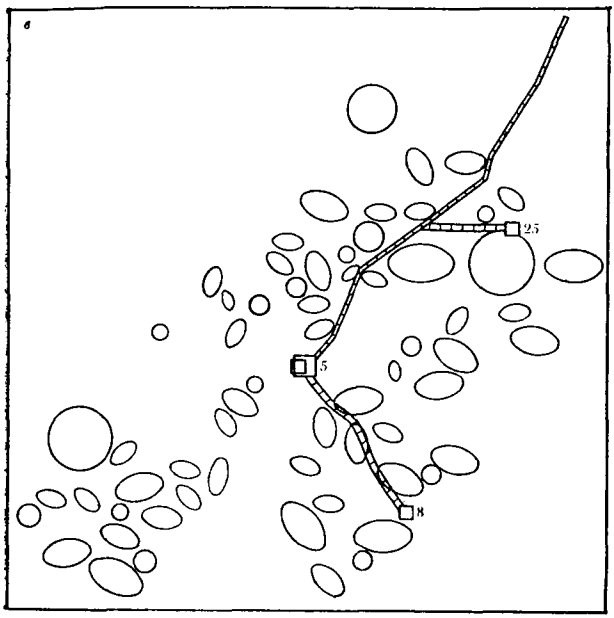
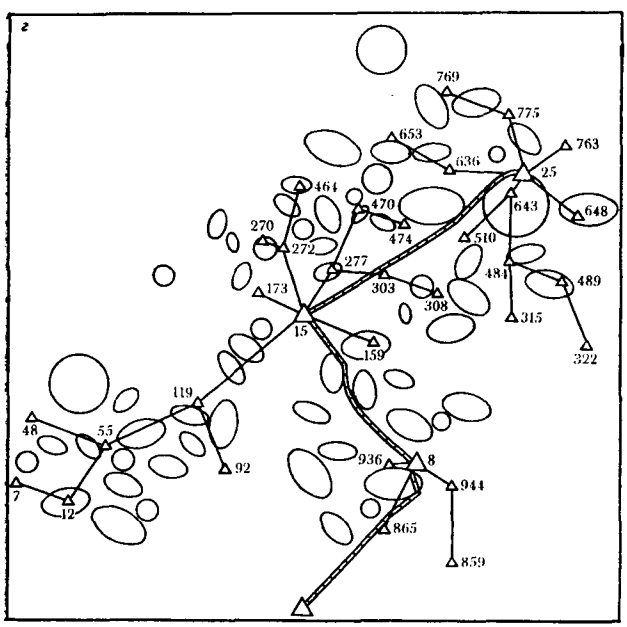


Рис. III.4. (см. продолжение)


а
25
5
8


г
769
775
653
763
636
25
464
470
643
648
270
474
510
272
277
484
489
173
303
308
315
15
159
322
119
48
55
92
936
8
944
7
12
865
859

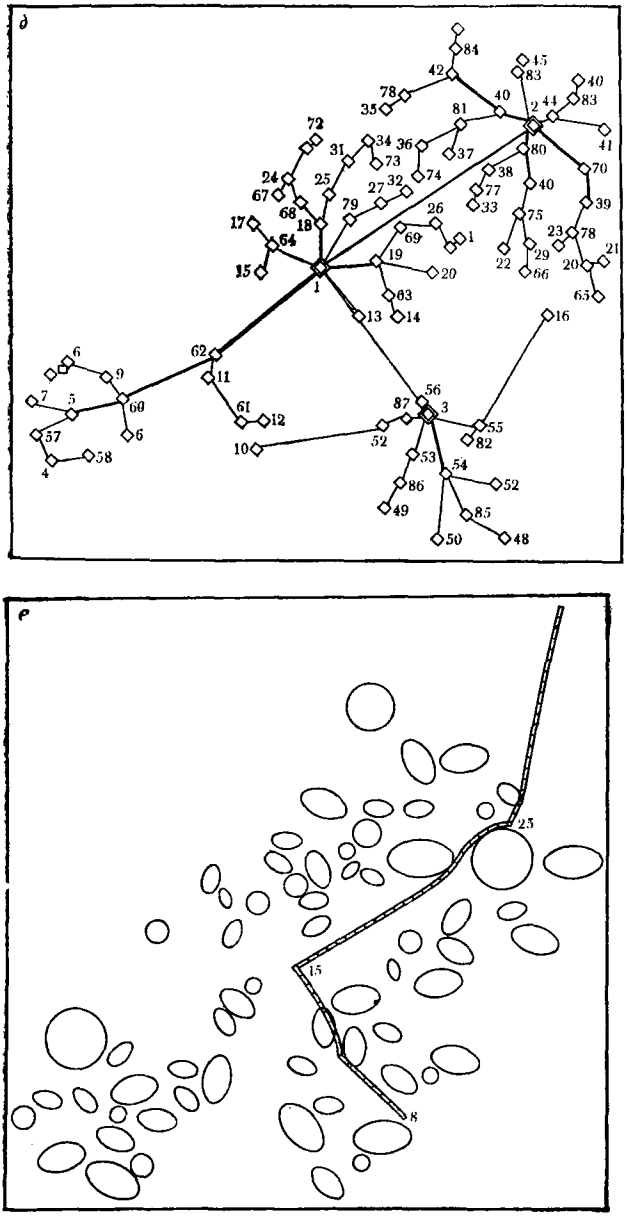


Рис. III.4. Промысловое обустройство условного месторождения:

а — кустование скважин; *б* — сбор и транспорт нефти; *в* — транспорт нефтяного газа; *г* — схема поддержания пластового давления; *д* — схема электроснабжения; *е* — схема дорог;

1 — куст скважин; *2* — запретные области для прокладки труб большого диаметра и дорог; *3* — куст добывающих скважин с замерными устройствами; *4* — пункт сбора нефти (ДНС); *5* — товарный парк; *6* — куст нагнетательных скважин; *7* — кустовая насосная скважина; *8* — водозабор; *9* — *электропотребители*; *10* — *подстанции* 110/36 кВ; *11* — подстанция 220/110 кВ; *12* — коммуникации (трубы, линии, электропередач); *13* — магистральные водоводы, автомобильные дороги; *14* — нефтепровод большого диаметра

3. Записываются элементы массива. Элементы отделяются друг от друга запятой, дробная часть, если она имеется, отделяется от целой точкой. После последнего элемента массива ставится точка с запятой. Для каждой таблицы указывается порядок, в котором должны записываться ее члены, например, по строкам. Информация с бланков переносится на перфокарты, производится проверка правильности набивки числового материала. Затем информация загружается в ЭВМ, и система начинает функционировать.

Пример проекта генеральной схемы промыслового обустройства условного месторождения, полученного с помощью СПГСО

На рис. III.4 приведены начерченные в автоматическом режиме с помощью средств машинной графики графические изображения генеральных схем технологических систем кустования скважин, сбора и транспорта нефти, нефтяного газа, поддержания пластового давления (ППД), электроснабжения и автомобильных дорог одного из вариантов проекта генеральной схемы обустройства некоторого условного месторождения (проект № 9), полученного с помощью СПГСО в процессе поиска реального проекта.

ГЛАВА IV

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ СИСТЕМ

Разработку и проектирование нефтегазосборных систем необходимо вести на основе общих положений, направленных на достижение технико-экономических результатов.

1. Герметизация сбора и транспорта нефти, газа и воды на всем пути движения продукции скважин и ликвидация ее потерь с самого начала разработки месторождения.

2. Обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими государственными и отраслевыми стандартами или специальными требованиями, согласованными с потребителями, например, на товарную нефть ГОСТ 9965—76; на газ, подаваемый в магистральный газопровод, ОСТ 5140—74; на воду, закачиваемую в пласты, специальные требования, обусловленные пластовыми условиями и др.

3. Рациональное использование избыточной энергии, поступающей с потоком нефти, газа и воды на поверхность, ввиду высоких давлений, температур и теплосодержания товарной нефти и дренажной воды с температурой выше 40 °С.

4. Совмещение процессов сбора и подготовки нефти, газа и воды в трубопроводах, товарных парках и другом оборудовании при движении продукции скважин до конечных пунктов, например, внутритрубная деэмульсация нефти, предварительное обезвоживание нефти, совмещенное с очисткой пластовой воды для закачки ее в пласты и др.

5. Эффективное использование особенностей рельефа местности и климатических условий.

6. Рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкций заводского изготовления.

7. Максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

8. Автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов.

9. Охрана природы и недр, исключающая загрязнение окружающей среды и вредное влияние на пласты земной коры.

10. Оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды.

Для более эффективного использования перечисленных основных положений проектирование нефтегазосборных систем на отдельных месторождениях целесообразно вести на основе перспективной схемы обустройства всего нефтегазоносного района в комплексе с проектами разработки месторождений, учитывающими их особенности, т. е. запас избыточной энергии пласта; условия поддержания пластового давления и др. Так, вопрос о поддержании пластового давления должен решаться не только с учетом эффективного извлечения нефти и газа из пласта, но и рационального их сбора, транспорта и использования. Это говорит о необходимости такого подхода к разработке нефтяных месторождений, при котором наземный нефтегазопровод до централизованного сборного пункта должен рассматриваться как элемент единой гидрогазодинамической системы пласт — скважина — нефтегазопровод. Центральное место при этом должен занимать технико-экономический анализ различных вариантов, которые следует выбирать на базе унифицированных технологических схем объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды, предусматривающих совмещение гидродинамических и физико-химических процессов подготовки продукции скважин для ее разделения на фазы и увеличения единичной производительности блочного оборудования. При этом необходимо широко использовать имеющийся опыт эксплуатации высоконапорных систем совместного сбора и транспорта нефти и газа и, в частности, особенности движения газонефтяных смесей по трубопроводам, что обосновывает целесообразность их транспорта при высоких давлениях, достаточно высоких скоростях и др., что не в полной мере отражено в существующих нормах технологического проектирования. Высокое давление в нефтегазосборной системе позволяет: сократить расходы на сооружение трубопроводов за счет применения труб меньшего диаметра; разгрузить газоперерабатывающие заводы выделением в сепараторе первой ступени сухого газа, направляемого на использование без его переработки; повысить степень централизации и укрупнения технологических объектов и обеспечить совместный транспорт продукции скважин до единого централизованного сборного пункта без применения промежуточных перекачечных станций и т. д.

Учитывая изложенное, при проектировании систем сбора и транспорта нефти и газа на месторождениях с большим запасом избыточной энергии давление в нефтегазосборной системе следует принимать более высоким.

Однако на практике при решении этого вопроса сталкиваются с рядом ограничений. Если запас избыточной энергии пласта и давления на устьях скважин не лимитирует давление в нетфегазосборной системе, то ограничивающими факторами могут быть: невозможное рациональное использование естественной энергии потока в данных конкретных условиях; отрицательное влияние высоких давлений в нефтегазосборной системе на работу насосных, компрессорных и фонтанных скважин; возможность превышения освоенного, т. е. максимально допустимого давления, на которое рассчитано оборудование, и др.

Трубы, сепараторы, запорно-регулирующую аппаратуру и другое оборудование выпускают для работы при давлении до 6—7 МПа. Однако по особому заказу оборудование может быть изготовлено и на более высокое давление. Влияние давления в трубопроводе на работу фонтанных скважин будет проявляться тогда, когда оно выше критического давления газонефтяной смеси. В этом случае при повышении давления в нефтегазосборной системе возможно уменьшение дебита отдельных скважин. Для выявления таких скважин можно воспользоваться приближенным уравнением для определения критического давления газонефтяной смеси

$$p_{кр} = \frac{Q_{но}}{F}\sqrt{(\Gamma_0 - \Gamma_р)(\rho_{но} + \rho_{го}\Gamma_0)p_0\frac{T}{T_0}z}, \qquad \text{(IV.1)}$$

где $p_{кр}$ — критическое давление; $Q_{но}$ — производительность трубопровода по нефти (дегазированной); F — площадь сечения проходного отверстия штуцера; Γ_0 — газовый фактор; $\Gamma_р$ — количество растворенного в нефти газа; $\rho_{го}$, $\rho_{но}$ — плотность соответственно газа и нефти при атмосферных условиях;

p_0 и T_0 — атмосферное давление; T — температура газонефтяной смеси; z — коэффициент сжимаемости.

Для оценки возможного изменения дебита скважин используют следующие выражения:

$$\frac{w}{w_{кр}} = \sqrt{\frac{0{,}0326(1-B)}{0{,}885+0{,}115} - 0{,}763\lg(0{,}885B+0{,}115)} \qquad \text{(IV.2)}$$

$$w' = w\left(\frac{p'_2}{p_2}\right)^a, \qquad \text{(IV.3)}$$

где w — средняя скорость газонефтяной смеси; $w_{кр}$ — критическая скорость истечения; w' — средняя скорость при давлении p'; $B = \frac{\varepsilon - \varepsilon_{кр}}{1-\varepsilon_{кр}}$, $\varepsilon = \frac{p_2}{p_1}$ — отношение давления после штуцера к давлению до штуцера; $\varepsilon_{кр} = \frac{p_{2кр}}{p_1}$ — отношение критического давления после штуцера к давлению до штуцера,

$$a = 2(1-\beta^3)^{0{,}42}, \qquad \text{(IV.4)}$$

где β — расходное объемное газосодержание.

При проектировании нефтегазосборных систем большое значение также имеет правильный выбор степени централизации технологических объектов, т. е. выбор числа замерных и централизованных сепарационных установок, числа сборных пунктов с установками по подготовке нефти и переработке газа.

На месторождениях с большим запасом избыточной энергии пласта и, следовательно, высоким давлением на устьях скважин целесообразно применять высокую степень централизации технологических объектов. В этом случае будут ликвидированы многочисленные промежуточные мелкие объекты, транспорт нефти и газа до централизованных сборных пунктов будет осуществляться за счет избыточной энергии пласта, которая может быть также использована и для подготовки нефти и переработки газа. Примерные расстояния, на которые целесообразно транспортировать продукцию скважин по одному трубопроводу, без ее разделения на фазы, в зависимости от рельефа местности, давления на устьях скважин, производительности трубопровода и вязкости продукции приведены в табл. IV.1.

ТАБЛИЦА IV.1

ДОПУСТИМЫЕ РАСЧЕТНЫЕ РАССТОЯНИЯ ОДНОТРУБНОГО ТРАНСПОРТА, КМ

Объемы транспортирования продукции, тыс. т/г	Давление в начале трубопровода, МПа	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вязкость продукции скважин (нефть, газ, вода), мм²/с								
			10			80			200		
			Сумма подъемов трассы трубопровода, м/км								
			15	30	40	15	30	40	15	30	40
100	1,5	0,255	21,6	11,8	8,3	20,0	11,5	8,2	17,3	10,3	7,3
300		0,357	21,0	11,6	8,2	19,4	11,3	8,0	18,0	10,6	7,4
1000		0,509	19,7	11,3	8,1	17,9	10,8	7,8	16,3	10,0	7,2
100	2,0	0,255	36,7	19,6	14,6	34,0	19,0	14,3	29,1	17,0	12,5
300		0,357	35,7	19,4	14,5	33,3	18,7	14,1	30,0	17,4	12,7
1000		0,509	33,7	18,9	14,2	30,6	18,0	13,7	27,8	16,7	12,4
100	3,0	0,255	70,0	38,1	33,8	63,8	37,4	32,0	54,6	31,7	25,0
300		0,357	66,3	37,9	33,5	64,8	37,0	32,3	56,4	32,6	25,6
1000		0,509	65,5	37,2	32,2	60,0	35,6	31,5	53,5	31,5	25,0

При невысоких давлениях на устьях скважин целесообразными могут оказаться насосный транспорт газонасыщенной нефти с бескомпрессорным транспортом газа, совместный сбор нефти и газа насосно-компрессорными установками и т. д. Во всех случаях вопрос о давлении в нефтегазосборной системе и степени централизации технологических объектов должен решаться на основе технико-экономического сравнения различных вариантов с учетом затрат на подготовку нефти и переработку газа. Здесь могут быть значительные отклонения от рекомендаций, приведенных в табл. IV.2—IV.4.

ТАБЛИЦА IV.2

УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Капитальные вложения, тыс. руб/км			Эксплуатационные расходы, тыс. руб/г
	СМР	Оборудование	Всего	
		Нефтепроводы		
89×4	5,55	—	6,01	0,42
114×4	6,61	—	7,13	0,46
168×6	7,67	—	8,39	0,50
219×6	12,33	—	13,36	0,71
273×7	14,50	0,44	16,07	0,83
325×7	16,13	0,98	18,44	0,92
377×7	22,41	0,98	25,02	1,18
426×7	24,84	1,22	27,87	1,34
530×8	29,96	2,15	31,12	1,44
		Газопроводы		
114×4	8,07	—	8,64	0,69
168×6	11,11	—	11,85	0,82
219×6	12,84	—	13,86	0,90
273×7	14,87	1,44	17,51	1,05
325×7	16,71	1,49	19,56	1,13
377×7	22,72	2,22	26,61	1,44
426×7	25,23	2,63	29,71	1,56
530×8	28,05	2,69	32,81	1,69

Как правило, в нефтедобывающем районе следует предусматривать один центральный пункт сбора (ЦПС). Однако на крупных месторождениях и при наличии нескольких направлений магистрального транспорта нефти и газа допустимо, при соответствующем технико-экономическом обосновании, размещение двух и более ЦПС. На ЦПС должны быть завершены все операции по

ТАБЛИЦА IV.3

УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЗАМЕРНЫХ УСТАНОВОК

Замерная установка	Производительность по нефти, т/сут	Капитальные вложения на 1 установку, тыс. руб.			Эксплуатационные расходы, тыс. руб/г
		СМР	Оборудование	Всего	
„Спутник" А-40-14-400	400	2,64	21,42	24,21	2,33
„Спутник" Б-40-14-500	500	2,71	23,56	26,42	2,55

ТАБЛИЦА IV.4

УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СЕПАРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК НА ОДНУ УСТАНОВКУ (ТЫС. РУБ.)

Показатели	Рабочее давление, МПа	Производительность, т/сут			
		750	1500	3000	5000
Капитальные вложения		15,95	20,38	25,33	47,32
В том числе:					
СМР	1,6	2,98	3,10	3,55	5,82
оборудование		2,17	16,28	20,56	39,26
Эксплуатационные расходы		1,93	2,42	2,97	5,42
Капитальные вложения		17,15	22,98	28,44	53,71
В том числе:					
СМР	2,5	3,01	3,15	3,61	5,95
оборудование		13,31	18,75	23,50	45,30
Эксплуатационные расходы		2,05	2,71	3,32	6,12
Капитальные вложения		17,26	23,10	29,83	55,89
В том числе:					
СМР	4,0	3,01	3,15	3,64	5,99
оборудование		13,29	18,84	24,47	47,28
Эксплуатационные расходы		2,06	2,72	3,47	6,37

подготовке нефти и газа, а поэтому желательно, чтобы технологические установки, включая и газоперерабатывающий завод, располагались на одной площадке и по возможности ближе к начальным точкам магистральных трубопроводов.

При проектировании централизованных сборных пунктов необходимо учитывать целесообразность применения наряду с относительно крупными стационарными установками сравнительно небольших по мощности передвижных и легко демонтируемых установок по подготовке нефти и переработке газа. Очередность сооружения и демонтажа таких установок может быть легко увязана с планом добычи нефти и газа по годам. Мощность стационарных установок, которая при этом будет меньше требуемой при максимальной добыче нефти и газа, необходимо выбирать с учетом производительности стационарных установок заводского изготовления. При такой комбинации стационарных и передвижных установок коэффициент использования мощности оборудования будет повышен. Для повышения эффективности промыслового хозяйства необходимы разработка и применение различных легко монтируемых установок (передвижных электростанций, установок для производства сажи и сжиженных газов, для выработки из газа химических продуктов и т. д.), позволяющих рационально использовать газ непосредственно на промыслах, что особенно важно в период освоения месторождения.

Необходима также максимальная герметизация сырьевых и товарных резервуарных парков, а также широкое применение эжекторов для улавливания и транспорта газа низкого давления. На централизованных сепарационных установках следует применять высокопроизводительные сепараторы горизонтального типа и предусматривать специальные устройства, обеспечивающие равномерную подачу газонефтяной смеси в сепаратор. Для нефтей с большим содержанием песка можно применять вертикальные сепараторы.

Число групповых замерных и централизованных сепарационных установок выбирают также на основе технико-экономического анализа, который включает определение капитальных и эксплуатационных затрат на строительство и обслуживание основных звеньев схемы сбора газа: выкидных линий

от скважин до групповых пунктов; замерных или сепарационных установок; газосборного коллектора со шлейфами от групповых пунктов.

Сопоставление вариантов проводят по приведенным затратам, которые рассчитываются по формуле

$$З = EK + Э, \qquad (IV.5)$$

где E — нормативный коэффициент; K — капитальные вложения на строительство системы сбора; $Э$ — годовые эксплуатационные расходы.

На рис. IV.1 показана зависимость изменения общей длины выкидных линий и числа групповых установок от числа подключенных скважин. Расчеты выполнены для нефтяного месторождения, разрабатываемого равномерной сеткой с расстоянием между скважинами 800 м. Общее число скважин 100.

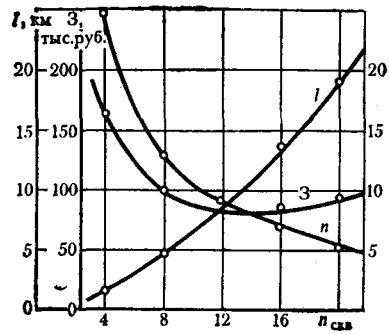


Рис. IV.1. Выбор оптимального варианта обустройства нефтяного месторождения:

n — число групповых замерных установок; l — общая длина выкидных линий; З — приведенные затраты

Как видно из рисунка, с увеличением числа подключенных скважин ($n_{скв}$) число групповых установок уменьшается, но увеличивается общая длина выкидных линий. Оптимальный вариант выбирают по минимальным приведенным затратам на обустройство данного месторождения (см. рис. IV.1, кривая *3*). Наименьшие затраты в рассматриваемых условиях будут при подключении к одной групповой замерной установке 12—16 скважин.

При выборе места под групповую установку необходимо учитывать наличие хороших дорог, энерго- и водоснабжение, условия охраны недр, водного бассейна и атмосферы. Место под групповую установку должно быть по возможности ровным, хорошо проветриваемым и в незатапливаемых местах.

В системах сбора и транспорта нефти и газа важное значение имеет оптимизация работы сборных коллекторов, которые обычно рассчитывают на перспективную добычу нефти и газа.

Если транспорт продукции скважин предполагается осуществить за счет энергии пласта, то вопрос о диаметре коллектора решается однозначно по формулам гидравлического расчета, так как давления в начале и в конце трубопровода (в сепараторах и в установках подготовки нефти и газа) приняты ранее и обоснованы технико-экономическими расчетами.

Если же перекачку продукции скважин предполагают осуществлять с помощью насосной станции, то вопрос о давлении в начале трубопровода решают в процессе определения его диаметра на основе технико-экономического анализа различных вариантов работы трубопровода и насосной станции.

Чем меньше диаметр трубопровода, тем меньше его стоимость, но больше стоимость насосной станции. С уменьшением диаметра трубопровода растут гидравлические сопротивления в нем и давление нагнетания насосных агрегатов, а следовательно, и их стоимость. Оптимальным диаметром трубопровода будет тот, при котором суммарные затраты по трубопроводу и по насосной станции будут минимальными.

Ежегодные суммарные затраты складываются из эксплуатационных затрат, т. е. расходов на содержание объекта и амортизационных отчислений. Кривая суммарных затрат имеет минимум, соответствующий оптимальному диаметру трубопровода.

Однако необходимо иметь в виду, что при движении газонефтяной смеси в трубопроводах в условиях холмистого рельефа местности потери напора, а следовательно, и энергетические затраты на сбор, транспорт нефти и газа при низких скоростях могут быть выше, чем при высоких. Поэтому необходимо определять оптимальные скорости движения газонефтяной смеси, обеспечивающие минимум энергозатрат в этих условиях.

Проектную пропускную способность, рассчитанную на перспективную добычу нефти и газа, используют полностью лишь спустя значительное время после сооружения трубопроводов. Таким образом, трубопроводы в течение ряда лет работают с недогрузкой. Возникает вопрос, не целесообразно ли вначале укладывать трубы малого диаметра, а потом добавлять, по мере надобности, параллельные линии? Решение этого вопроса возможно на базе сравнения экономической эффективности различных вариантов с учетом специфических особенностей совместного сбора и транспорта нефти и газа. При этом можно использовать метод сравнения строительных и амортизационных расходов на трубопроводы или воспользоваться методикой АН СССР, предусматривающей сравнение капитальных вложений отдельных вариантов в разные сроки с приведением затрат более поздних лет к текущему моменту, делением их на коэффициент, учитывающий средний эффект, который может быть получен в данной отрасли.

Этот коэффициент определяют по формуле сложных процентов

$$K=(1+E)^t, \qquad \text{(IV.6)}$$

где E — отраслевой нормативный коэффициент эффективности; t — время, год.

Если изменение периода строительства или разновременность капитальных вложений составляет незначительное число лет, коэффициент K можно определять по формуле простых процентов

$$K=1+Et. \qquad \text{(IV.7)}$$

Расчеты показывают, что когда проектная добыча нефти достигается через 6—10 лет, более экономично последовательное строительство трубопроводов малого диаметра по мере увеличения добычи нефти.

Замена одного трубопровода большого диаметра двумя или несколькими трубопроводами малого диаметра может быть необходима также по другим причинам, например, при раздельном сборе безводной и обводненной нефти или с целью предотвращения расслоения нефти и газа в трубах большого диаметра при их малой загрузке в начальный период. В этом случае при планируемом увеличении производительности лучше вначале проложить трубопровод малого диаметра, а в дальнейшем — параллельно ему другой.

При раздельном сборе чистой и обводненной нефти сборные коллекторы также целесообразно прокладывать из двух труб разных диаметров, суммарная пропускная способность которых была бы несколько выше расчетной, соответствующей максимальной добыче нефти. В начале эксплуатации месторождения из скважин поступает обычно безводная нефть и лишь позднее, через несколько лет, начинается поступление обводненной нефти. Это позволяет укладывать второй трубопровод через несколько лет после первого. На поздней стадии разработки месторождения, когда нефть практически всех скважин будет обводнена, наличие дополнительного сборного коллектора позволит осуществить сбор нефти и газа из скважин, имеющих различные устьевые давления. Это даст возможность оптимизировать работу скважин и более рационально использовать энергию газонефтяного потока.

Целесообразность последовательной прокладки трубопроводов по мере увеличения добычи нефти может быть обоснована и при наличии коррозии внутренней поверхности трубопроводов при совместном сборе и транспорте продукции скважин. В многофазных потоках, какими являются поток газа, нефти и воды, где только одна из фаз (вода) агрессивна, при увеличении скорости потока, в отличие от однофазных потоков коррозии внутренней поверхности трубопроводов уменьшается.

При низких скоростях движения смеси минерализованная вода движется самостоятельной струйкой по нижней образующей трубы, в результате чего в этом месте появляются локальные нарушения в виде образовавшихся канавок и свищей. С увеличением скорости и турбулизации потока интенсивность коррозии снижается, во-первых, потому, что агрессивная среда (вода) в значительной мере изолируется от стенок трубы, так как они обильно сма-

чиваются нефтью и, во-вторых, коррозия в целом становится более равномерной и, следовательно, не такой опасной.

Не случайно, что на выкидных линиях скважин и в конце сборных коллекторов, где скорость потока значительно выше и режим движения турбулентный, порывы труб и образование свищей из-за внутренней коррозии, как правило, не наблюдаются.

Целесообразность замены одного трубопровода большого диаметра трубопроводами малого диаметра может быть обусловлена повышением надежности и гибкости сбора и транспорта нефти и газа, так как при аварии позволяет организовать ремонтные работы без остановки скважин. Это также дает возможность замерять дебит отдельных скважин и целой их группы непосредственно на централизованной сепарационной установке. Эксплуатация трубопроводов большого диаметра (0,5 м и выше), особенно при высоких давлениях и температурах, более сложна и опасна, чем трубопроводов малого диаметра.

Таким образом, правильный выбор диаметра и числа сборных коллекторов возможен только на основе тщательного рассмотрения конкретных условий и технико-экономического анализа, увязанного с проектом разработки месторождения. Что же касается коротких, внутриплощадочных технологических трубопроводов различного назначения, то их диаметры устанавливают по допустимым скоростям, рекомендованным Гипровостокнефтью.

Наименование продукта и трубопровода	Скорость, м/с
Газ в приемном газопроводе поршневого компрессора	До 10
То же, центробежного компрессора	До 15
Газ в приемном коллекторе компрессора	До 10
Газ в нагнетательном газопроводе компрессора	До 20
Конденсат углеводородов (отводимый самотеком)	0,15—0,3
Топливный газ (к печам, котлам и др.)	До 40
Сжиженные газы:	
на всасывании насоса	До 1,2
на нагнетании насоса	До 3,0
Жидкость;	
на всасывании насоса (нефть, эмульсия, реагенты)	0,2—1,0
на нагнетании насоса	1,23—3,0
в самотечных коллекторах между аппаратами	0,2—0,3
Воздух при давлении до 1,2 МПа	20—50
Пар насыщенный водяной	20—30
Масло смазочное	0,6—1,2
Вода:	
на всасывании насоса	1,0—1,2
на нагнетании насоса	1,2—1,6
Стоки в самотечных канализационных коллекторах	0,6—0,8
Стоки в напорных канализационных коллекторах	0,8—1,0

В системах сбора и транспорта нефти и газа большое место занимают нефтегазопроводы. Однако нормативные документы не учитывают всех особенностей совместного движения нефти и газа по одной трубе. Так, при совместном движении нефти и газа могут наблюдаться пульсации давления, вызывающие вибрации трубопровода и, следовательно, дополнительные нагрузки. Высокие давления и температуры вызывают в трубопроводе, кроме больших кольцевых растягивающих усилий, еще и продольно-сжимающие усилия. При определенных условиях это приводит к потере устойчивости и целостности нефтегазопровода, что выражается в его выпучиваниях и порывах. Во избежание этого при проектировании и сооружении нефтегазопроводов необходимы расчет нефтегазопроводов на устойчивость против выпучивания и обеспечение при их сооружении компенсации температурных деформаций. К нефтегазопроводным трубам следует предъявлять более высокие требования, чем к трубам, предназначенным для транспорта однофазных жидкостей. Эти требования сформулированы в строительных нормах и пра-

вилах для магистральных стальных трубопроводов большого диаметра (0,5 м и выше), но применительно к нефтегазопроводам эти нормы целесообразно распространить и на трубы меньшего диаметра, начиная с диаметра 0,1 м.

Необходимо учитывать, что нефтегазовая смесь более опасна в пожарном отношении, чем отдельно нефть и газ. При порыве нефтегазопровода, обычно сопровождающемся его разрушением, происходит распыливание и разбрасывание нефти на большую площадь, что создает значительную опасность взрывов и пожаров. Поэтому нефтегазопроводы следует приравнивать к магистральным трубопроводам для сжиженных газов. Большое значение в обеспечении надежности эксплуатации трубопроводов имеет качество сварки, так как исследования показали, что основной причиной разрушения нефтегазопроводов являются дефекты поперечных сварных соединений. Современная технология сварки в сочетании с контролем ее качества обеспечивает возможность получения сварных соединений, равнопрочных основному металлу. Для этого сварные швы должны обладать повышенными механическими свойствами (на 15% выше нижнего предела прочности металла труб).

Следовательно, для повышения надежности работы нефтегазопроводов необходимо, чтобы сварка стыков труб и контроль сварных соединений при сооружении нефтегазопроводов выполнялись в строгом соответствии с требованиями строительных норм и правил. Невыполнение этих требований является основной причиной аварий, связанных с разрушением сварных соединений нефтегазопроводов. Для предупреждения аварий, связанных с порывами нефтегазопроводов, важна своевременная защита трубопроводов от коррозии и, в частности, от коррозии внутренней поверхности, которая при определенных условиях может быть весьма опасной. Поэтому с самого начала разработки месторождения должны быть получены необходимые данные об агрессивности среды и другие сведения, по которым можно было бы судить о возможных осложнениях при эксплуатации нефтегазосборных систем. К таким сведениям следует также отнести условия отложения парафина и солей, а также образование водонефтяных эмульсий. Своевременное изучение этих вопросов поможет предусмотреть наиболее эффективные меры борьбы с вредными явлениями.

ГЛАВА V

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопроводы, применяемые на нефтяных месторождениях, подразделяются на виды.

1. По назначению — нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, водопроводы.

В нефтепроводах и нефтегазопроводах наряду с нефтью или нефтью и газом может двигаться и пластовая вода.

2. По функции — выкидные линии и коллекторы. Выкидные линии — трубопроводы от устья скважин до групповых замерных установок. Коллекторы — трубопроводы, собирающие продукцию скважин от групповых установок к сборным пунктам.

3. По величине рабочего давления — низкого давления (до 1,6 МПа), среднего давления (от 1,6 до 2,5 МПа) и высокого давления (выше 2,5 МПа).

Трубопроводы среднего и высокого давления напорные. Трубопроводы низкого давления могут быть напорными и самотечными. Если в самотечных трубопроводах движение жидкости происходит при полном заполнении ею объема трубы, то движение напорно-самотечное, если же заполнение неполное, то движение свободно-самотечное.

4. По гидравлической схеме работы — простые и сложные. Простые — трубопроводы, имеющие неизменные диаметр и массовый расход транспортируемой среды по всей длине. Сложные — трубопроводы, имеющие различные

ответвления или изменяющийся по длине диаметр. Сложные трубопроводы можно разбить на участки, каждый из которых является простым трубопроводом.

5. По способам прокладки — подземные, надземные, подводные и подвесные.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДОВ

Гидравлический расчет трубопровода предусматривает определение его диаметра или пропускной способности или необходимого перепада давления. Гидравлические расчеты трубопроводов ведут на основе уравнения Бернулли

$$\left(Z_1+\frac{p_1}{\rho g}+\frac{\alpha_1 w^2}{2g}\right)-\left(Z_2+\frac{p_2}{\rho g}+\frac{\alpha_2 w^2_2}{2g}\right)=h_{\text{п}}, \qquad (V.1)$$

где Z_1, Z_2 — геодезические отметки, м; p_1, p_2 — давления, Па; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; w — средняя скорость жидкости, м/с; α_1, α_2 — коэффициенты Кориолиса (в практических расчетах для турбулентного режима движения $\alpha\approx 1$); $h_{\text{п}}$ — путевые потери напора, м.

Путевые потери напора в общем случае складываются из потерь на внутреннее трение жидкости по длине трубопровода ($h_{\text{тр}}$) и из потерь на местные сопротивления (внезапные сужения и расширения потока, повороты и т. д.):

$$h=h_{\text{тр}}+h_{\text{м}}. \qquad (V.2)$$

При гидравлическом расчете напорного нефтепровода местными сопротивлениями можно пренебречь. Так как в этом случае скорость жидкости по длине не меняется, то формула (V.1) для простого трубопровода принимает вид

$$h=\frac{\Delta p}{\rho g}=h_{\text{тр}}-\Delta z, \qquad (V.3)$$

где h — напор, создаваемый в начальной точке трубопровода (в метрах столба перекачиваемой жидкости); ΔZ — разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода; Δp — перепад давления.

Формула (V.3) может быть представлена также в виде

$$\Delta p=\Delta p_{\text{тр}}-\Delta Z\rho g, \qquad (V.4)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение по длине трубопровода.

Потери напора на трение по длине трубопровода при установившемся движении определяют по формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_{\text{тр}}=\lambda\frac{l}{D}\cdot\frac{w^2}{2g}, \qquad (V.5)$$

или потери давления на трение

$$\Delta p_{\text{тр}}=\lambda\frac{l}{D}\cdot\frac{\rho w^2}{2}, \qquad (V.6)$$

где l — длина трубопровода, м; D — внутренний диаметр трубопровода, м; λ — коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий в общем случае от режима движения и относительной шероховатости внутренней стенки трубы, т. е. $\lambda=f(\text{Re}, \varepsilon)$, где Re — число Рейнольдса, определяющее режим движения; $\varepsilon=2e/D$, где e — абсолютная шероховатость стенок трубы, м.

Число Рейнольдса определяется по формуле

$$\text{Re}=wD\rho/\mu, \qquad (V.7)$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м^3; μ — динамическая вязкость жидкости, Па·с. Средняя скорость определяется как

$$w=4Q/\pi D^2, \qquad (V.8)$$

где Q — объемный расход жидкости, м^3/с.

Если $Re<2320$, то течение жидкости ламинарное (послойное), в этом случае шероховатость стенки не оказывает влияния на коэффициент гидравлического сопротивления и λ определяется по формуле Стокса

$$\lambda=64/Re. \qquad (V.9)$$

Если $Re>2320$, то течение жидкости турбулентное (точнее, турбулентное течение наступает при $Re>2800$, а в области $2320<Re<2800$ — переходный режим, однако в практических расчетах эту область можно считать турбулентной).

Турбулентное течение характеризуется хаотичным беспорядочным движением частиц жидкости в ядре потока и ламинарным подслоем у стенки трубы.

Хаотичность движения частиц жидкости вызывает увеличение затрат энергии на трение жидкости, что приводит к росту коэффициента гидравлического сопротивления. Природа хаотичности движения частиц в трубопроводе двояка — с одной стороны, сдвиг слоев жидкости относительно друг друга, с другой стороны — образование вихрей при обтекании выступов шероховатости.

Область турбулентного течения подразделяется на три зоны: гладкостенного сопротивления, смешанного сопротивления и квадратичного сопротивления.

В зоне гладкостенного сопротивления выступы шероховатости находятся в пределах ламинарного подслоя и не оказывают влияния на коэффициент гидравлического сопротивления. Эта область определяется числами Рейнольдса $2320<Re<Re_{1пер}$, где

$$Re_{1пер}=59{,}5/\varepsilon^{8/7}. \qquad (V.10)$$

В зоне гладкостенного сопротивления коэффициент гидравлического сотивления может быть определен по формуле Альтшуля

$$\lambda=0{,}3164/Re^{0{,}25}. \qquad (V.11)$$

Зона смешанного сопротивления определяется как $Re_{1пер}<Re<Re_{2пер}$, где

$$Re_{2пер}=\frac{665-765\lg\varepsilon}{\varepsilon}. \qquad (V.12)$$

В зоне смешанного сопротивления коэффициент гидравлического сопротивления может быть определен по формуле Альтшуля

$$\lambda=0{,}11\left(\frac{68}{Re}+\varepsilon\right)^{0{,}25}. \qquad (V.13)$$

При $Re>Re_{2пер}$ определяющее влияние на коэффициент гидравлического сопротивления оказывает шероховатость. В этом случае коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от числа Рейнольдса (режим автомодельности) и его определяют по формуле Никурадзе

$$\lambda=\frac{1}{(1{,}74-2\lg\varepsilon)^2}, \qquad (V.14)$$

или по формуле Шифринсона

$$\lambda=0{,}11\varepsilon^{0{,}25}. \qquad (V.15)$$

Такие же результаты дает формула Альтшуля (V.13) при $\varepsilon\gg 68/Re$.

Так как промышленные трубы обладают неравномерной высотой выступов шероховатости, то пользуются понятием эквивалентной шероховатости $k_э$, которую определяют на основании гидравлических испытаний трубопроводов и пересчета их результатов по соответствующим формулам. В этом случае относительная шероховатость определяется как $\varepsilon=k_э/D$. Значения $k_э$ по Альтшулю приведены ниже.

Значения эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб

Трубы	$k_э$, 10^{-3} м
Новые цельнотянутые	0,04—0,17
Стальные цельнотянутые, находившиеся в непродолжительной эксплуатации (с незначительной коррозией)	0,12—0,20
Старые стальные	0,60

Потери напора на трение $R_{тр}$ в простых трубопроводах можно определять также по обобщенной формуле Лейбензона, которую получают подстановкой в (V.5) выражений для λ с учетом (V.8):

$$h_{тр} = B\frac{Q^{2-m_\nu m}l}{gD^{5-m}}, \qquad (V.16)$$

$$B = \frac{A}{2}\left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \qquad (V.17)$$

$A=64$, $m=1$ — для ламинарного течения жидкости; $A=0{,}3164$, $m=0{,}25$ — для турбулентного течения жидкости в зоне гладкостенного сопротивления; $A=0{,}11\varepsilon^{0{,}25}$, $m=0$ — для турбулентного течения жидкости в зоне квадратичного сопротивления.

Формула (V.16) удобна для записи в общем виде гидравлического уклона трубопровода. Гидравлический уклон представляет собой отношение потерь напора на трение к длине трубопровода:

$$i = \frac{h_{тр}}{l} = B\frac{Q^{2-m_\nu m}}{D^{5-m}}. \qquad (V.18)$$

Гидравлический расчет нефтепроводов обычно выполняют для наиболее сложных условий работы трубопровода: за расчетную температуру выбирают возможно низкую температуру нефти в период эксплуатации.

Приведенные формулы позволяют выполнить расчет перепада давления по длине трубопровода и, следовательно, определить начальное давление перекачки. Если же требуется определить пропускную способность трубопровода или его диаметр, то предварительно необходимо задаться режимом движения жидкости, т. е. значениями A и m в формуле (V.16) и по этой формуле определить расход или диаметр, после чего обязательно выполнить проверку правильности выбора режима движения по числу Рейнольдса.

Гидравлический расчет трубопроводов, проложенных по пересеченной местности, должен завершаться проверкой на преодоление перевальной точки. Сущность проверки состоит в нанесении на сжатый профиль трассы трубопровода линии гидравлического уклона. Перевальной точкой называется такая точка трассы трубопровода, которая наибольшим образом выступает за линию гидравлического уклона. Если такая точка имеется, то для обеспечения заданной производительности трубопровода по жидкости начальный напор необходимо увеличить на такую величину, чтобы новая линия гидравлического уклона не имела перевальных точек.

В практике наиболее часто встречается турбулентный режим течения — зона гладкостенного сопротивления. Режим, соответствующий квадратичному закону сопротивления, встречается только при аварийных порывах трубопроводов.

Сложные трубопроводы можно рассчитывать по участкам, представляющим собой простые трубопроводы, но иногда можно получить общую формулу для всего сложного трубопровода.

Практический интерес представляют следующие случаи работы сложных нефтепроводов: трубопровод со вставкой; трубопровод с параллельным участком (лупинг).

Нефтепровод со вставкой. Обозначим длину всего нефтепровода l, внутренний диаметр основного трубопровода D_o, внутренний диаметр и длину вставки соответственно $D_в$ и $l_в$.

Если режим движения жидкости в основном трубопроводе и во вставке одинаков, то можно получить расчетную формулу для определения потерь напора на таком сложном трубопроводе.

Гидравлические уклоны в основном трубопроводе и во вставке определяются соответственно.

$$i_0 = B \frac{Q^{2-m_\nu m}}{D_0^{5-m}} \tag{V.19}$$

и

$$i_в = B \frac{Q^{2-m_\nu m}}{D_в^{5-m}}. \tag{V.20}$$

Отсюда видно, что

$$i_в = i_0 \left(\frac{D_0}{D_в}\right)^{5-m}. \tag{V.21}$$

Поэтому потери напора в трубопроводе, имеющем вставку,

$$h = i_0 (l - l_в) + i_в l_в = i_0 [l - l_з (f - 1)], \tag{V.22}$$

где

$$f = \left(\frac{D_0}{D_в}\right)^{5-m}. \tag{V.23}$$

Аналогично можно получить расчетную формулу для определения потерь напора в трубопроводе, когда параллельно основному, имеющему длину l и внутренний диаметр D_0, на участке длиной $l_л$ проложен трубопровод внутренним диаметром $D_л$, если режим движения жидкости на всех участках одинаков.

Гидравлический уклон в основном трубопроводе до разветвления и после него

$$i_0 = B \frac{Q^{2-m_\nu m}}{D_0^{5-m}}. \tag{V.24}$$

На участке с лупингом жидкость распределяется на два потока, так что расход в основном трубопроводе Q_0 и в параллельном $Q_л$.

При этом

$$Q = Q_0 + Q_л. \tag{V.25}$$

Гидравлический уклон на участке с лупингом будет, как и в основном, так и в параллельном трубопроводе, одинаков, поскольку перепады давления на них и их длины одинаковы, т. е.

$$i_л = B \frac{Q_0^{2-m_\nu m}}{D_0^{5-m}} = B \frac{Q_л^{2-m_\nu m}}{D_л^{5-m}}. \tag{V.26}$$

Из (V.24) и (V.26) видно, что

$$i_л = i_0 \left(\frac{Q_0}{Q}\right)^{2-m}. \tag{V.27}$$

А из (V.25) и (V.26) имеем

$$\frac{Q_0}{Q} = \frac{1}{1 + \left(\frac{D_л}{D_0}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \tag{V.28}$$

Следовательно,

$$i_л = \frac{i_0}{\left[1+\left(\frac{D_л}{D_0}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}. \qquad (V.29)$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ НЕФТЕЙ

Парафинистые и застывающие нефти при понижении температуры приобретают вязкопластичные свойства вследствие образования в них пространственной структуры (например, кристаллической решетки парафина). В этом случае течение нефтей не начнется до тех пор, пока не будет достигнуто предельное напряжение сдвига, необходимое для разрушения пространственной структуры, и только после начала течения наблюдается пропорциональность между градиентом скорости и разностью напряжений $\tau—\tau_0$. Таким образом, поведение вязкопластичных жидкостей отклоняется от закона Ньютона и описывается уравнением Шведова — Бингама

$$\tau = \tau_0 + \mu_{пл}\frac{du}{dn}, \qquad (V.30)$$

где τ_0 — предельное напряжение сдвига; $\mu_{пл}$ — пластическая вязкость; du/dn — градиент скорости сдвига.

Профиль скоростей при движении вязкопластичной жидкости в круглой трубе существенно отличается от профиля скорости ньютоновской жидкости. Так как напряжение сдвига убывает от стенки трубы к оси, на некотором радиусе r_0 напряжение сдвига становится равным предельному напряжению сдвига τ_0, и жидкость, заключенная в цилиндре радиусом r_0, движется в виде «ядра», внутри которого скорость по сечению не изменяется. Радиус цилиндрического ядра r_0 определяют по формуле

$$r_0 = \tau_0\frac{2l}{\Delta p}. \qquad (V.31)$$

При структурном (ламинарном) течении вязкопластичных жидкостей в трубах расход определяют по уравнению Букингема

$$Q = \frac{\pi R^4\Delta p}{8l\mu_{пл}}\left[1-\frac{4}{3}\left(\frac{r_0}{R}\right)+\frac{1}{3}\left(\frac{r_0}{R}\right)^4\right], \qquad (V.32)$$

которое с учетом (V.31) можно записывать в виде

$$Q = \frac{\pi R^4\Delta p}{8l\mu_{пл}}\left[1-\frac{4}{3}\left(\frac{2l\tau_0}{R\Delta p}\right)+\frac{1}{3}\left(\frac{2l\tau_0}{R\Delta p}\right)^4\right]. \qquad (V.33)$$

Использование уравнения Букингема для решения практических задач затруднительно, поскольку оно не решается относительно Δp. Однако при $r_0/R \leqslant 0{,}5$ можно пользоваться уравнением Букингема без третьего члена. При этом погрешность не превышает 5%.

Другое направление упрощения расчетов — это применение для вязкопластичных жидкостей формулы Дарси — Вейсбаха и формулы Стокса для коэффициента гидравлического сопротивления в виде

$$\lambda = 64/\mathrm{Re}_*, \qquad (V.34)$$

где Re_* — обобщенный параметр Рейнольдса, который выводится с использованием уравнения Букингема в виде

$$\mathrm{Re}_* = \frac{wd\rho}{\mu_{пл}\left(1+\frac{И}{6}\right)}, \qquad (V.35)$$

где $И$ — параметр пластичности (параметр Ильюшина),

$$И = \frac{\tau_0 D}{\mu_{пл} w}. \qquad (V.36)$$

Исследованиями С. А. Абдурашитова и Д. Э. Шихлинской установлено, что при турбулентном движении парафинистых нефтей, являющихся вязкопластичными жидкостями, коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от Re_*. Численное значение λ в турбулентном режиме в зависимости от содержания парафина изменяется от 0,028 до 0,038, причем λ возрастает с ростом концентрации твердого парафина.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Основной задачей, возникающей при гидравлическом расчете трубопроводов, транспортирующих нефтяные эмульсии, является определение перепадов давления.

Расчетной формулой при этом является формула Дарси — Вейсбаха (V.5), в которой коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют с учетом дисперсности эмульсии.

Высокодисперсные устойчивые эмульсии ведут себя как однородные жидкости, и поэтому гидравлический расчет трубопровода в этом случае не отличается от гидравлического расчета простого нефтепровода.

Различие гидродинамического поведения неустойчивых и устойчивых эмульсий проявляется в эффекте гашения турбулентных пульсаций дисперсионной среды каплями дисперсной фазы.

С учетом этого эффекта коэффициент гидравлического сопротивления[1] неустойчивых эмульсий определяют следующим образом:

$$\lambda_э = \frac{64}{Re_{*э}}, \quad Re_{*э} \leqslant 2320, \qquad (V.37)$$

$$\lambda_э = \frac{0{,}3164}{(1 + 1{,}125\gamma_1\varphi_ф) Re_{*э}^{0{,}25}}, \quad 2320 < Re_{*э} < 10^5, \qquad (V.38)$$

где $Re_{*э}$ — число Рейнольдса, определяемое по формуле

$$Re_{*э} = \frac{w D \rho_э}{\mu_э \left(1 + \frac{\gamma_0 И}{6}\right)}, \qquad (V.39)$$

где величина γ_0 указывает, является ли неустойчивая эмульсия ньютоновской или неньютоновской жидкостью, ее определяют по выражению

$$\gamma_0 = \begin{cases} 0, & 0 < \varphi_ф < 0{,}524, \\ 1, & 0{,}524 \leqslant \varphi_ф \leqslant 0{,}741, \end{cases} \qquad (V.40)$$

$И = \tau_0 D/\mu_э w$ — параметр пластичности; w — средняя скорость течения, $\rho_э$ и $\mu_э$ — плотность и вязкость эмульсии; D — внутренний диаметр трубопровода; τ_0 — дополнительное напряжение сдвига плотной эмульсии:
$\tau_0 = (0{,}195\varphi_ф - 0{,}102)\sigma/d$,

[1] Расчетные методы определения свойств углеводородных систем см. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М., Недра, 1983.

где σ — межфазное натяжение; d — диаметр капель; φ_Φ — содержание дисперсной фазы в эмульсии; плотная (устойчивая) эмульсия существует при следующих условиях: $0{,}524 \leqslant \varphi_\Phi \leqslant 0{,}741$.

Множитель $(1+1{,}125\gamma_1\varphi_\Phi)^{-1}$ в формуле (V.38) учитывает эффект гашения турбулентности. Символ γ_1 указывает, проявляется ли в потоке неустойчивой эмульсии эффект гашения турбулентности, его величина определяется следующим образом:

$$\gamma_1 = \begin{cases} 1, & \mathrm{Re}_{*э}\left(\dfrac{d}{D}\right)^2 \dfrac{\rho_\Phi}{\rho_э} > 0{,}9, \\ 0, & \mathrm{Re}_{э}\left(\dfrac{d}{D}\right)^2 \dfrac{\rho_\Phi}{\rho_э} \leqslant 0{,}9, \end{cases} \tag{V.41}$$

где d — средний объемно-поверхностный диаметр капель неустойчивой эмульсии; $d = 1{,}4D\,\mathrm{We}^{0{,}6}$; $\mathrm{We} = \sigma/\rho_c\, Dw^2$; ρ_Φ, ρ_c — плотность дисперсной фазы и дисперсной среды эмульсии.

Сбор нефти на нефтяных месторождениях часто осуществляется с помощью нескольких нефтесборных коллекторов, так что продукция отдельных скважин может направляться в тот или иной коллектор. Поскольку на одном месторождении степень обводненности скважин отличается, то переключением скважин на групповых установках можно обеспечить различную обводненность нефти в нефтесборных коллекторах, регулируя тем самым не только режим внутритрубной деэмульсации, но и величину гидродинамических сопротивлений. Снижение давления при преодолении гидродинамического сопротивления при турбулентном течении неустойчивых эмульсий в промысловых трубопроводах зависит от содержания дисперсной фазы в неустойчивой эмульсии. Содержание дисперсной фазы в эмульсии, при котором потери давления будут минимальны, является оптимальным.

Оптимальное содержание дисперсной фазы в неустойчивой эмульсии определяют по формуле

$$\varphi_{\Phi 0} = 0{,}68 - 0{,}4\frac{\rho_\Phi}{\rho_c}, \quad 0{,}6 < \rho_\Phi/\rho_c < 1, \tag{V.42}$$

Важное значение для нефтепромысловой практики имеет определение области, в которой перепад давления при течении эмульсии не превышает перепада давления при течении нефти с той же скоростью. Эта область при $1 < \rho_\Phi/\rho_c < 1{,}4$ описывается формулой

$$\varphi_{\Phi *} = 1{,}22 - 0{,}7\frac{\rho_\Phi}{\rho_c}, \tag{V.43}$$

Таким образом, при $0 < \varphi_\Phi < \varphi_{\Phi *}$ перепад давления в трубопроводе меньше, чем для чистой нефти. За пределами этой области перепад давления для эмульсии превышает перепад давления для чистой нефти.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ

Уравнение стационарного одномерного движения газа в круглой трубе имеет вид

$$-\frac{dp}{dx} = g\rho\cos(g,\ x) + \alpha\rho w\frac{dw}{dx} + \frac{4\tau_{ст}}{D}, \tag{V.44}$$

где p — давление; ρ — плотность газа; $\tau_{ст}$ — касательное напряжение на стенке трубы, w — средняя по сечению скорость газа;

$$\tau_{ст} = \lambda\frac{\rho w^2}{8}; \tag{V.45}$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; D — диаметр трубы; g — ускорение свободного падения; α — коэффициент Кориолиса (для турбулентных потоков $\alpha \approx 1$).

Левая часть (V.44) представляет собой градиент сил давления, правая — сумму градиентов сил: тяжести, инерции и гидравлического сопротивления.

Так как плотность и линейная скорость газа зависят от давления, то к уравнению движения необходимо добавить уравнение баланса количества газа

$$M=\rho w F \qquad \text{(V.46)}$$

и уравнение состояния

$$p=\rho z R T, \qquad \text{(V.47)}$$

где M — массовый расход газа; F — площадь сечения трубопровода; z — коэффициент сжимаемости газа; R — газовая постоянная; T — температура газа.

При интегрировании (V.44) принимают следующие условия и допущения. Газопровод имеет равномерный постоянный подъем или уклон. Тогда $\cos(g, x)=dh/dx=\Delta h/l$, где Δh — разность отметок конечной и начальной точек газопровода; l — длина рассматриваемого участка газопровода. Температура газа по всей длине газопровода постоянная (T=const). Коэффициент сжимаемости z принимают по среднему давлению в газопроводе.

С учетом принятых допущений интегрирование уравнения (V.44) в пределах от $x=0$ (w_1, p_1) до $x=l$ (w_2, p_2) дает

$$p^2_1 e^{-bc} - p^2_2 = \lambda \frac{M^2 z k T}{F^2} \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{1-e^{-bc}}{b}. \qquad \text{(V.48)}$$

Коэффициент b учитывает влияние разности отметок начала и конца газопровода;

$$b=\frac{2g\Delta h}{zRT}. \qquad \text{(V.49)}$$

Коэффициент C учитывает влияние изменения линейной скорости газа:

$$C=1+\frac{\alpha D}{\lambda l}\ln\frac{2g\Delta h D+\lambda l w^2_1}{2g\Delta h D+\lambda l w^2_2}. \qquad \text{(V.50)}$$

В практических расчетах можно пренебречь влиянием разности отметок крайних точек газопровода и изменением линейной скорости газа.

Тогда формула (V.48) упрощается:

$$p^2_1 - p^2_2 = \lambda \frac{M^2 z R T}{F^2} \cdot \frac{l}{D}. \qquad \text{(V.51)}$$

Формула (V.51) — основная расчетная формула. При расчетах часто пользуются объемным расходом газа ($Q_0=M/\rho_0$) при нормальных условиях (температура 273 К и давление 0,1 МПа). С учетом уравнения состояния газа при нормальных условиях $p_0=\rho_0 R T (z_0=1)$ расчетная формула принимает вид

$$p^2_1 - p^2_2 = \lambda \frac{Q^2_0 \rho_0 z T p_0}{F^2 T_0} \cdot \frac{l}{D}. \qquad \text{(V.52)}$$

Значение коэффициента гидравлического сопротивления λ в формуле (V.51) рассчитывают в зависимости от режима движения газа и шероховатости труб по формулам (V.9)—(V.15).

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (область квадратичного сопротивления). При этом, принимая во внимание, что коэффициент эквивалентной шероховатости не зависит от диаметра трубопровода, можно считать, что коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от диаметра газопровода.

Одной из формул типа $\lambda=f(D)$, получившей широкое распространение, является формула Веймаута

$$\lambda=\frac{0{,}009407}{\sqrt[3]{D}}. \qquad \text{(V.53)}$$

Формулу Веймаута можно использовать при ориентировочных расчетах диаметра или пропускной способности простого газопровода. В этом случае расчетные формулы имеют вид

$$D = \left[\frac{M^2 zRTl}{65(p^2_1 - p^2_2)}\right]^{3/16}, \qquad (V.54)$$

$$M = D^{8/3}\sqrt{\frac{65(p^2_1 - p^2_2)}{zRTl}}. \qquad (V.55)$$

Иногда для увеличения надежности работы газосборной сети прокладывают две или несколько параллельных ниток.

Пропускная способность всей серии газопроводов

$$M = \sum_{i=1}^{n} M_i = \sqrt{\frac{p^2_1 - p^2_2}{zRTl}}\left[F_1\sqrt{\frac{D_1}{\lambda_1}} + F_2\sqrt{\frac{D_2}{\lambda_2}} + \ldots + F_n\sqrt{\frac{D_n}{\lambda_n}}\right]. \qquad (V.56)$$

В частном случае, часто встречающемся на практике, диаметры параллельных ниток одинаковы ($D_1 = D_2 = \ldots = D_n = D$), тогда

$$M = nF\sqrt{\frac{D}{\lambda}}\sqrt{\frac{p^2_1 - p^2_2}{zRTl}}, \qquad (V.57)$$

где n — число параллельных ниток.

При расчете газопровода может оказаться, что стандартный диаметр труб существенно отличается от расчетного.

Обычно принимают ближайший бóльший диаметр, а это приводит к значительному расходу металла. В этом случае для экономии металла трубопровод делают составным из труб двух размеров. В начале трубопровода укладываются трубы диаметром меньше, а в конце — больше расчетного.

Увеличение перепада давления в трубах меньшего диаметра компенсируется уменьшением перепада давления на конечном участке газопровода в трубах большего диаметра. Наряду с уменьшением расхода металла снижается также среднее давление перекачки.

Пропускная способность газопровода переменного диаметра

$$M = \sqrt{\frac{p^2_1 - p^2_2}{zRT\left(\frac{\lambda_1 l_1}{F^2_1 D_1} + \frac{\lambda_2 l_2}{F^2_2 D_2}\right)}}. \qquad (V.58)$$

Формулы для определения длины участков газопровода l_1 и l_2:

$$l_1 = l\frac{\frac{\lambda_э}{F^2_э D_э} - \frac{\lambda_2}{F^2_2 D_2}}{\frac{\lambda_1}{F^2_1 D_1} - \frac{\lambda_2}{F^2_2 D_2}}; \quad l_2 = l - l_1, \qquad (V.59)$$

где

$$\frac{\lambda_э l}{F^2_э D_э} = \frac{\lambda_1 l_1}{F^2_1 D_1} + \frac{\lambda_2 l_2}{F^2_2 D_2}.$$

Предыдущую задачу можно решить и другим способом. Основную нитку газопровода прокладывают из труб диаметром меньше расчетного, а на определенном участке прокладывают вторую нитку (лупинг) такого же диаметра.

Длина параллельной линии при требуемой пропускной способности газопровода:

$$l_2 = \frac{l - \dfrac{(p^2_1 - p^2_2)F^2_1 D_1}{\lambda_1 M^2 zRT}}{1 - \dfrac{1}{\left(1 + \dfrac{F_2}{F_1}\sqrt{\dfrac{D_2\lambda_1}{D_1\lambda_2}}\right)^2}}. \qquad \text{(V.60)}$$

Место установки ее по длине газопровода не влияет на общий перепад давления. Поэтому параллельные нитки можно прокладывать в любом месте газопровода.

Существуют газовые коллекторы трех типов: линейный, лучевой и кольцевой. Линейный и каждую нитку лучевого коллектора рассчитывают следующим образом:

$$p^2_н - p^2_к = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \frac{M^2_i z_i R T_i l_i}{F^2_i D_i} \qquad \text{(V.61)}$$

или, принимая по всей длине трубопровода T=const и определяя z при среднем давлении в газопроводе,

$$p^2_н - p^2_к = zRT \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \frac{M^2_i l_i}{F^2_i D_i}. \qquad \text{(V.62)}$$

Если газопровод на всех участках выполнен из труб одного диаметра, то расчетная формула имеет вид:

$$p^2_н - p^2_к = \frac{zRT}{F^2 D} \sum_{i=1}^{n} \lambda_i M^2_i l_i. \qquad \text{(V.63)}$$

Диаметр трубопровода легко определяется из формулы (V.63) для области квадратического сопротивления, т. е. когда λ_i не зависит от Re_i.

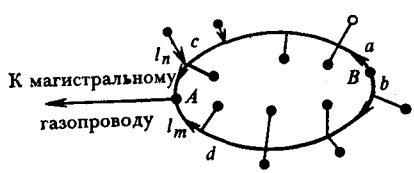


Рис. V.1. Расчетная схема кольцевого газосборного коллектора

При расчете кольцевого газосборного коллектора будем исходить из следующих предположений. Представим кольцевой газосборный коллектор (рис. V.1) в виде двух ниток газопровода, выходящих из нулевой точки B, где движение газа отсутствует, и сходящихся в точке A, в пункте сдачи газа магистральному газопроводу.

Участок ab, на котором расположена точка B, также является нулевым, так как теоретически по этому участку газ не течет. Практически во время эксплуатации за счет колебания дебита скважин газ перетекает то в одну, то в другую сторону. Однако эти перетоки несущественны.

Задача расчета заключается в нахождении положения точки A при условии равенства перепадов давления на расчетных ветвях коллектора aA и bA.

Обозначим длину участка Cd через l, тогда $l_n + l_m = l$.

Принимая диаметр коллектора постоянным, а также пренебрегая изменением λ, z, T, имеем

$$l_n = \frac{M^2_m l_m - \sum_{i=1}^{n-1} M^2_i l_i + \sum_{i=1}^{m-1} M^2_i l_i}{M^2_n}. \qquad (V.64)$$

При расчете может оказаться, что $l_n > l$. Это указывает на то, что точка A находится за точкой d. Если же величина l_n получится отрицательной, то точка A лежит за точкой C. В этом случае необходимо изменить соответственно расчетную схему и снова провести расчет.

После нахождения положения точки A можно определить диаметр газопровода по (V.63), используя данные по одной из расчетных ветвей коллектора.

В исключительных случаях, когда положение точки A твердо предрешено и не может быть передвинуто по условиям местности, для расчета диаметра трубопровода необходимо предварительно установить нулевой участок.

Для этого намечают несколько произвольных нулевых участков и по формуле (V.64) рассчитывают длину l_n. За расчетный принимают тот участок, на котором значение l_n в меньшей степени отличается от фактической длины. Затем для каждой ветви коллектора определяют диаметр трубопровода и из них выбирают наибольший.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМАХ СОВМЕСТНОГО СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Многофазное многокомпонентное движение в трубах по своей природе значительно сложнее, чем движение однофазных сред. Это обусловлено:

наличием внутренней границы раздела между фазами, положение которой в общем случае меняется в пространстве и времени, образуя многообразные структурные формы течения;

относительным движением фаз, зависящим от различных физических свойств и от расположения трубопровода на местности;

появлением дополнительных гидродинамических затрат энергии, вызванных пульсацией концентраций фаз в потоке и неполной компенсацией потерь напора на преодоление веса столба смеси на восходящих и нисходящих участках трубопроводов вследствие различной плотности смеси на этих участках;

взаимным влиянием фаз потока, проявляющимся в эффектах ранней турбулизации при расслоении течения, росте динамической вязкости и гашении турбулентных пульсаций в диспергированных эмульсионных течениях;

непрерывным изменением состояния системы, вызывающим массообменные процессы между фазами.

При визуальных наблюдениях за состоянием поверхности раздела газожидкостных смесей типа вода — воздух, нефть — газ, углеводородный конденсат — газ при движении в трубах были установлены следующие наиболее характерные формы течения: расслоенная (раздельная), пробковая, эмульсионная, пленочно-дисперсная. Наряду с указанными формами существуют и промежуточные: пузырьковая, пенная, пробково-диспергированная и распыленная.

Возникновение и устойчивость того или иного режима течения двухфазного потока определяется совокупностью независимых переменных, которыми являются физические свойства фаз (плотность, вязкость, поверхностное натяжение), расходные параметры (скорость смеси, объемное расходное газосодержание), геометрия и ориентация канала в поле массовых сил. Так, в восходящем течении основными формами течения являются пробковая, эмульсионная (или пузырьковая) и пленочно-дисперсная. При горизонтальном и нисходящем течении, наряду с названными, существует расслоенная форма.

Исследованиями движения газожидкостных смесей с массообменом между фазами, таких как нефть — газ, особенно при высоких давлениях, было

выявлено, что формы течения такого рода потоков имеют специфические особенности по сравнению с газожидкостными потоками без массообмена между фазами, например вода — воздух. Это обусловлено тем, что при снижении давления по длине канала в жидкой фазе происходит непрерывное образование газовой фазы в виде небольших по размеру газовых пузырьков, которые способствуют образованию газированной жидкости и пены. Поэтому в газонефтяных потоках не происходит полного гравитационного разделения фаз, что оказывает определенное влияние на закономерности изменения гидравлических характеристик потока.

Из применения метода подобия к многофазным потокам следует, что основными безразмерными параметрами, входящими в уравнение установившегося одномерного движения, являются число Эйлера $Eu=p/\rho w^2$, число Рейнольдса $Re=wD\rho/\mu$, число Фруда $Fr=w^2/Dg$, число Вебера $We=\sigma/\rho Dw^2$, отношения $\Delta\rho/\rho$, $\mu_{см}/\mu$ и геометрический наклон трубопровода $i=\sin\theta$, где p — давление; D — диаметр трубопровода; w — средняя скорость смеси; ρ, σ — поверхностное натяжение на границе раздела фаз; $\Delta\rho$ — разность плотностей фаз; $\mu_{см}$ — динамическая вязкость смеси; θ — угол наклона трубопровода; $\beta_г=Q_г/Q_{см}$ — расходное объемное газосодержание в потоке; $\beta_ф=Q_ф/Q_э$ — объемная доля дисперсной фазы в эмульсии.

Для определения соотношения фаз в потоке та или иная форма течения может устанавливаться при определенном соотношении между параметром $Fr\rho/\Delta\rho$, характеризующим способность системы к расслоению, и числом We, характеризующим способность системы к диспергированию. Таким образом, критерий устойчивости Кутателадзе

$$K=\left(\frac{Fr\,\rho}{We\,\Delta\rho}\right)^{0,25}=\frac{w\sqrt{\rho}}{\sqrt{g\sigma\Delta\rho}} \qquad (V.65)$$

характеризует форму течения многофазного потока.

При моделировании газожидкостных потоков без массообмена между фазами при низких давлениях используется подобие по числу Fr, что приемлемо, когда $\Delta\rho/\rho\approx 1$ и $\sigma=idem$. Однако при высоких давлениях в системах нефтегазосбора, наличии массообмена между нефтью и газом и введении деэмульгатора в газоэмульсионный поток необходимо учитывать физические свойства фаз, т. е. выполнять моделирование по критерию устойчивости Кутателадзе.

Так граница перехода от расслоенного течения газоводонефтяных смесей к пробковому в нисходящих трубах определяется соотношением

$$K=2,25(1+0,2\sqrt{2i/\lambda_э})/(1-\beta_г), \qquad (V.66)$$

где $\lambda_э$ — коэффициент гидравлического сопротивления при безнапорном течении жидкости (эмульсии).

Если при течении газоэмульсионной смеси по трубопроводу внешняя работа не совершается, то уравнение баланса удельной энергии (для единицы массы смеси) в дифференциальной форме может быть записано в виде

$$\frac{dp}{\rho_c}+g_z dz+wdw+gdh_z=0, \qquad (V.67)$$

где p — давление в системе; ρ_c — плотность смеси; w — средняя скорость смеси; z — расстояние по оси трубопровода, g_z — проекция ускорения сил тяжести на ось z; h_z — потери напора на внутреннее трение.

Уравнение (V.67) в конечных разностях, разрешенное относительно общего перепада давления при течении газоэмульсионной смеси в реальном трубопроводе длиной l, имеет вид

$$\Delta p_c=\Delta p_{ст}+\Delta p_{тр}+\Delta p_{и}, \qquad (V.68)$$

где Δp_c — общий перепад давления при течении газоэмульсионной смеси по трубопроводу длиной l; $\Delta p_{ст}$ — потери давления за счет сил гравитации,

$\Delta p_{тр}$ — перепад давления за счет сил трения, $\Delta p_{и}$ — инерционные потери давления.

Перепад давления за счет сил гравитации определяют по уравнению

$$\Delta p_{ст} = \sum_{i=1}^{k} H_{пi} g \rho_{пi} - \sum_{i=1}^{k} H_{ci} g \rho_{ci}, \qquad (V.69)$$

где $H_{пi}$ и H_{ci} — высоты отдельных подъемных и спусковых участков трубопровода; $\rho_{пi}$ и ρ_{ci} — истинные плотности смеси соответственно на подъемных и спусковых участках, определяемые по истинным содержаниям фаз:

$$\rho_{пi} = \rho_{ф}(1 - \varphi_{пi})\varphi_{фп\,i} + \rho_{д}(1 - \varphi_{пi})(1 - \varphi_{фп\,i}) + \rho_{г}\varphi_{пi}, \qquad (V.70)$$

$$\rho_{ci} = \rho_{ф}(1 - \varphi_{ci})\varphi_{фс\,i} + \rho_{д}(1 - \varphi_{ci})(1 - \varphi_{фс\,i}) + \rho_{г}\varphi_{ci}, \qquad (V.71)$$

где $\rho_{ф}$, $\rho_{д}$ и $\rho_{г}$ — плотности дисперсной фазы, дисперсионной среды и газа; $\varphi_{пi}$ и φ_{ci} — истинное газосодержание на подъемных и спусковых участках; $\varphi_{фпi}$ и $\varphi_{фci}$ — истинное содержание дисперсной фазы в эмульсии на подъемных и спусковых участках.

Понятие плотности смеси в условиях раздельного течения газа и эмульсии теряет физический смысл, а гравитационные потери в этом случае определяются весом столба перекачиваемого газа.

При определении перепада давления, вызываемого потерями на внутреннее трение, следует иметь в виду, что энергия дифференциального элемента смеси, входящего в трубопровод и выходящего из него, является функцией свойств смеси на выходе и входе, но не функцией положения, поэтому

$$\Delta p_{тр} = \lambda_{с} \frac{l}{D} \cdot \frac{\rho_{(\beta)} w^2}{2}, \qquad (V.72)$$

где D — внутренний диаметр трубопровода, $\lambda_{с}$ — коэффициент гидродинамического сопротивления при движении смеси, $\rho_{(\beta)}$ — плотность смеси определяемая по расходным параметрам,

$$\rho_{(\beta)} = \rho_{д}(1 - \beta)(1 - \beta_{ф}) + \rho_{ф}(1 - \beta)\beta_{ф} + \rho_{г}\beta, \qquad (V.73)$$

где β — расходное объемное газосодержание; $\beta_{ф}$ — объемная доля дисперсной фазы в эмульсии. Формула (V.72) справедлива только для перемежающихся форм газоэмульсионного потока (пробковая, пробково-диспергированная). При расчете потерь давления на трение в нисходящих участках, при раздельном движении газа и эмульсии можно использовать формулу

$$\Delta p_{тр} = \lambda_{г} \frac{l}{D_{г}} \cdot \frac{\rho_{г} w^2_{г}}{2}, \qquad (V.74)$$

где $D_{г}$ — гидравлический диаметр газового потока; $w_{г}$ — средняя скорость газа; $\lambda_{г}$ — коэффициент гидродинамического сопротивления для газового потока.

Специальный анализ показал, что потери давления, вызываемые ускорением газоэмульсионного потока $\Delta p_{и}$, становятся существенными (более 3% от $\Delta p_{с}$) при скоростях потока, превышающих 10 м/с, и давлении, близком к атмосферному, что в нефтегазопромысловой практике бывает обычно при $\beta > 0{,}98$. При меньших скоростях и высоких давлениях величиной $\Delta p_{и}$ можно пренебречь.

Анализ работы большого числа промысловых трубопроводов показывает, что наиболее распространенной формой течения газожидкостных смесей в реальных условиях является пробковая.

Теперь уже четко определилась тенденция обобщения данных по истинному газосодержанию для каждой отдельной формы течения. Из всего многообразия способов аналитической обработки опытных данных по истинному газосодержанию для пробкового газожидкостного потока можно выделить два направления: 1) установление функциональной зависимости истинного

газосодержания φ от определяющих параметров и 2) установление функциональной зависимости истинной скорости газа $w_г$ от определяющих параметров.

В первом направлении экспериментально устанавливается влияние на φ определяющих параметров, полученных из уравнений гидродинамики или теории размерности, без раскрытия физической сущности влияния того или иного параметра.

Второе направление в обработке экспериментальных данных по истинной скорости газа позволяет дать физическое объяснение некоторым особенностям течения газожидкостных смесей, например автомодельности истинного газосодержания, более четко вскрыть влияние отдельных параметров на φ. В этом направлении создано несколько моделей потока, отличающихся выбором переносной скорости. Наиболее интересной представляется модель потока дрейфа, в которой переносной скоростью является вполне определенная величина — средняя скорость смеси w:

$$w_г = w + w_{от}, \tag{V.75}$$

где $w_{от}$ — относительная скорость газа.

Используя модель потока дрейфа истинное газосодержание газоэмульсионного потока можно рассчитать по формуле

$$\varphi_г = \frac{\beta_г}{1 \pm [(1{,}6\lambda_{см} + 2{,}15\delta/K^2)]^{0{,}5}}. \tag{V.76}$$

В этой формуле знак минус принимается, если $1{,}6\lambda_{см}+2{,}15\delta/K^2<0$. Для восходящих трубопроводов $\delta=+1$, для нисходящих $\delta=-1$ и для горизонтальных $\delta=0$; $\lambda_{см}$ — коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый как

$$\lambda_{см} = \lambda_э \psi, \tag{V.77}$$

где $\lambda_э$ — коэффициент гидравлического сопротивления для эмульсий; ψ — поправочный множитель, учитывающий действие макротурбулентных пульсаций в пробковом газоэмульсионном потоке.

Особенностью газоэмульсионных течений является то, что в них при большом размере капель дисперсной фазы проявляется эффект гашения турбулентности дисперсионной среды. Укрупнение капель эмульсии может происходить при проведении внутритрубной деэмульсации нефти или при высоких температурах, когда на поверхности капель отсутствуют прочные бронирующие оболочки, препятствующие слиянию капель. Кроме того, при плотной упаковке капель эмульсии проявляются неньютоновские свойства. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления эмульсий определяют по формулам (V.37)—(V.41).

Величину ψ при расчете $\varphi_г$ в первом приближении можно определить по формуле

$$\psi = 1 + \frac{\beta_г}{(1-\beta_г)K}, \tag{V.78}$$

с погрешностью ±5%, описывающей как опытные данные по движению газонефтяных смесей, так и опытные данные по движению воздуховодяных смесей в области $0<\beta_г<0{,}95$.

Более точное выражение для ψ, необходимое при вычислении гидравлического сопротивления, можно получить, используя уравнение

$$\psi = 1 + 0{,}5\beta_г \frac{\Delta\rho}{\rho_{см}} \frac{w_{ог}}{w_с} \tag{V.79}$$

и формулы (V.75) и (V.76) с учетом $\varphi_г = \beta_г \frac{w}{w_г}$. При этом

$$\psi = 1 \pm \frac{0{,}5\beta\Delta\rho(|1{,}6\lambda_э\psi + 2{,}15\delta/K^2|)^{0{,}5}}{\rho_{(\rho)}[1 \pm (1{,}6\lambda_э\psi + 2{,}15\delta/K^2|)^{0{,}5}]}. \tag{V.80}$$

Приведенные расчетные зависимости учитывают влияние физических свойств фаз, обводненности эмульсии и режима движения на основные гидродинамические характеристики газожидкостного потока.

ТЕПЛОВЫЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Парафинистые и застывающие нефти обычно перекачивают с подогревом для снижения вязкости и, следовательно, гидравлического сопротивления трубопроводов. В процессе перекачки температура снижается вследствие теплообмена с окружающей средой. Для правильной расстановки подогревателей и установления их режима работы необходимо знать закон распределения температуры вдоль трубопровода.

Падение температуры нефти по длине трубопровода можно определить из уравнения теплового баланса для элементарного участка

$$k(T-T_0)\pi D dx = -Gc_p dT, \tag{V.81}$$

где k — коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду; T — температура жидкости на расстоянии x от начала трубопровода; T_0 — температура окружающей среды; D — диаметр трубопровода; G — массовый расход нефти, c_p — удельная массовая теплоемкость нефти.

Интегрируя формулу В. Г. Шухова (V.81), получаем для расчета температуры в любой точке трубопровода

$$T = T_0 + (T_н - T_0)e^{-\frac{k\pi Dx}{Gc_p}}. \tag{V.82}$$

Таким образом, температура в конечной точке трубопровода $T_к$ при $x=l$ рассчитывается по формуле

$$T_к = T_0 + (T_н - T_0)e^{-Шу}, \tag{V.83}$$

где Шу — параметр Шухова;

$$Шу = \frac{k\pi Dl}{Gc_p}. \tag{V.84}$$

Если парафинистая нефть в трубопроводе охлаждается и выпадает парафин, то нужно учитывать скрытую теплоту кристаллизации парафина. В. И. Черникин предложил для этого внести соответствующие изменения в параметр Шухова:

$$Шу = \frac{k\pi Dl}{G\left(c_p + \frac{K\varepsilon}{T_* - T_в}\right)}, \tag{V.85}$$

где K — скрытая теплота кристаллизации парафина, равная 226—230 кДж/кг; ε — относительное содержание парафина, выпадающего из нефти; T_* — температура, при которой начинается выпадение парафина; $T_в$ — температура, для которой известно ε. Формула (V.85) применима в диапазоне температур, в котором происходит выделение парафина.

Л. С. Лейбензон внес поправку в формулу В. Г. Шухова (V.83), учитывающую работу трения потока жидкости, превращающуюся в теплоту. Формула Л. С. Лейбензона записывается так:

$$T_к = T_0 + b + (T_н - T_0 - b)e^{-Шу}, \tag{V.86}$$

$$b = \frac{G_i}{\pi k D_н}, \tag{V.87}$$

где i — средний гидравлический уклон.

Коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду определяется по уравнению

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1}+\frac{D_в}{D_н}\frac{1}{\alpha_2}+D_в\sum_{i=1}^{n}\frac{\ln\frac{D_{нi}}{D_{вi}}}{2\lambda_i}}, \qquad (V.88)$$

где α_1 — внутренний коэффициент теплоотдачи (от жидкости к стенке трубы); α_2 — внешний коэффициент теплоотдачи (от стенки трубы к окружающей среде); $D_{вi}$ и $D_{нi}$ — внутренний и наружный диаметры трубы, слоя отложений, изоляции и т. д.; λ_i — коэффициент теплопроводности материала трубы, слоя отложений, изоляции и т. д.

Для труб среднего и большого диаметра коэффициент теплопередачи можно определить по уравнению

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1}+\sum_{i=1}^{n}\frac{\delta_i}{\lambda_i}+\frac{1}{\alpha_2}}, \qquad (V.89)$$

где δ_i — толщина стенки трубы, слоя отложений, изоляции и т. д.

Внутренний коэффициент теплоотдачи определяют по формулам М. Л. Михеева

а) для ламинарного режима

$$Nu = 0{,}17Re^{0{,}33}Pr^{0{,}43}Cr^{0{,}1}\left(\frac{Pr}{Pr_{ст}}\right)^{0{,}25}; \qquad (V.90)$$

б) для турбулентного режима ($Re > 10^4$)

$$Nu = 0{,}021\,Re^{0{,}80}Pr^{0{,}43}\left(\frac{Pr}{Pr_{ст}}\right)^{0{,}25}, \qquad (V.91)$$

где Nu — параметр Нуссельта,

$$Nu = (\alpha_1 D_в)/\lambda; \qquad (V.92)$$

Pr — параметр Прандтля,

$$Pr = (\nu c\rho)/\lambda, \qquad (V.93)$$

Cr — параметр Грасгофа,

$$Cr = \frac{gD_в^3\beta\Delta T}{\nu^2}, \qquad (V.94)$$

где β — коэффициент объемного расширения; λ — коэффициент теплопроводности жидкости. Все параметры в формулах (V.90) и (V.91) рассчитывают при средней температуре потока, кроме $Pr_{ст}$, который рассчитывают при температуре стенки.

В области от Re=2320 до $Re=10^4$ В. И. Черникин рекомендует α_1 определять приближенно интерполяцией между значениями, рассчитанными по формулам (V.90) и (V.91).

Внешний коэффициент теплоотдачи от стенки в грунт определяют по формуле Власова — Форхгеймера

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_н \ln\left[\frac{2h_o}{D_н}+\sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_н}\right)^2-1}\right]}, \qquad (V.95)$$

где h_o — глубина заложения оси трубопровода; $\lambda_{гр}$ — коэффициент теплопроводности грунта.

ТАБЛИЦА V.1

УСРЕДНЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГРУНТОВ В ТАЛОМ И МЕРЗЛОМ СОСТОЯНИЯХ

Грунт	Влажность от массы сухого вещества, %	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	
		в талом состоянии	в мерзлом состоянии
Песок крупный (1—2 мм):			
плотный	10	1,74—1,35	1,98—1,35
плотный	18	2,78	3,11
рыхлый	10	1,28	1,4
рыхлый	18	1,97	2,68
Песок мелкий и средний (0,25—1 мм);			
плотный	10	2,44	2,5
плотный	18	3,60	3,8
рыхлый	10	1,74	2,00
рыхлый	18	3,36	3,5
Песок сухой различной крупности	1	0,27—0,48	0,27—0,38
Супеси, суглинки, пылеватые грунты, земля талая	15—26	1,39—1,62	1,74—2,32
Глины	5—20	0,93—1,39	1,39—1,74
Торф спрессованный, насыщенный водой	—	—	0,8
Торф неспрессованный	270—235	0,36—0,53	0,37—0,66

При наземной прокладке трубопровода внешний коэффициент теплоотдачи определяют по приближенной формуле (Вт/(м²·К)):

$$\alpha_2 = 11{,}63 + 7\sqrt{w}, \qquad (V.96)$$

где w — скорость ветра, м/с.

При глубине заложения трубопровода $\frac{h_0}{D_н} < 3$ и при $h_0 < 0{,}7$ в формуле (V.95) необходимо учитывать тепловое сопротивление на границе грунт — воздух и тепловое сопротивление снегового покрова. С учетом этих сопротивлений расчетную глубину заложения трубопровода принимают равной

$$h'_0 = h_0 + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в} + \delta_{сн}\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}}, \qquad (V.97)$$

где $\alpha_в$ — коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух, $\alpha_в = 11{,}5 - 17{,}5$ Вт/(м²·К); $\delta_{сн}$ — толщина снегового покрова, м; $\lambda_{сн}$ — коэффициент теплопроводности снега, $\lambda_{сн} = 0{,}1—0{,}45$ Вт/(м·К).

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$ находят по графику (рис. V.2), для талых и мерзлых грунтов $\lambda_{гр}$ определяют по табл. V.1.

При расчете значений α_1 и α_2 температуру стенки трубопровода определяют методом последовательных приближений и проверяют по уравнению теплового баланса

$$\alpha_1(t - t_{ст}) = \alpha_2(t_{ст} - t_0). \qquad (V.98)$$

В ориентировочных расчетах коэффициент теплопередачи приближенно принимается:

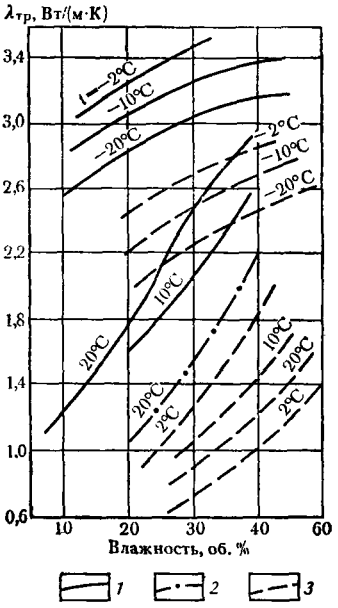


Рис. V.2. Коэффициент теплопроводности грунта:
1 — глина; *2* — суглинок; *3* — песок

для сухого песка, суглинка, глины

$$K = \frac{0{,}6 - 0{,}7}{D},$$

для сырых грунтов

$$K = \frac{0{,}8 - 0{,}9}{D},$$

для грунтов, насыщенных водой,

$$K = \frac{1{,}7 - 2{,}3}{D}.$$

Тепловой расчет газопроводов выполняют по тем же формулам, что и тепловой расчет нефтепроводов, только с учетом поглощения теплоты на расширение газа:

$$q_1 = \alpha \Delta p c_p, \qquad (V.99)$$

где α — коэффициент дросселирования; Δp — общий перепад давления в трубопроводе. Это поглощение теплоты, согласно рекомендации В. И. Черникина, учитывается при расчете параметра Шухова:

$$Ш_у = \frac{k\pi Dl}{G(c_p - \alpha \Delta p c_p)}. \qquad (V.100)$$

При тепловом расчете газопроводов с выпадением или испарением конденсата, а также при тепловом расчете нефтегазопроводов следует учитывать также выделение или поглощение теплоты фазового превращения

$$q_2 = \pm \Delta G r, \qquad (V.101)$$

где ΔG — количество испарившейся (+) или сконденсировавшейся (—) жидкости; r — теплота фазового превращения.

В этом случае параметр Шухова необходимо рассчитывать по формуле

$$Ш_у = \frac{k\pi Dl}{G(c_p - \alpha \Delta p c_p \pm \Delta G)}. \qquad (V.102)$$

ГЛАВА VI

РАСЧЕТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ И ДИАМЕТРА НЕФТЕГАЗОВЫХ СЕПАРАТОРОВ

При сепарации нефти и газа происходят выделение из нефти растворенного и окклюдированного газа[1] и отчистка этого газа от увлекаемой им распыленной жидкости. При этом используют различные силы, в основном гравитацию, инерцию и адгезию.

В зависимости от преобладающего влияния указанных сил на процесс разделения нефти и газа сепараторы подразделяются на гравитационные, инерционные (циклонные) и смешанные (насадочные).

[1] Теоретические основы расчета фазовых переходов углеводородных систем и корреляции констант равновесия см. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Гл. Ш. М. Недра, 1982.

В соответствии с назначением в нефтегазовых сепараторах имеются три зоны — секции: разделительная, осадительная и отбойная. В разделительной секции происходят отделение от жидкости основной массы свободного газа и выделение из нее растворенного и окклюдированного газа. Это достигается при помощи различных устройств, обеспечивающих или оптимальную скорость вращения газожидкостного потока, или достаточно высокую поверхность раздела фаз, что достигается оптимальным распыливанием жидкости и стеканием ее тонким слоем по стенкам сепаратора или по специальным наклонным полкам и насадкам. Вместе с тем необходимо обеспечить достаточное время пребывания нефти в сеператоре.

В осадительной секции поднимающийся газ освобождается от сравнительно крупных частичек жидкости под действием гравитационных сил.

В отбойной секции происходит окончательная очистка газа от мелких частичек жидкости под влиянием сил инерции и адгезии.

Эффективность процесса сепарации определяется степенью очистки газа от капельной жидкости и жидкости от газа, что характеризуется коэффициентами уноса жидкости потоком газа $K_ж$ и газа потоком жидкости $K_г$, а также предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора $v_{г\,max}$ и времени задержки жидкости в сепараторе $t_з$. Коэффициенты уноса жидкости и газа и показатели совершенства сепаратора $v_{г\,max}$ и $t_з$ зависит от физико-химических свойств, расхода жидкости и газа, давления и температуры, уровня жидкости в сепараторе, способности жидкости к вспениванию и других факторов.

Коэффициент уноса жидкости и коэффициент уноса газа соответственно равны:

$$K_ж = q_ж / Q_г; \qquad \text{(VI.1)}$$

$$K_г = q_г / Q_ж, \qquad \text{(VI.2)}$$

где $q_ж$ — объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, м³/ч; $q_г$ — объемный расход остаточного (окклюдированного) газа, уносимого потоком жидкости из сепаратора, м³/ч; $Q_г$ — объемный расход газа на выходе из сепаратора, м³/ч; $Q_ж$ — объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, м³/ч, при p и T сепарации.

Чем меньше $K_ж$ и $K_г$, при прочих равных условиях, тем совершеннее сепаратор. Однако уменьшение этих показателей обычно связано с усложнением конструкции сепаратора и увеличением его габаритных размеров. Поэтому очень высокая степень очистки газа и жидкости оказывается не всегда оправданной. Здесь необходимо ориентироваться на требуемую степень очистки, которая в известной мере зависит от конкретных условий сбора нефти и газа и сравнительно трудно поддается теоретической оценке. По практическим же данным в настоящее время приняты временные нормы, в соответствии с которыми коэффициенты уноса жидкости и газа имеют следующие ориентировочные значения: $K_ж \leqslant 50$ см³/1000 м³ газа и $K_г \leqslant 20 \cdot 10^3$ см³/м³ жидкости.

Не менее важны для оценки технического совершенства сепаратора показатели $v_{г\,max}$ и $t_з$, так как одни и те же $K_ж$ и $K_г$ можно получить в сепараторах различного конструктивного исполнения и с различными технико-экономическими показателями. Предельное значение $v_{г\,max}$ определяется скоростью осаждения капель жидкости минимально заданного размера. Этой величиной обычно пользуются для расчета пропускной способности сепаратора по газу. Значения $v_{г\,max}$ для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с.

Время задержки $t_з$ существенно влияет на эффективность очистки как газа от капельной жидкости, так и жидкости от газа. Установлено, что для невспенивающихся нефтей значение $t_з$ может изменяться от 1 до 5 мин. Для вспенивающихся нефтей $t_з$ увеличивается от 5 до 20 мин. Выбор конкретного значения $t_з$ для различных условий работы сепаратора возможен только по результатам исследования уноса жидкости и газа. Таким образом, для полной оценки эффективности работы сепаратора наряду с показателями

$K_ж$ и $K_г$ необходимо учитывать и степень технического совершенства сепаратора, т. е. $v_{г\,max}$ и $t_з$. Если сепаратор исследуемого типа обеспечивает получение установленных норм уноса от $K_ж$ и $K_г$ при меньших $t_з$ и больших $v_{г\,max}$ по сравнению с однотипным в одних и тех же производственных условиях, то он технически более совершенен и экономичен.

Для получения требуемой степени очистки газа и жидкости в сепараторе необходимо правильно задаться расчетным размером частиц жидкости и пузырьков газа. Несмотря на то, что четких рекомендаций на этот счет не имеется, в подавляющем большинстве случаев диаметр жидких частиц принимается равным примерно 100 мкм. Средний диаметр пузырьков окклюдированного газа в турбулентном потоке нефти в трубопроводе перед сепаратором можно определить в зависимости от плотности и вязкости нефти, поверхностного натяжения на границе раздела фаз, диаметра трубопровода и скорости смеси по формуле В. Ф. Медведева [31]:

$$d_г = \begin{cases} 1{,}4D\,We^{0{,}6}; & We^{0{,}6}Re^{0{,}53}Fr^{-0{,}5} \leqslant 1{,}36 \\ 1{,}9D\,Fr^{0{,}5}Re^{-0{,}53}; & We^{0{,}6}Re^{0{,}5}Fr^{-0{,}5} \geqslant 1{,}36 \end{cases} \qquad \text{(VI.3)}$$

$We=\sigma_{сг}/\rho_с D w^2$ — число Вебера; $Re=w D\rho_с/\mu_с$ — число Рейнольдса; $Fr=w^2/gD$ — число Фруда; $\sigma_{сг}$ — поверхностное натяжение на границе газ—дисперсионная среда; D — внутренний диаметр трубопровода; $\mu_с$, $\rho_с$ — динамическая вязкость и плотность дисперсионной среды; w — средняя скорость течения.

Этот размер и следует принимать в качестве расчетного до получения более надежных данных.

Расчетом устанавливают условия, при которых достигается требуемая степень очистки газа от жидкости (расчет по газу) и жидкости от газа (расчет по жидкости).

Расчет гравитационных сепараторов по газу

При расчетах принимают, что скорость движения частиц жидкости постоянна, частицы имеют шарообразную форму и в процессе сепарации не происходит ни их дробление, ни коагуляция.

Для определения скорости осаждения частиц любого размера силу тяжести приравнивают силе сопротивления.

Для частиц размером не более 80 мкм скорость осаждения определяется по формуле Стокса

$$w = \frac{d^2(\rho_ч - \rho_г)g}{18\mu_г}, \qquad \text{(VI.4)}$$

где w — относительная скорость движения частиц, м/с; d — диаметр частиц, м; $\rho_ч$, $\rho_г$ — плотность соответственно частицы и среды (газа), кг/м^3; $\mu_г$ — абсолютная вязкость среды, Па·с; g — ускорение свободного падения, м/с^2.

Для частиц размером 300—800 мкм скорость осаждения определяют по формуле Аллена

$$w = 0{,}153\frac{d^{1{,}14}(\rho_ч - \rho_г)^{0{,}71}g^{0{,}71}}{\nu_г^{0{,}43}\rho_г^{0{,}71}}, \qquad \text{(VI.5)}$$

где $\nu_г$ — кинематическая вязкость газа; $\nu_г=\mu_г/\rho_г$, м^2/с.

Осаждение частиц размером более 800 мкм происходит согласно формуле Ньютона

$$w = 1{,}74\sqrt{\frac{gd(\rho_ч - \rho_г)}{\rho_г}}. \qquad \text{(VI.6)}$$

На рис. VI.1 показан график зависимости скорости осаждения ω капель воды различных размеров d в природном газе (ρ=0,6) при разных давлениях, построенный по этим формулам.

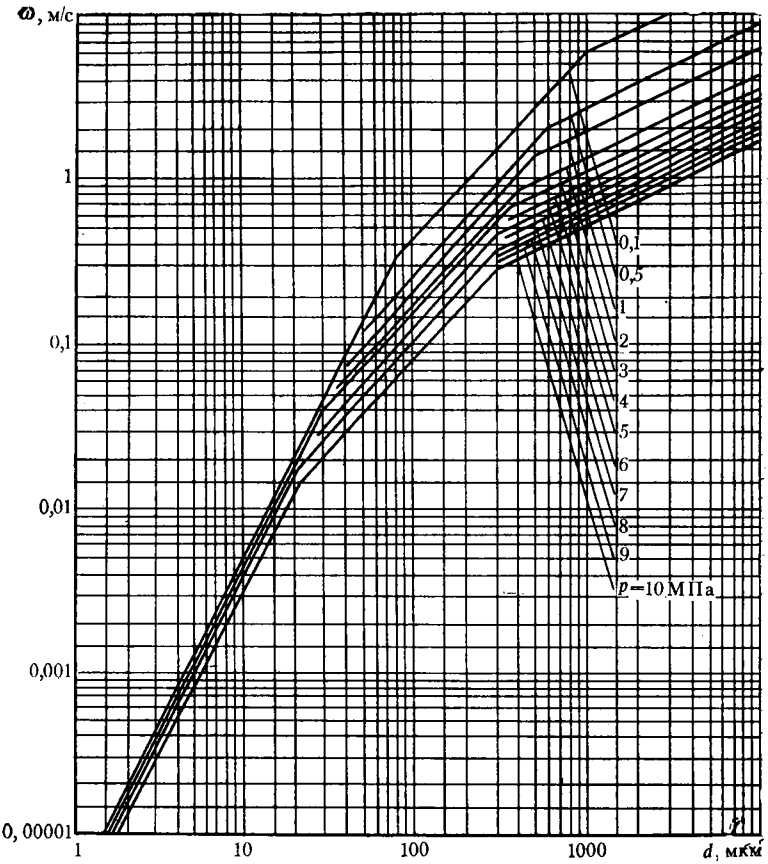


Рис. VI.1. Зависимость скорости осаждения капель воды от диаметра при разных давлениях

Приведенные формулы справедливы для расчета скорости осаждения шарообразных частиц. На практике для частиц различной конфигурации скорость осаждения можно определить по следующей формуле:

$$w = \sqrt{\left(\frac{\varkappa\mu_г}{2dg\xi}\right)^2 + \frac{4d(\rho_ч - \rho_г)g}{3\rho_г\xi}} - \frac{\varkappa\mu_г}{2d\xi\rho_г}, \qquad \text{(VI.7)}$$

где $\varkappa$ и ξ — коэффициенты сопротивления (для шара $\varkappa=24$ и $\xi=0{,}044$; для круглых пластинок $\varkappa=17{,}4$ и $\xi=1{,}1$).

При конфигурации, отличной от шара, вместо диаметра шара берут эквивалентный диаметр частиц.

Приведенные формулы справедливы при установившейся скорости движения частиц. Действительная картина движения частиц в сепараторе более сложная. Поток газа, входя в сепаратор, несет с собой частицы с определенной скоростью. В сепараторе изменяется скорость газа и частиц. Однако это изменение длится некоторый промежуток времени, что имеет определенное значение для отделения частиц. За время пребывания частиц в сепараторе они не всегда могут достичь постоянной скорости осаждения.

С учетом этого для частиц размером не более 100 мкм скорость при установившемся движении частиц определяют по формуле

$$w = \frac{d^2(\rho_ч - \rho_г)g}{18\mu_г} - \left[\frac{d^2(\rho_ч - \rho_г)g}{18\mu_г} - w_0\right] e^{-\frac{18\mu_г t}{d^2\rho_г}}, \qquad (VI.8)$$

где w_0 — начальная скорость движения частиц на входе в сепаратор; t — время, необходимое для достижения частицей скорости установившегося движения.

При $w_0=0$ и $t\to\infty$ уравнение (VI.8) представляет собой формулу Стокса.

Как видно из формулы (VI.8), фактическая скорость осаждения в сепараторе будет меньше рассчитанной по формуле Стокса.

Гидравлический расчет сепараторов по газу сводится к расчету на пропускную способность или к выбору размеров (диаметра) аппарата в зависимости от расхода газа.

В основу расчета сепараторов гравитационного типа положен выбор допустимой скорости газа, при которой осаждаются частицы заданного размера.

Расчетная формула при заданном поперечном сечении аппарата F, рабочем давлении p и рабочей температуре T имеет вид

$$Q_г = 86\,400 F v_г \frac{pT_0}{p_{ат} T z} \qquad (VI.9)$$

или

$$Q_г = 67\,858 D^2 v_г \frac{pT_0}{p_{ат} T z}, \qquad (VI.10)$$

где $Q_г$ — производительность сепаратора по газу, м³/сут; $p_{ат}$ — атмосферное давление, Па; T_0 — нормальная температура, К; z — коэффициент сжимаемости газа; $v_г$ — допустимая скорость газа, м/с; D — диаметр аппарата, м.

В вертикальных сепараторах допустимые скорости относятся к полному поперечному сечению аппарата, а в горизонтальных — к поперечному сечению аппарата, не занятому жидкостью.

Практика эксплуатации гравитационных сепараторов на газоконденсатных месторождениях показала, что при давлении 6,0 МПа оптимальная скорость движения газа в свободном сечении аппарата не должна превышать 0,1 м/с. Если давление в сепараторе иное, оптимальную скорость движения газа в свободном сечении гравитационного сепаратора можно определить по формуле

$$v_{опт} = v_{1опт}\sqrt{p_1/p}, \qquad (VI.11)$$

где $v_{1опт}$ — оптимальная скорость газа при p_1; для $p_1=6$ МПа $v_{1опт}=0{,}1$ м/с; p — давление в сепараторе, МПа.

Для приближенных расчетов допустимую скорость газа можно определить по эмпирической формуле

$$v_г = A_1\sqrt{\frac{\rho_ч - \rho_г}{\rho_г}}, \qquad (VI.12)$$

где A_1 — постоянный коэффициент. Значения A_1 для вертикального 0,047 ($h=0{,}6$ м) и горизонтального сепараторов 0,117 ($l=3$ м).

Для горизонтальных сепараторов длиной более 3 м при определении допустимой скорости газа вводится поправочный коэффициент (множитель) K_0:

$$K_0 = (l/3)^{0{,}52}, \qquad (VI.13)$$

где l — фактическое расстояние между патрубками входа и выхода газа, м.

Для вертикальных сепараторов увеличение высоты сепарационной секции более 0,6 м качества сепарации практически не улучшает.

Применение вертикальных сепараторов с $h<0{,}6$ м и горизонтальных сепараторов с $l<3$ м не рекомендуется, так как в этом случае качество сепарации резко ухудшается и допустимые скорости должны быть значительно уменьшены.

Пропускную способность гравитационного сепаратора горизонтального типа можно определить по формулам (VI.9), (VI.10) с введением в них коэффициента n, представляющего собой отношение длины сепаратора к его диаметру, т. е. $n=l/D$, тогда

$$Q = 86\,400 F v_г n \frac{p T_0}{p_{ат} T_z}, \qquad \text{(VI.14)}$$

или

$$Q = 67\,858 D^2 v_г n \frac{p T_0}{p_{ат} T_z}. \qquad \text{(VI.15)}$$

Расчет гравитационных сепараторов по жидкости

Расчет гравитационных сепараторов по жидкости заключается или в определении необходимых размеров аппарата при заданной производительности по жидкости, или в определении пропускной способности сепаратора при известных его размерах.

Необходимый объем, заполняемый жидкостью у газовых сепараторов, определяется из соотношения

$$V_с = Q_ж/4, \qquad \text{(VI.16)}$$

где $V_с$ — объем заполняемый жидкостью, м³; $Q_ж$ — суточный объем обрабатываемой жидкости, м³.

Объем, заполняемый жидкостью, должен составлять 1/3 объема технологической емкости.

Для газонефтяных сепараторов технологический расчет по жидкости (нефти) вызывается необходимостью уменьшения или поддержания в пределах требуемых норм количества газа, уносимого потоком жидкости из сепаратора в свободном (окклюдированном) состоянии.

Необходимое условие эффективного выделения газа из нефти:

$$v_ж < w_г \text{ или } t_ж > t_г, \qquad \text{(V.17)}$$

где $v_ж$ — скорость стока жидкости из сепаратора, м/с; $w_г$ — скорость всплывания пузырька газа в жидкости, м/с; $t_ж$ — время пребывания жидкости в сепараторе, с; $t_г$ — время всплывания пузырьков газа из слоя жидкости, с.

Пропускную способность по жидкости для различных по положению в пространстве сепараторов определяют по формуле

$$v_ж = \frac{Q_ж}{86\,400 F} \leqslant w_г \qquad \text{(VI.18)}$$

или

$$Q_ж \leqslant 86400 F w_г, \qquad \text{(VI.19)}$$

где $Q_ж$ — расход жидкости, м³/сут; F — площадь зеркала жидкости в сепараторе, м². Для горизонтального сепаратора площадь зеркала жидкости является функцией уровня жидкости в сепараторе.

Скорость всплывания в жидкости пузырьков газа определяют по формуле Стокса, т. е. так же, как и скорость осаждения жидких частиц в потоке газа.

Большие затруднения встречаются при выборе размеров газонефтяных сепараторов для сильно вспенивающихся нефтей, так как вспенивание нефти существенно снижает производительность сепараторов.

Пенообразование зависит от условий ввода продукции скважин в сепаратор, а также от наличия в продукции пенообразующих веществ. Образовавшийся слой пены оказывает значительное диффузионное сопротивление выделению пузырьков газа, всплывающих на поверхность. В связи с этим продолжительность пребывания нефти в сепараторе для пенящихся нефтей

должна быть увеличена в несколько раз по сравнению с непенящимися нефтями. Как отмечалось ранее, если нефть непенящаяся, то достаточно, чтобы время пребывания составляло 1—3 мин; если нефть пенящаяся, оно должно быть увеличено от 5 до 20 мин.

Для разрушения пены применяют химическое, механическое и термическое воздействие. Одним из самых эффективных способов снижения пенообразования является пропуск нефти через подогретую воду. Для этого применяют сепараторы, в нижнюю часть которых встроена печь, подогревающая пластовую воду.

Расчет циклонных сепараторов

Теория расчета циклонов основана на предположении, что центробежная сила, действующая на частицу, равна силе сопротивления, которую оказывает газ, препятствующий ее движению в радиальном направлении.

Скорость движения частиц в циклоне в зависимости от их размера определяют по формулам:

для самых мелких частиц (диаметром менее 100 мкм)

$$w = \frac{d^2 \rho_ч \omega^2 r}{18 \mu_г} \qquad \text{(VI.20)}$$

для более крупных частиц (диаметром 100—800 мкм)

$$w = \frac{0{,}153 d^{1{,}14} \rho_ч^{0{,}71} g^{0{,}71}}{\nu_г^{0{,}43} \rho_г^{0{,}71}} (\omega r)^{0{,}71}; \qquad \text{(VI.21)}$$

для самых крупных частиц (диаметром более 800 мкм)

$$w = 1{,}74 \sqrt{\frac{d \rho_ч g}{\rho_г}\, \omega^2 r}\,, \qquad \text{(VI.22)}$$

где r — расстояние в радиальном направлении от оси циклона до частицы, м; ω — угловая скорость газа, 1/с.

Из формул (VI.20)—(VI.22) следует, что скорость движения частиц в циклоне при прочих равных условиях зависит не только от их диаметра, но и от размеров циклона.

Диаметр циклонного сепаратора D при заданном расходе газа Q определяют по формуле

$$D = 0{,}385 \sqrt{\frac{Q^2 \rho_г T z p_{ат}}{\Delta p p_{ст} T_0}}, \qquad \text{(VI.23)}$$

где D — диаметр циклона, м; Q — расход газа при стандартных условиях, тыс. м^3/сут; $\rho_г$ — плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3; $p_{ср}$ — абсолютное среднее давление в циклоне, Па; T — температура газа в циклоне, К; z — коэффициент сжимаемости; $p_{ат}=1{,}01 \cdot 10^5$ Па; $T=293$ К; Δp — потери давления в циклоне, Па.

Потери давления в циклоне определяются по формуле

$$\Delta p = \xi \frac{\rho_г v_г^2}{2g}, \qquad \text{(VI.24)}$$

где $v_г$ — скорость газа во входном патрубке; $\rho_г$ — плотность газа в рабочих условиях; ξ — коэффициент сопротивления, отнесенный к входному сечению.

Коэффициент сопротивления практически не зависит от скорости потока, а зависит от соотношения площади сечения выходного и входного патрубков ($\xi=2$—4).

Расчет насадочных сепараторов

Технологический расчет насадочных сепараторов сводится к определению скорости набегания потока на насадку, при которой не происходит

срыва и дробления капель жидкости, осевшей в насадке. Критическая скорость газа, характеризующая это явление, определяется формулой

$$w_{кр} = \frac{A\sqrt[4]{g\sigma(\rho_ч - \rho_г)}}{\sqrt{\rho_г}}, \qquad (VI.25)$$

где σ — поверхностное натяжение на границе раздела газа и жидкости, Н/м; A — параметр, величина которого зависит от типа применяемой насадки и требуемого коэффициента уноса капельной жидкости $k_у$.

Для насадки из проволочной сетки A=0,65; зависимость A от $k_у$ для жалюзийных насадок показана на рис. VI.2.

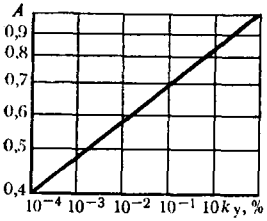


Рис. VI.2. Зависимость параметра A от коэффициента уноса $k_у$

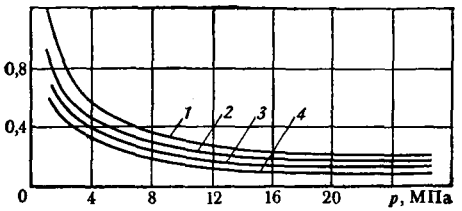


Рис. VI.3. Зависимость скорости потока газа в жалюзийной насадке от давления,
$k_у$, %: 1 — 1,0; 2 — 0,1; 3 — 0,01; 4 — 0,001

На рис. VI.3 дан график, с помощью которого можно определить скорость потока газа в жалюзийной насадке при различных коэффициентах уноса жидкости в зависимости от давления.

Площадь сечения насадки определяют по формуле

$$F = \frac{Q_г T z p_{ат}}{86\,400 T_0 p w_{кр}}, \qquad (VI.26)$$

где $Q_г$ — расход газа, м³/сут.

ВЫБОР ЧИСЛА СТУПЕНЕЙ СЕПАРАЦИИ И ДАВЛЕНИЙ В СЕПАРАТОРАХ

Для увеличения выхода и снижения упругости паров товарной нефти и повышения ряда других технико-экономических показателей нефтепромыслового хозяйства применяют многоступенчатую сепарацию нефти и газа. Она позволяет более полно использовать естественную энергию пласта для транспорта и подготовки нефти и газа, выделить из газа большую его часть в виде почти сухого газа, направляемого на использование без переработки, получить более стабильную нефть.

Однако изучение экспериментальных данных по одноступенчатому и многоступенчатому сепарированию газонефтяных смесей показывает, что увеличение числа ступеней сепарации более двух сравнительно мало изменяет выход нефти по сравнению с двухступенчатой сепарацией, но заметно усложняет и удорожает нефтегазосборную систему.

Таким образом, возникает задача по отысканию наиболее целесообразного варианта процесса сепарации, которая может быть решена на основе соответствующего технико-экономического анализа с учетом данных конкретных условий. Известно, что эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений легкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин.

Давление первой ступени сепарации зависит от принятого давления в нефтегазосборной системе, которое в значительной мере определяется запасами избыточной энергии пласта.

Давление в нефтегазосборных системах независимо от способа эксплуатации скважин должно быть достаточно высоким, обеспечивающим совместный транспорт продукции скважин до централизованных сборных пунктов без применения промежуточных перекачечных станций. Однако в конкретных условиях не всегда удается это осуществить.

Как уже отмечалось, иногда может оказаться более целесообразным бескомпрессорный транспорт газа в сочетании с дожимными насосными станциями и другие варианты нефтегазосборных систем, характеризующиеся более низкими давлениями.

Выбор давлений в промежуточных ступенях сепарации осуществляется на основе комплексного рассмотрения вопросов сбора нефти и газа и их подготовки к магистральному транспорту и использованию. При этом учитываются задачи промысловой переработки газа, в частности, требования к глубине отбора из газа этана, пропана и бутанов, извлечение которых требует наличия определенного давления и т. п.

Требования к сепарации значительно возрастают, если на месторождении нет специальной установки для стабилизации нефти.

Здесь во избежание больших потерь легких фракций нефти при ее хранении и дальнем транспорте по возможности надо их выделить при сепарации и затем уловить на газоперерабатывающих установках.

С этой целью последняя ступень сепарации осуществляется при возможно более низком давлении — атмосферном или при небольшом вакууме, а в отдельных случаях и при повышенных температурах.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Авакян Э. А., Горбунов А. Т.* Определение параметров трещиноватых пластов. Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ. Недра, М., 1971, с. 223—236.

2. *Адонин А. Н.* Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М., Недра, 1964.

3. *Адонин А. Н.* Выбор способа добычи нефти. Недра, М., 1971.

4. *Адонин А. Н.* Добыча нефти штанговыми насосами. М., Недра, 1979.

5. *Адонин А. Н., Мамедов Н. Я.* К расчету нагрузок, действующих на штанги глубинного насоса. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1973, № 7, с. 44—46.

6. *Ахметов И. Г.* Электрогидравлическое воздействие на призабойную зону скважин. Серия «Нефтепромысловое дело», ВНИИОЭНГ, 1979, с. 32—53.

7. *Блантер С. Г., Суд И. И.* Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. Недра, М., 1971.

8. *Богданов А. А.* Погружные центробежные электронасосы. Гостоптехиздат, М., 1957.

9. *Богомольный Г. И.* Расчет потерь хода плунжера при спиральном изгибе штанг. Сб. статей «Нефть и газ». М., 1972, с. 146—147.

10. *Богомольный Г. И.* Сравнение методик конструирования равнопрочных штанговых колонн. «Нефтепромысловое дело». Реферативный НТС. ВНИИОЭНГ, М., 1977, № 4, с. 38—40.

11. *Бузинов С. Н., Умрихин И. Д.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Недра, М., 1973.

12. *Вахитов Г. Г., Кузнецов О. Л., Симкин Э. М.* Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. Недра, М., 1978.

13. *Вирновский А. С.* Переменные напряжения в глубиннонасосных штангах и их связь с разрушением. Труды ВНИИ, вып. 57, М., Недра, 1971, с. 56—113.

14. *Гадиев С. М.* Использование вибраций в добыче нефти. М., Недра, 1977.

15. *Грузинов А. Я.* Методика расчета штанговых колонн на выносливость. Азерб. Гос. издат., Баку, 1965.

16. *Грабович В. П., Касьянов В. М.* Упрощение формул для расчета нагрузок на головку балансира станка — качалки. НТС ВНИИОЭНГ «Нефтепромысловое дело», 1966, № 8, с. 14—17.

17. *Грайфер В. И.* Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань, Таткнигоиздат, 1973.

18. *Гужов А. И.* Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М., Недра, 1973.

19. *Дрэготеску Н. Д.* Глубиннонасосная добыча нефти. М., Недра, 1966.

20. *Идельчик И. Е.* Справочник по гидравлическим сопротивлениям. (Коэффициенты местных сопротивлений и сопротивления трения). Госэнергоиздат. М. — Л., 1960.

21. *Инструкция* по применению циклической электротепловой обработки скважин с использованием установки 1УЭС—1500. РД39—1—466—80. Авторы: Симкин Э. М., Кузнецова О. Б. и др. Изд. ОНТИ ВНИИ, М., 1980.

22. *Инструкция* по проведению паротепловой обработки призабойной зоны нефтяных скважин. Авторы: Сергеев А. И., Симкин Э. М. и др. Изд. ОНТИ ВНИИ, М., 1971.

23. *Инструкция* по эксплуатации штанговых скважинных насосов. Издание АзНИПИнефть, Баку, 1976.

24. *Исследование* скважин и пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. Евченко В. С., Каптеменин Н. Д., Максимов В. П., Юсупов К. С. М., ВНИИОЭНГ. Серия «Нефтепромысловое дело», 1977.

25. *Кадымова К. С.* Определение работы силы гидродинамического трения при возникновении двух режимов течения в насосно-компрессорных трубах при одном цикле действия насоса. Труды АзНИПИнефть, вып. 27. Баку, 1973, с. 149—161.

26. *Каменецкий С. Г., Кузьмин В. М., Степанов В. П.* Нефтепромысловые исследования пластов. Недра, М., 1974.

27. *Каплан А. Р.* К расчету работ штанговой насосной установки в вязкой жидкости. Сб. научных трудов «Вопросы техники и технологии добычи нефти», вып. 56, М., ВНИИ, 1977, с. 95—100.

28. *Круман Б. Б.* Грубиннонасосные штанги. М., Недра, 1978, 181 с.

29. *Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М., Недра, 1974.

30. *Лутошкин Г. С.* Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1979.

31. *Медведев В. Ф.* Оптимизация нефтесборных систем при внутритрубной деэмульсации нефти. М., ВНИИОЭНГ, 1978.

32. *Наугольных К. А., Рой Н. А.* Электрические разряды в воде. Наука, М., 1971.

33. *Репин Н. Н.* Эксплуатация глубиннонасосных скважин. М., Недра, 1971.

34. *Рид Р., Шервуд П.* Свойства газов и жидкостей. (Определение и корреляция). Л., Химия, 1971.

35. *Руководство* по добыче, транспорту и переработке природного газа (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др.). Пер. с англ. под ред. Ю. П. Коротаева и Г. В. Пономарева. М., Недра, 1965.

36. *Сбор,* транспорт и хранение природных углеводородных газов. А. И. Гужов, В. Г. Титов, В. Ф. Медведев, В. А. Васильев. М., Недра, 1978.

37. *Симкин Э. М., Шейнман А. Б.* Электротепловая обработка призабойной зоны скважин ОЗЛ, ВНИИОЭНГ, М., 1967.

38. *Справочная* книга по добыче нефти. Под ред. Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1974.

39. *Система* проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений на ЭВМ и опыт ее использования. Обзорная информация/ Хачатуров В. Р., Аржанов Ф. Г., Астахов Н. Д. и др. Сер. Нефтепромысловое строительство, ВНИИОЭНГ, М., 1980.

40. *Третьякова Г. И., Белозеров Г. И.* Метод определения зависимости числа обрывов штанг от глубины подвески насоса по статистическим данным. Реферативный НТС «Нефтепромысловое дело», ВНИИОЭНГ, М.,1974, № 2, с. 21—25.

41. *Тронов В. П.* Промысловая подготовка нефти. М., Недра, 1977.

42. *Установки* погружных центробежных насосов для нефтяной промышленности. Каталог. «Цинтихимнефтемаш», М., 1980.

43. *Шамко В. В.* Исследование условий выбора оптимальных параметров разрядного контура. В кн.: Разрядно-импульсная технология. Киев, Наукова думка, 1978, с. 21—27.

44. *Шапиров А. Х.* Энергетический анализ глубиннонасосной добычи нефти. Уфа, Башкнигоиздат, 1969.

45. *Чарный И. А., Умрихин И. Д.* Об одном методе определения параметров пластов по наблюдениям неустановившегося режима притока к скважинам. М., Углетехиздат, 1957.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Агрегат для электрогидравлического воздействия 373
Агрегатный комплекс скважинных приборов 70

Взаимодействие скважин 9, 32—33
Внутрискважинный газлифт 129—132
Водонефтяной поток 259
Воздействие на призабойную зону скважины 322
  вибрационное 364
  гидропескоструйное 325
  импульсно-ударное 360
  кислотное 344
  термоакустическое 302
  электрогидравлическое 368
Выбор диаметра насосно-компрессорных труб 112

Газлифтная эксплуатация 113
Генератор давления 362
Гидравлический вибратор 363
Гидравлический разрыв пласта 333
Гидропрослушивание 5, 44

Движение газоводонефтяной смеси 105
Деформации упругие штанг 137
Диаграмма индикаторная 7, 9—10
Дюпюи формула 7

Задачи
  оптимизация комплекса технологических систем обустройства 389
  оптимизация параметров 386
  построения нефтепромысловых сетей 385
  размещения динамические 382
  размещения с учетом коммуникаций 384
  трассирования нефтепромысловых сетей 387
Задачи решаемые при
  газлифтной эксплуатации скважин 72
  фонтанной эксплуатации скважин 72
  эксплуатации скважин штанговыми насосными установками 132

Измерение
  давления 51
  расхода 61
  уровня 60
Измерения глубинные 47
Индикаторная диаграмма 7, 9—10
Исследование пластов и скважин 5, 38
Истинная газонасыщенность 80, 81, 86, 92, 93

Квадратный закон сопротивления 29
Кинематические параметры потока 238
Клапан
  газлифтный 118
  пусковой 119—127
Клапанный узел 134
Колонка штанг 143, 157
Конструкция колонны штанг 157—165
Коэффициент
  гидродинамического совершенства скважины 27
  гидропроводности 10, 20, 33, 37, 39
  наполнения плунжерного насоса 141
  подачи 136
  продуктивности 10, 11, 14, 16, 17, 21, 22
  пьезопроводности 8, 21, 26, 33, 37, 39
  расхода для клапана 135
  сепарации газа 182, 242
  теплопередачи 436
  теплопроводности 437
  фазовой равновесности газожидкостной смеси 243
  эксплуатации 171
Кривая восстановления давления (КВД) 19—42
Критерий Коши 137

Линия индикаторная 30

Манометр
  геликсный 51, 55
  дифференциальный 56, 58—59
  поршневой 53
Манометр — термометр 67
Манометры глубинные 51—60
Межремонтный период работы 171
Метод восстановления давления 8
Метод графический расчета режима работы скважины
  газлифтной 116
  фонтанной 110

Метод установившихся отборов 6
Методика расчета газожидкостного подъемника 72
Данса и Роса 100
Константинова Н. Н. 91
Крылова А. П. 82
Медведского Р. И., Аржанова Ф. Г. и др. 98
Пирвудяна А. М., Гузика А. И. и др. 94
Поэтмана и Карпентера 99
Уоллиса Г. 103
Шертестова Е. В. и Леонова Е. Г. 95
Минимальное забойное давление фонтанирования 108
Момент крутящий 166

Нагрузки на штанги
максимальная 144—150
минимальная 144—150
Напряжения в штангах 155
Насосы
глубинные плунжерные 179
погружные центробежные 237
Неограниченный отбор жидкости 115
Неоднородность пласта 41
Нефтесборная система 412

Область применения скважинных штанговых насосов 178
Обработка паротепловая 310
Обустройство промысловое 378
Ограниченный отбор жидкости 113
Определение параметров пласта 13
при линейно-упругом режиме фильтрации 26
при нелинейно-упругом режиме фильтрации 28
при упругом режиме с учетом квадратичного закона сопротивления в трещинах 29

Параметры пласта 13—18, 26—32
Параметры трещиноватого пласта 13
Параметры фильтрационные 321
Перфоратор 329
Поток
водонефтяной 259
нефтегазовый, водогазовый, нефтеводогазовый 260
Приборы для исследования скважин
автономные 47—48
дистанционные 47—48
комплексные 66—71
Призабойная зона скважины 293
Продукция скважины 259
Проектирование системы промыслового обустройства 379
Промысловое обустройство 378

Радиус скважины приведенный 7, 20
Расход газа 114
Расходомер — влагомер 66
Расходомеры 61—66
Расчет
газлифтной эксплуатации скважин 113, 116
газожидкостного подъемника 72
гидравлических трубопроводов 431
гравитационных сепараторов 440
насадочных сепараторов 444
разделения продукции скважин 438
тепловой трубопроводов 435
циклонных сепараторов 444
Реагирования кривая 35, 36
Режим работы фонтанной скважины 110, 112

Свойства пласта 42, 314
Сепараторы 438
Сепарация газа 242
Система
автомобильных дорог 381
пустования скважин 379
поддержания пластового давления 380
сбора и транспорта нефти и нефтяного газа 379
электроснабжения 380
Скважинный комплексный прибор 68
Скин-эффект 317—319
Сопротивления фильтрационные 315
Стоимость
насосно-компрессорных труб 175
насосных штанг 175
станков-качалок 174
Структура движения смеси 79, 240

Трение штанг
гидродинамическое 151
механическое 150
Трубопроводы 420
газопроводы 427
для вязкопластичных жидкостей 425
для нефтяных эмульсий 427
нефтепроводы 421

Уравнение
Букингема 425
движения газожидкостной смеси 78, 82, 91
етационарного однофазного движения газа 427
Шведова — Бингама 425
Условия фонтанирования 108
Установки
погружных центробежных электронасосов 237

штанговые балансирные 132
штанговые гидроприводные 202
Установление режима работы фонтанной скважины 110, 112
Устье
насосной скважины 50
фонтанной скважины 49
Утечки в зазоре плунжерной пары 140

Фазовая проницаемость пласта 7
Фильтрация
газированной нефти 11
однофазная 7
при линейно-упругом режиме 26
при нелинейно-упругом режиме 28
Фильтрационные параметры пласта 321
Фонтанная эксплуатация 72, 107
Формула
Альтшуля 422
Блазиуса 422
Вейтмаута 428
Вирновского А. С. 139, 144, 172
Вирновского А. С., Адонина А. Н. 201
Вирновского А. С., Татейшвили О. С. 200
Дарси—Вейсбаха 336
Джонсона Д. О. 149
Дрегореску Н., Драгомиреску Н. 250
Кемлера 149
Лейбензона Л. С. 423
Марковца М. П. 156
Милса К. Н. 149
Муравьева И. М. 149
Никурадзе 422
Одинга И. А. 156
Пирвердяна А. М. 140, 151, 169
Ромазанова Р. А. 166
Саттарова М. М. 173
Сердюка В. И. 153
Слоннаджера Д. С. 149
Чарного И. А. 149
Шифринсона 422
Шухова В. Г. 435

Характеристика ЭЦН 273
Ход плунжера 137—140
Храстиановича функция 11

Электропрогрев 294—299
стационарный 299
циклический 294
Эмульсии водонефтяные 239

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

ЧАСТЬ I

ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Глава 1. Гидродинамические методы исследования пластов и скважин (В. Н. Васильевский) 5

Виды исследований и их назначение (Ш. К. Гиматудинов) . . 5
Условия применения гидродинамических исследований 6
Обработка результатов исследований скважин методом установившихся отборов 9
Обработка данных исследований при фильтрации в пласте газированной нефти 11
Определение параметров трещиноватых коллекторов по данным исследования скважин на установившихся режимах их работы (А. Т. Горбунов) 13
Обработка результатов исследований скважин на неустановившихся режимах их работы 19
Обработка результатов исследования взаимодействия скважин . . . 32
Исследование скважин, эксплуатирующих месторождения с аномальными свойствами нефти (Ш. К. Гиматудинов) 38
Изучение неоднородности свойств и строения пластов по данным их гидродинамических исследований (Ш. К. Гиматудинов) . . . 41

Глава II. Техника измерений и приборы для промысловых исследований (А. И. Петров) 47

Общие сведения 47
Измерение давления в скважинах 51
Измерение уровня жидкости 60
Измерение расходов жидкости и газа в скважине 61
Комплексные приборы для исследования скважин 66
Агрегатный комплекс скважинных приборов 70

Глава III. Выбор оборудования для фонтанных и газлифтных скважин и установление режима их эксплуатации (Р. С. Андриасов В. А. Сахаров) 72

Выбор методики расчета газожидкостного подъемника 72
Подготовка исходных данных 73
Движение газожидкостных смесей в колонне насосно-компрессорных труб 78
Движение газожидкостной смеси в вертикальных трубах 82
Расчеты при фонтанной эксплуатации скважин 107
Расчеты при газлифтной эксплуатации скважин 113
Графический метод расчета газлифтной скважины 116

Глава IV. Штанговые насосные установки для эксплуатации нефтяных скважин (И. Т. Мищенко, Г. И. Богомольный) 132

Основные задачи проектирования эксплуатации скважин штанговыми насосными установками 132
Потери давления в клапанных узлах 134
Расчет производительности и коэффициента подачи штанговой насосной установки 136
Нагрузки, действующие на колонну насосных штанг 143
Формулы для расчета экстремальных нагрузок на штанги за цикл работы насоса 144
Силы сопротивления при работе насосной установки 150
Напряжения в штангах 155
Конструкция колонны насосных штанг 157
Крутящий момент на валу редуктора станка-качалки 166
Выбор станка-качалки 166
Энергетические показатели работы насосной установки 168
Коэффициент эксплуатации и межремонтный период работы штанговой насосной установки 171
Затраты на подъем нефти из скважины 174
Последовательность расчетов при выборе штанговой насосной установки 176
Пример выбора штанговой насосной установки и режима ее работы, обеспечивающего заданный отбор нефти 185
Периодическая эксплуатация насосных скважин 199

Глава V. Эксплуатация скважин штанговыми установками с гидравлическим приводом АГН (А. Г. Молчанов) 202

Определение типа и размера установки 203
Устройство и принцип действия установки с использованием колонны насосно-компрессорных труб в качестве уравновешивающего груза 204
Гидравлическая схема установки и ее работа 205
Номограмма для определения параметра уравновешенности 210
Уравновешивание привода 214
Влияние промысловых факторов на работу привода 219
Проектирование технологического режима работы установки . . . 221
Эксплуатация установок АГН 229
Транспортировка, монтаж и демонтаж установки 230
Монтаж и демонтаж установки на скважине 230

Глава VI. Подбор установки погружного центробежного электронасоса (П. Д. Ляпков) 237

Методики подбора УЭЦН 237

Объемные соотношения фаз и кинематические параметры потока скважинной продукции 238
Типы и условия существования скважинных эмульсий 239
Структурные формы потока продукции нефтяной скважины . . . 240
Коэффициент сепарации свободного газа из газожидкостной смеси 242
Равновесное и неравновесное давления насыщения жидкости нефтяным газом, коэффициент фазовой равновесности газожидкостной смеси 243
Система скважина — установка центробежного электронасоса и характеристика ее элементов 244
Температура потока на различных участках пути движения продукции скважины 246
Некоторые теплофизические свойства фаз и продукции нефтяной скважины 248
Вычисление истинных долей фаз в скважинной продукции 259
Число Рейнольдса и коэффициент гидравлического трения гизожидкостного потока в канале постоянного поперечного сечения 261
Объемные расходы фаз и скважинной продукции в целом . . . 262

Распределение давления вдоль колонны НКТ и эксплуатационной колонны 265
Рабочая характеристика насоса при откачке скважинной продукции 273

Глава VII. Теплофизические методы воздействия на призабойную зону пласта (Э. М. Симкин) 293

Выбор способов воздействия и расчеты технологических режимов на отдельных скважинах 294
Прогнозирование экономической эффективности 310

Глава VIII. Методы воздействия на призабойную зону скважин (П. М. Усачев) 313

Диагностика состояния пласта в призабойной зоне 314
Гидропескоструйное воздействие 325
Гидравлический разрыв пласта 333
Кислотное воздействие 344
Импульсно-ударное воздействие 360
Вибровоздействие на призабойную зону скважин (Ш. К. Гиматудинов) 364
Электрогидравлическое воздействие на призабойную зону скважины (И. Г. Ахметов) 368

ЧАСТЬ II

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА

Глава I. Проектирование генеральных схем промыслового обустройства на ЭВМ (СПГСО) (В. Р. Хачатуров) 379

Основные технологические системы промыслового обустройства и их классификация 379
Выбор проекта генеральной схемы обустройства 382
Основные экономико-математические модели и методы оптимизации 382
Задача проектирования генеральных схем комплексного промыслового обустройства и методы ее решения 388

Глава II. Системы проектирования генеральных схем промыслового обустройства на ЭВМ (В. Р. Хачатуров) 394

Общая схема функционирования Системы 395
Порядок прохождения программ в Системе 398
Общие принципы формирования задач и подбора информации для различных технологических решений 398
Многоэтапная обработка результатов расчетов 400

Глава III. Информационное обеспечение СПГСО (В. Р. Хачатуров) 401

Вид информации, подготавливаемой в отделах проектного института 401
Подготовка информации для загрузки в ЭВМ 408
Пример проекта генеральной схемы промыслового обустройства условного месторождения, полученного с помощью СПГСО 412

Глава IV. Основные принципы проектирования объектов нефтегазосборных систем 412

Глава V. Технологические расчеты промысловых трубопроводов (А. И. Гужов, В. Ф. Медведев) 420

Классификация промысловых трубопроводов 420
Гидравлический расчет нефтепроводов 421
Гидравлический расчет трубопроводов для вязкопластичных нефтей 425
Гидравлический расчет трубопроводов для нефтяных эмульсий . . 426
Гидравлический расчет газопроводов 427

Гидравлический расчет трубопроводов в системах совместного сбора нефти, газа и воды 431
Тепловые расчеты трубопроводов 435

Глава VI. Расчеты разделения продукции скважин (А. И. Гужов, В. М. Медведев) 438

Определение пропускной способности и диаметра нефтегазовых сепараторов 438
Выбор числа ступеней сепарации и давлений в сепараторах . . . 445
Литература 447
Предметный указатель 449

РУБЕН САМСОНОВИЧ АНДРИАСОВ,
ИГОРЬ ТИХОНОВИЧ МИЩЕНКО,
АНДРЕЙ ИВАНОВИЧ ПЕТРОВ и др.

СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ДОБЫЧА НЕФТИ

Редакторы издательства З. А. Савина, М. И. Черникова, Т. К. Лазарева
Переплет художника А. Б. Николаевский
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Л. Г. Лаврентьева
Корректор В. П. Крымова

ИБ № 5488

Сдано в набор 22.10.82. Подписано в печать 31.01.83. Т-02541
Формат 60 × 90¹/₁₆ Бумага тип. № 2 Гарнитура „Литературная"
Печать высокая Усл. п. л. 28,5. Усл. кр.-отт. 28,5 Уч.-изд. л. 37,48
Тираж 5500 экз. Заказ 280/8857—6 Цена 2 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-54, Валовая, 28