Содержание

Тема 6 Защита нефтепроводов, водоводов и подземного оборудования скважин от коррозии.

Вопрос 6.1. Совершенствование методов защиты подземного оборудования и выкидных линий скважин от коррозии(18)

Вопрос 6.2. Эксплуатация трубопроводов в коррозионно- стойком исполнении на промыслах РБ.

Тема 6

Защита нефтепроводов, водоводов и подземного оборудования скважин от коррозии.

Вопрос 6.1. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ СКВАЖИН ОТ КОРРОЗИИ [18]

Актуальной проблемой на нефтепромыслах является защита оборудования добывающих скважин от коррозии. Коррозионное разрушение оборудования скважин связано со многими причинами, среди которых основную роль играют физико-химические свойства среды, характер распределения отдельных фаз системы типа нефть -вода - газ друг в друге, явления смачивания на различных границах раздела, влияние основных деполяризаторов - сероводорода н кислорода. Хотя коррозионные свойства лобызаемых нефти, газа и воды определяются физико-химическими свойствами этих трех составляющих и, в первую очередь, очевидно свойствами водной фазы, однако результирующая агрессивность этой сложной смеси во многом зависит от ряда внешних и внутренних факторов, связанных с конкретными условиями разработки и эксплуатации Арланского нефтяного месторождения (последствия применения химически активных технологических жидкостей, воздействие термобарических условий, состав и влажность грунтов, качество стали и другие).

Процесс коррозии прослеживается на всем пути движения добываемой продукции скважины от призабойной зоны до автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) по схеме:

перфорированная эксплуатационная колонна - насосное оборудование - насосно-компрессорные трубы (Р1КТ) с устьевой арматурой - выкидная линия (индивидуальный нефтесборный трубопровод от устья скважины до АГЗУ). В коррозионном отношении указанные участки схемы неравнопрочны. Наиболее подвержены коррозионному разрушению выкидные линии добывающих скважин. Без надлежащей защиты коррозионное разрушение выкидных линий приводит к образованию свищей, коррозионному растрескиванию и другим видам отказов, а иногда и к загрязнению окружающей среды. Ликвидация отказов выкидных линий требует больших материальных и трудовых затрат, сопряжена с простоями добывающих скважин. Поэтому основой борьбы с является система профилактических мероприятий по противокоррозионной защите выкидных линий и обеспечению экологической безопасности их эксплуатации.

Расследование отказов нефтепроводов различного диаметра и назначения, например, проводимое регулярно с 1995 г. в НГДУ "Арланнефть", показывает, что из-за

внутренней коррозии в год происходит 65-85% отказов. Из-за наружной коррозии труб происходит 10-30% отказов, а вследствие разрушения сварных швов 5-10% отказов. Установлено, что наружная коррозия, в основном, зависит от срока эксплуатации трубопровода. Менее предсказуемо коррозионное разрушение труб по сварным швам (стыкам), поскольку на их целостность дополнительно влияют качество сварки и свойства перекачиваемой жидкости. Интенсивность внутренней коррозии изменяется в очень широком диапазоне (от 0,007 до 2,5 мм/год, а иногда и более) и, при прочих равных условиях, зависит от физико-химических свойств добываемой продукции. На отдельных площадях Арланского месторождения выявлены крупные зоны и небольшие очаги с наиболее интенсивной коррозией выкидных линий добывающих скважин. Анализ имеющихся данных, полученных при эксплуатации скважин, находящихся в таких зонах, показал, что повышенная коррозия выкидных линий связана с геолого-промысловыми особенностями разработки залежей (наличие в составе продуктивных пород пирита, закачивание для поддержания пластового давления пресной воды из поверхностных водоемов, развитие на этих участках процесса сульфат редукции). В пределах этих зон и очагов имеется около 250 скважин с высокой частотой отказов выкидных линий, причем на выкидных линиях некоторых скважинах приходится ликвидировать по 2-3 и более отказов в год.

В НГДУ "Арланнефть" используется два основных направления предотвращения отказов выкидных линий — замена труб выкидных линий с коррозионным износом на новые и ингибиторная защита оборудования с помощью химических обработок скважин.

Для оценки эффективности предупреждения отказов выкидных линий путем замены труб на новые (в планово-предупредительном порядке или при ликвидации отказов) проведен анализ объемов работ по замене труб и динамике отказов выкидных линий. Для этого на нефтепромысле №5 была выбрана группа из 27 скважин с высокой кратностью отказов выкидных линий (средняя кратность отказов по группе определялась отношением суммарного количества отказов за год к числу скважин в выбранной группе). Трубы выкидных линий заменялись частично или полностью, причем на анализируемых скважинах химические обработки ингибиторами коррозии в 1995-1998 гг. не проводились.

В табл.38.приведены сведения о кратности отказов выкидных линий и степени замены трубопроводов в процентном отношении к общей длине выкидных линий.

Первоначально средняя кратность отказов выкидных линий была очень высокой и в 1995г. составляла 1,48. К этому времени вследствие интенсивной внутренней и внешней коррозии, требовалось провести ремонтные работы по замене более 50% протяженности выкидных линий скважин. Однако из-за сложного финансового положения за 1995 г. было заменено лишь 12% от общей протяженности выкидных линий. Этого количества оказалось совершенно недостаточно, что отразилось увеличением в 1996 г. количества отказов на 42,5% по сравнению с предыдущим, а средняя кратность отказов составила 2,11. В 1996 г. проведены большие работы по замене почти половины (48%) протяженности выкидных линий скважин с наибольшим количеством отказов. Замена за 1995-1996 гг. выкидных линий в объеме 60% их протяженности позволила лишь приостановить рост количества отказов. Снижение кратности отказов начало проявляться в последующие 2 года. После проведения замены выкидных коммуникаций в 1997 г. (17%) и в 1998 г. (21%) кратность отказов составила

0,78 и уменьшилась, по сравнению с 3 996 г. в 2,7 раза.

Таблица 38

Среднее количество отказов и степень замены труб. выкидных линяй скважин

Год	Средняя кратность отказов	Замены выкидных линий, %	Средний возраст замененных выкидных линий
1995	1,48	12	15,2
1996	2,11	48	17,1
1997	1,44	17	9,2
1998	0,78	21	9,9

В общей сложности за 1995-1998 гг. было заменено 98% выкидных линий по протяженности. Однако количество отказов выкидных линий оказалось больше ожидаемого и радикального снижения числа отказов не произошло. Причины отказов на ранее замененных линиях за 1998-1999 гг. в основном не связаны с коррозией (несоблюдение технологии прокладки линий, несоответствие металла труб, порывы по некачественным сварным швам). Эффект от замены труб выкидных линий по рассматриваемой группе скважин сохранится и в ближайшие годы, однако для стабильной работы выкидных линий необходимо применение ингибнторной зашиты для предотвращения их коррозии. Участки выкидных линий с наибольшей частотой отказов необходимо заменять на трубы из корро-зионностойких материалов.

Поскольку наибольшее количество отказов выкидных линий связано с внутренней коррозией труб, то в НГДУ "Арланнефть" были испытаны многочисленные способы защиты внутренней поверхности труб путем применения ингибиторов коррозии. При этом одновременно решались дополнительно вопросы защиты от коррозионного разрушения обсадной колонны, НКТ и насосного оборудования. По способу дозирования в различные годы использовались следующие технологии применения ингибиторов коррозии:

1. Периодическая закачка ингибитора в призабойную зону пласта.

2. Непрерывная подача ингибитора в затрубное пространство скважины дозировочным насосом.

3. Периодическое закачивание в затрубное пространство композиции из ингибитора коррозии с растворителем малой плотности.

4. Подача ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины с последующей циркуляцией (или без циркуляции) ингибитора и добываемой продукции скважинным насосом.

Проведение периодического закачивания ингибитора коррозии в ПЗП осуществляется насосным агрегатом типа ЦА-320. Для перевозки ингибитора и продавочной жидкости к скважине используется 2-3 автоцистерны. Зашита оборудования от коррозии обеспечивается выносящимся вместе с добываемой жидкостью ингибитором после пуска скважины в работу. Опыт проведения подобных обработок скважин на Арланском месторождении позволил выявить незначительную

продолжительность защитного эффекта из-за быстрого и непроизводительного выкоса ингибитора коррозии (до минимально необходимой для ингибирования концентрации) и значительных потерь его из-за адсорбции в пласте. Стоимость обработки скважины высокая и поэтому способ в настоящее время не применяется.

В НГДУ "Арланнефть" проводились испытания индивидуальных дозировочных насосов для непрерывной подачи ингибитора коррозии Б затрубное пространство. В результате испытаний выявлено, что при непрерывной подаче ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины дозировочным насосом обеспечивается оптимальный расход реагента при высоком (85% и более) постоянном уровне защиты оборудования от коррозии. Вместе с этим проявились и недостатки метода. Так, временное прекращение подачи ингибитора из-за поломки дозировочного насоса быстро приводило к возобновлению коррозионного разрушения оборудования скважины. Проявлялась уязвимость дозировочных насосов от окружающей температуры в зимнее время. Массовое применение этого способа требует большого количества дорогостоящих дозировочных насосов и значительного персонала, а также затрат для их обслуживания, поэтому индивидуальные дозировочные установки применяются в настоящее время на единичных скважинах.

Технология закачивания в затрубное пространство композиции из ингибитора коррозии и углеводородного растворителя малой плотности заключается в приготовлении ингибирующей композиции с заранее заданной плотностью и концентрацией ингибитора коррозии, и закачиванием раствора в затрубное пространство. Для химической обработки скважины плотность ингибирующей композиции должна незначительно превышать плотность пластовой жидкости в затрубном пространстве. В процессе очень медленного оседания из-за малого различия в плотности и диффузии ингибитора коррозии в затрубную жидкость на прием насоса поступает продукция, обогащенная ингибитором коррозии. При этом, чем медленнее происходит вынос ингибитора, тем продолжительнее эффект защиты оборудования скважины от коррозии. Первые промышленные испытания были проведены в 1984-1986 гг. В качестве ингибиторов коррозии в композиции использовались Корек-сит-7798, 7755, АНП-2М, ИКНС-АзНИПИнефть. В качестве растворителя использовался нестабильный бензин Кармановского НПЗ плотностью 720 кг/м^3. Соотношение ингибитора и растворителя, как правило, выбиралось 1:1 или 2:1, так, чтобы плотность ингибирующей композиции была не более 850 кг/м".

В качестве примера, на *рис.20,* показана эффективность защиты оборудования скважины от коррозии после закачивания ингибирующей композиции в затрубное пространство. Вынос ингибитора высокий в первые 3-4 сут., затем концентрация ингибитора снижается, что ведет к снижению эффективности защиты оборудования скважины от коррозии. Опыт проведения закачки ингибирующих композиций пониженной плотности в затрубное пространство скважины показал, что стабильная защита от коррозии этим способом обеспечивается только при строгом соблюдении периодичности обработок скважин. Для условий Арланского месторождения этот способ перспективен, но широкое его внедрение сдерживается отсутствием вышеуказанных дорогостоящих ингибиторов коррозии и, главным образом, растворителя.

В связи с разработкой новых отечественных ингибиторов коррозии в лабораторных условиях испытано несколько реагентов и выявлены наиболее эффективные

ингибиторы коррозии - серии Нефтехим и СНПХ-6014МС и предложены технологии их применения. Промысловые испытания технологий проводятся с 1995 г. на группе из 32 скважин нефтепромысла -N"7 (Акинеевский участок Николо-Березовской площади). До проведения испытаний эксплуатация выбранных скважин характеризовалась высокой частотой отказов выкидных линий. Средняя кратность отказов составила 1,44 в 1995 г. Большое количество отказов выкидных линий объясняется высокой коррозионной агрессивностью попутно добываемых вод. поскольку на Акинеевском участке для ППД длительное время использовалась пресная вода из поверхностных водоемов. Положение усугубляется развитием на участке процесса сульфатредукцин в ПЗП скважин, который сопровождается увеличением содержания сероводорода и ростом количества сульфат-восстанавливаюших бактерий (СВБ), содержание которых достигает 10^3 - 10^5 клеток в 1см^3 добываемой жидкости.

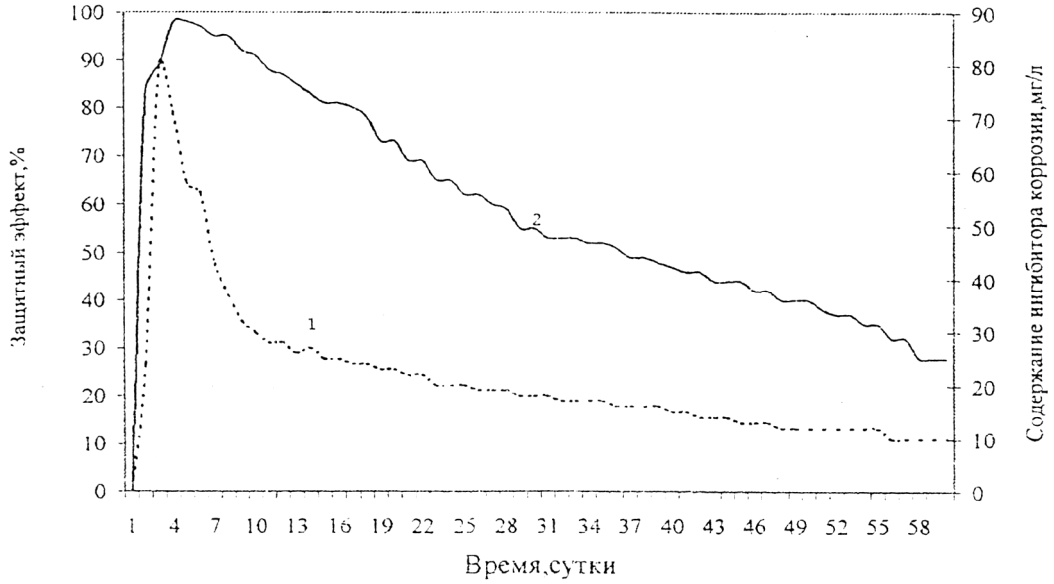


Рис. 1 - Эффективность защиты оборудования от коррозии скважин Арланского месторождения после залива ингибирующей композиции пониженной плотности в затрубное пространство

1 - содержание ингибитора коррозии в лобызаемой жидкости; *2* - защитный эффект от коррозии

Результаты химических обработок ингибитором коррозии по опытной группе скважин Акннеевского участка за 1995-1998 гг. приведены в табл.39 -

Таблица 39-Влияние химических обработок на частоту отказов выкидных линий скважин

Годы	Кратность отказов на одну сквлжяну	Среднее количество обработок на одну скважину с высокой частотой отказов	Средний расход ингибитора коррозии на одну обработку, кг
1995	1.44	0,03	98,1
1996	1,53	0,53	100,6
1997	0,56	1,16	151,2
1998	0.19	1,91	132.4

Из приведенных результатов видно, что за 1995-1996 гг. кратность отказов постепенно увеличивалась и составляла 1,44-1,53 отказа в год. На некоторых скважинах выкидные линии ремонтировались 2-3 раза, при этом замена изношенных труб на новые проводилась только на отдельных участках. Первая обработка скважины ингибитором коррозии проведена в конце 1995 г., а широкое их использование пришлось на 1997-1998 гг. Положительное влияние химических обработок быстро проявилось в уменьшении числа отказов выкидных линий. Кратность отказов выкидных линий в 1998 г. снизилась в 8 раз по сравнению с 1996 г, а средний период между обработками составил 3,3 мес.

В процессе отработки технологий проведения химических обработок скважин были выявлены оптимальные расходы ингибитора. Средний расход ингибитора коррозии на одну обработку менялся в широких пределах от 98,1 в 1995 г. до 151,2 кг в 1997 г. Оптимальная дозировка составляет для ингибиторов коррозии Нефтехим 20-30 г/м^3 добываемой жидкости. Обобщение опыта проведения химических обработок скважин позволило выявить наиболее приемлемые технологии обработки скважин в зависимости от их дебита, динамического уровня и способа эксплуатации.

В скважинах, оборудованных скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ) с дебитом менее 50 м^3/сут., допустимо проведение обработки по упрощенной технологии путем закачивания ингибитора коррозии в затрубное пространство (при динамическом уровне 300-600 м и более). Если объем затрубного пространства незначительный (при динамическом уровне 100-300 м), то рекомендуется закачанный ингибитор продавить до приема насоса. Наиболее эффективна химическая обработка, когда после закачивания ингибитора в затрубное пространство скважины создается циркуляция штанговым насосом. В период циркуляции в течение 4-24 часов происходит равномерное перемешивание реагента в добываемой жидкости, на поверхности оборудования формируются прочные адсорбционные слои ингибитора коррозии, а после пуска скважины в работу ингибитор коррозии медленно поступает на прием насоса вместе с нефтью из затрубного пространства.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуются периодические химические обработки путем закачивания в затрубное пространство ударной дозы ингибитора коррозии в состоянии поставки. Этот способ возможно применять при динамических уровнях 100-300 м, однако продавливание закачанного ингибитора до приема насоса позволяет повысить эффективность обработки. При динамических уровнях 300-600 м

продавливание ингибитора коррозии до приема насоса проводить нежелательно, поскольку обычное закачивание ингибитора в затрубное пространство эффективнее. Недопустимо продавливать ингибитор коррозии до приема насоса, если динамический уровень в скважине ниже 600 м из-за быстрого поступления его в насос. В подобных случаях допустимо использование обычной закачки в затрубное пространство скважины, если ее дебит менее 100 т/сут. Для замедления расхода ингибитора в высокодебитных скважинах (более 100 $м^3$/сут.) рекомендуется перепуск 2 $м^3$ жидкости через перепускной клапан из НКТ в затрубное пространство.

В НГДУ "Арланнефть" за 1995 г. произошло 667 отказов выкидных линий на 285 скважинах (*рис*. 29). За счет активного проведения химических обработок скважин ингибиторами коррозии различными методами и путем замены изношенных труб на новые, количество отказов выкидных линий удалось снизить в 1998 г. в 1,3 раза, при этом количество скважин с высокой частотой отказов уменьшилось в 1,2 раза.

С ростом обводненности добываемой продукции, увеличением в ней сероводорода и СВБ происходит образование отложений солей сложного состава, развиваются процессы коррозии на поверхности насосного оборудования, штангах, НКТ, что приводит к преждевременным отказам и снижению межремонтного периода работы скважин (МРП). Особенно резко в подобных случаях снижается МРП скважин, оборудованных УЭЦН. Анализ выхода из строя 46 установок ЭЦН на 13-ти многоремонтных скважинах Акинеевского участка за 1992-1998 гг. показал, что 13-28% ремонтов приходится на снижение дебита из-за сквозной язвенной коррозии НКТ: 9-19% ремонтов составляет коррозионное разрушение насоса, электродвигателя, гидрозашиты и кабеля; 17-25% отказов связано с закупоркой проходных каналов фильтра и рабочих органов насоса отложениями, содержащими гипс, сульфид железа, продукты коррозии, твердые углеводороды, песок и глинистые частицы; 20-33% ремонтов УЭЦН непосредственно не связаны с коррозией оборудования (выход из строя электрической части установки, механические повреждения кабеля или крепежа, некачественная сборка установки во время ремонта, нарушение технологического режима эксплуатации). Снижение МРП из-за коррозионного разрушения оборудования скважин с СШНУ также значительное, но оно существенно меньше, чем в скважинах, оборудованных УЭЦН.

С конца 1995г. были повышены требования к своевременной замене коррелированных труб, качеству обработки НКТ при подземном ремонте, соблюдению технологии спускоподъемных операций. Однако основным резервом повышения работоспособности НКТ явилось проведение периодических химических обработок скважин ингибитором коррозии для снижения отказов выкидных линий скважин. При таких обработках осуществляется защита оборудования на всем пути движения ингибитора от затрубного пространства до АГЗУ. Анализ результатов проведения обработок на 32 скважинах Акинеевского участка показал, что число отказов НКТ уменьшилось в 2,15 раза.

Химические обработки скважин позволяют также предотвращать полностью или значительно замедлять образование в насосе плотных отложении солей сложного состава, приводящих к преждевременному износу рабочих органов насоса и отказам. Исследования состава и структуры отложений из скважин показало что в пластовых условиях формируются сульфидо-гипсовые, сульфидо-карбонатные или сульфидо-песчанные осадки. Основой формирования всех видов осадков является образование

слоя сульфида, железа на поверхности оборудования в виде налета, под которым начинает интенсивно развиваться коррозия. На поверхность слоя из сульфида железа прилипают кристаллы гипса, кальцита, песок. Особенно опасно образование сульфидо-песчаных отложений, вызывающих повышенный абразивный износ рабочих органов насоса.

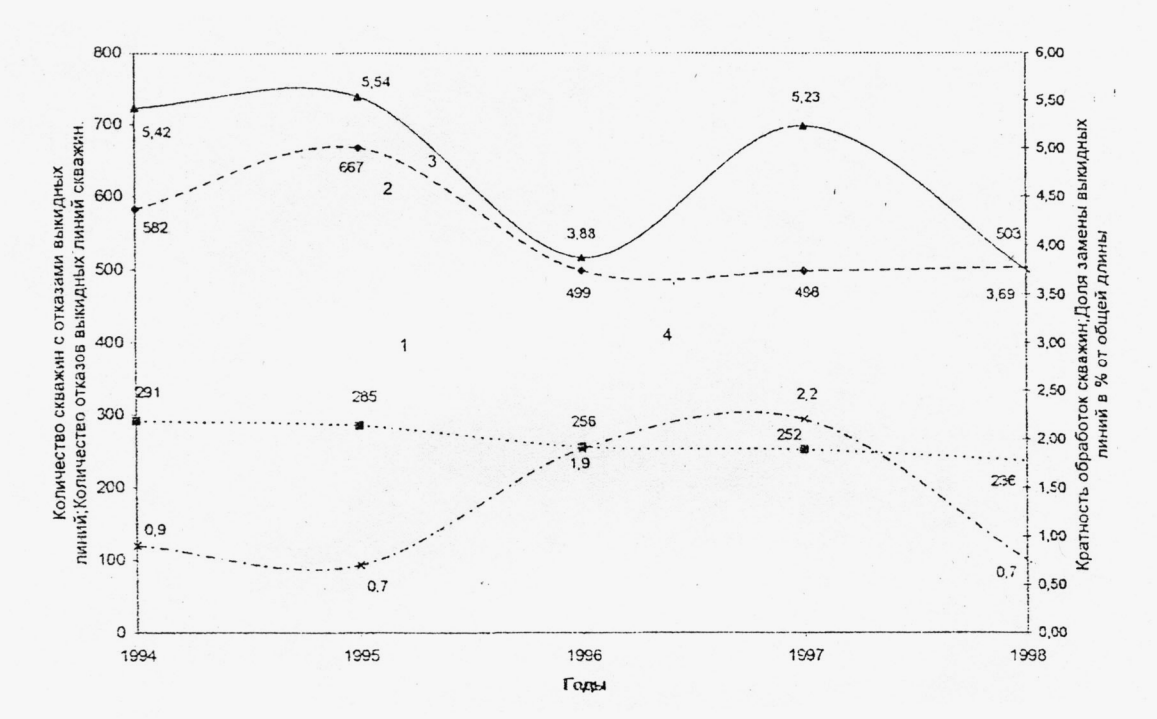


Рис29: Результаты химических обработок по снижению отказов выкидных линий скважин. 1 - количество скважин с отказами выкидных липни: 2 - количество отказов выкидных линий скважин, 3 - среднее количество (кратность) обработок на одну скважину с отказами выкидных линий, 4 - доля замены выкидных линий от общей протяженности

Поступление ингибитора коррозии из затрубного пространства после химической обработки скважины разрушает образующийся на поверхности рабочих органов насоса слой сульфида железа и предотвращает формирование плотных отложений сложного состава. В этих условиях песок и глинистые частицы будут выноситься с потоком добываемой жидкости не прилипая к стенкам оборудования. В случае выпадения из попутно добываемой воды кристаллов гипса или кальцита к ингибитору коррозии следует добавлять ингибитор солеотложения (типа Инкредол или Дифонат).

Опыт эксплуатации УЭЦН Акинеевского участка в условиях интенсивной коррозии, образования песчано-сульфидных отложений в насосе показал, что МРП УЭЦЫ без применения химических обработок изменялся в 1995 г. от 166 до 812 сут. и составлял в среднем по наблюдаемым скважинам 753 сут. Проведение 2-4 кратных обработок скважин в год позволило увеличить МРП этих скважин с УЭЦН до 1114 сут. или в 1,48 раза в 1998 г.

Поступление в скважину агрессивных и биозараженных вод вызывает коррозию эксплуатационной колонны. Коррозионное разрушение эксплуатационной колонны приводит к потере герметичности скважины, притоку в нее чуждых

высокоминерализованных вод. Эксплуатация скважины в таких условиях становится невозможной. На Акинеевском участке (зоне самого активного проявления последствий закачки пресных вод из поверхностных водоемов и развития СВБ на Арланском месторождении) в 1981 г. было выявлено шесть скважин с негерметичными обсадными колоннами. Плотность попутно добываемой воды в этих скважинах увеличилась с 1010-1040 до 1090-1120 кг/м^3 после потери герметичности эксплуатационных колонн. Дополнительные исследования показали, что срок эксплуатации скважин до проявления негерметичности колонн равен 11-15 лет и составляет в среднем 12,5 лет. Интервал нарушения герметичности обсадных колонн находится обычно на глубине 1100-1400 м, т.е. на уровне подвески насоса или ниже его до 240 м. В последующие годы эти показатели по Арланскому участку полностью подтвердились при обследовании вновь появляющихся 2-3 скважин в год с негерметичной эксплуатационной колонной. Негерметичность эксплуатационных колонн из-за коррозионного разрушения ликвидируется путем проведения дорогостоящих капитальных ремонтов скважин (КРС). На нескольких скважинах за 1991-1996 гг. проведено по 2-3 КРС по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн. Поэтому стопка на проведение многократных КРС для поддержания эксплутационных колонн в работоспособном состоянии крайне не эффективна. В подобных условиях проявления коррозии целесообразно проводить защиту эксплуатационных колонн ингибиторами коррозии.

Проводимые периодические химические обработки для защиты от коррозии выкидной линии и насосного оборудования скважины обеспечивают защиту и обсадной колонны в интервале межтрубного пространства от уровня жидкости до приема насоса. Для увеличения интервала защиты обсадной колонны было рекомендовано увеличить глубину подвески ЭЦН (на 50 - 200м), а в скважинах, оборудованных СШНУ, спускать поднасосные хвостовики до нижних перфорационных отверстий. Анализ результатов химических обработок скважин ингибиторами коррозии показывает, что проведение обработок позволило эффективно предотвращать коррозию эксплуатационных колонн и значительно снизить количество КРС и радикально уменьшить их многократное проведение.

Таким образом, борьба с коррозией при эксплуатации скважин может быть эффективна не только путем исключения основных причин, ее вызывающих (подбор совместимых с пластовыми вод для ППД, подавление процесса сульфатредукции, использование оборудования из коррозионно-стойких материалов), но и путем защиты ингибиторами коррозии уже эксплуатирующегося оборудования скважин в условиях его интенсивного коррозионного разрушения. Проведение периодических обработок скважин по разработанной в НГДУ "Арланнефть" технологии обеспечивает надежную защиту выкидных линий скважин от коррозионного разрушения и аварий. Проведение этих обработок позволяет в значительной степени предотвратить коррозионное разрушение НКТ и эксплуатационных колонн. Эффект безаварийной работы повышается при своевременной замене изношенных труб выкидных линий скважины и НКТ насосных установок. Поступление ингибитора коррозии в глубинный насос позволяет обеспечить защиту рабочих органов от преждевременной коррозии и предотвращает формирование плотных осадков неорганических солей, основой которых является сульфид железа.

Вопрос 6.2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В КОРРОЗИОННОСТОЙКОМ ИСПОЛНЕНИЙ НА ПРОМЫСЛАХ АНК БАШНЕФТЬ

На сегодняшний день в АНК Башнефть эксплуатируется 24026 км промысловых трубопроводов. Причем 30 % от их числа составляют так называемую группу риска, т.к. работают свыше 15 лет, и именно на них наблюдается наибольшее число аварий и отказов. В среднем, каждый год на нефтепроводах и водоводах АНК Башнефть случается более четырех тысяч аварий, несущих огромный ущерб экономике предприятия и окружающей природной среде.

В целях обеспечения потребности в строительстве новых и замене изношенных трубопроводов на предприятиях АНК Башнефть построены: в НГДУ Туймазанефть - цех по производству гибких полимерно-металлических труб, диаметром 60мм, производительностью 200км/год; в НГДУ Чекмагушнефть - цех по производству металлопластовых труб, диаметром 95мм, производительностью 200км/год, в НГДУ Октябрьскнефть - цех по футерованию труб, диаметром 114мм, производительностью 150км/год; на Нефтекамском заводе нефтепромыслового оборудования - цех по футерованию труб, диаметрами 89 - 219мм, производительностью ЗООкм/год.

Важным преимуществом цеховой технологии является возможность получения качественного изоляционного покрытия с полным пооперационным контролем и приемкой готовой продукции. В применяемых конструкциях коррозионно-стойких труб сочетаются необходимые прочностные свойства наружной силовой оболочки с высокой химической стойкостью внутренней оболочки к агрессивным средам нефтепромыслов. Трубы полностью готовы к монтажу в трассовых условиях и эксплуатации. Срок безаварийной работы трубопроводов из коррозионно-стойких труб гарантирован в течение 15 - 20 лет.

В период с 1993 по 1999 годы в АНК Башнефть проложено 3000 км трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении, что составляет порядка 10 % от действующего парка трубопроводов.

Коррозионно-стойкие трубы используются, в основном, для строительства трубопроводов на наиболее коррозионно-опасных участках: для системы нефтесбора и выкидных линий гибкие полимерно-металлические трубы, футерованные секции, металлопластовые трубы; для подводящих высоконапорных трубопроводов системы ППД футерованные секции (таблица).

За период эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов количество аварий, регистрируемых на трубопроводах систем нефтесбора и ППД, снизилось практически в два раза. По данным НГДУ, экономический эффект от применения коррозионно-стойких трубопроводов составляет от 1700 до 3400 руб/км ежегодно.

Учитывая все положительные стороны применения коррозионно-стойких трубопроводов, нельзя не сказать об аварийных ситуациях, возникающих при их эксплуатации. Причина тому, как правило, заводской брак или нарушение правил эксплуатации. При этом отмечены случаи отсутствия входного контроля, нарушения правил транспортирования и хранения труб, нарушения технологии сборки в процессе монтажа и правил эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов. Отсутствует надлежащий контроль за качеством и использованием коррозионно-стойких труб, в т.ч. статистика и анализ повреждений.

Высокая аварийность ГПМТ связана как с конструкторскими недостатками, так и с применением полиэтилена низкой плотности ПВД. Применение ПВД на нефтепромысловых коммуникациях за пять лет эксплуатации приводит к структурным изменениям полиэтилена со снижением его прочностных характеристик и, как следствие, к порыву трубопровода. Более 70% отказов ГПМТ связано с этим фактором. Причиной остальных 30% отказов является заводской брак, механические повреждения и неправильная эксплуатация (превышение давления). Нужно отметить, что в цехе по производству ГПМТ ведется непрерывная работа по выявлению и устранению недостатков этих труб. В 1997 г. в цехе разработана новая конструкция концевого соединения - наиболее уязвимой детали ГПМТ. С апреля 1998 г. цех перешел на выпуск ГПМТ с внутренней камерой из ПНД, и с тех пор не отмечено ни одного порыва труб этого выпуска. Для контроля перепадов рабочего давления рекомендуется устанавливать на устьях скважин контрольную аппаратуру (электроконтактные манометры). Все перечисленные меры призваны значительно снизить аварийность трубопроводов из ГПМТ.

Аварийность МПТ в три раза ниже, чем у ГПМТ, т.к. здесь применяется полиэтилен высокой плотности ПНД, который по своим механическим показателям и нефтестойкости превышает аналогичные показатели ПВД. Причинами отказов МПТ были длительное и несоответствующее правилам хранение, отработка технологии монтажа (при этом нередко нарушались требования монтажа и эксплуатации). В основном, причиной аварий является первоначальное использование труб производства АО «Стройпластполимер». Ввиду отсутствия в НГДУ входного контроля, брак этих труб составлял около 40%. С введением цеха МПТ в НГДУ Чекмагушнефть и отладкой технологии производства и приемки МПТ аварийность снизилась в два раза.

Футерованные полиэтиленом стальные трубопроводы за счет наружной стальной силовой оболочки обладают пока достаточными прочностными свойствами, хотя и здесь применяют полиэтилен низкой плотности ПВД. До настоящего времени отказов футерованных трубопроводов практически не было. Футерованные трубопроводы находятся в эксплуатации сравнительно недавно, а т.к. толщина полиэтиленовой оболочки составляет 4 - 5мм, требуется достаточно большой период времени для диффузионного насыщения полиэтилена нефтепродуктами. Но уже в этом году изготовители столкнулись с фактами деформации в виде «вздутия» полиэтиленовой футеровки. Эта проблема требует пристального изучения в области возможных недостатков конструкции труб, а также подбора более подходящего материала для футеровки.

В 1998 - 1999 гг. Башнипинефтью по совместным с НГДУ Арланнефть и Южарланнефть программам проводились промысловые испытания трубопроводов, футерованных полипропиленом.

Три опытных трубопровода 89х5 и контрольные катушки были смонтированы на участках нефтесбора с максимальным газовым фактором. Для сравнения были установлены также контрольные катушки, футерованные полиэтиленом. Испытания опытных трубопроводов проводились по разработанной Башнипинефтью «Методике обследования эксплуатируемых трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении».

Контрольные катушки в соответствии с программами испытаний снимались и подвергались лабораторному анализу последовательно через три, шесть и двенадцать месяцев эксплуатации.

Контрольные катушки подвергались визуальному осмотру на предмет видимых изменений материала футеровки и стальной трубы, наличие отложений на полимерной трубе, попадание жидкости в межтрубное пространство, качества концевых защемлений. Затем материал футеровки испытывался на растяжение.

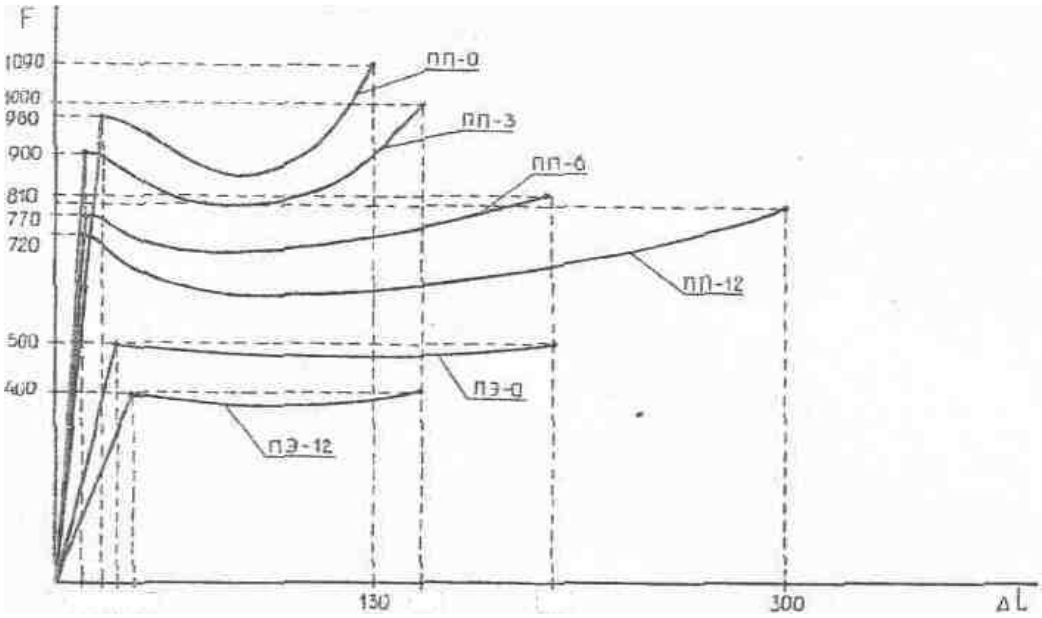
По результатам испытаний материалов на растяжение были построены сравнительные графики изменения физико-механических свойств. Построенные кривые свидетельствуют о заметной тенденции к ухудшению физико-механических свойств как полиэтилена, так и полипропилена в процессе экспозиции этих материалов в агрессивной среде.

Таблица 40

Область эффективного применения коррозионно-стойких трубопроводов в системах сбора, подготовки нефти и утилизации сточных вод

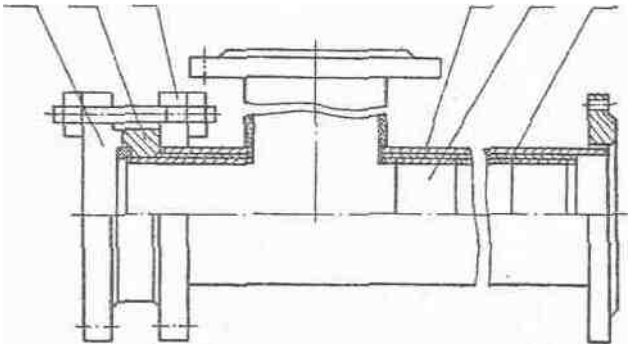
Защищаемая система	Тип агрессивной среды	Степень агрессив ного воздействия	Условия экплуатации	Рекомендуемый тип труб
1 Система добычи нефти и газоконденсата 1.1 Нефтесборные сети новые 0114-159,089,095,060 г 1.2 Нефтесборные сети новые 0219-325	Нефть, минерализованны е воды с Нг5; СО;; 0^ Высокообводненн ая (70 % воды и выше) продукция нефтяных скважин Нефть и минерализован ные воды Нефть и минерализованны е воды	Сильноагресс ивная Сильноагресс ивная Средне-и сильно агрессивная Средне-и сильноагресс ивная	$Р_{мах}$ до 4 МПа $Тр_{аб}$ до 40^0С К,ахДо4МПа ТрДо40°С $Р^{тм}$ до 2,5 МПа Трав до 40°С Рма,До4МПа Тр„бДо40°С	Трубы, футерованные полиэтиленом (ПВД) Гибкие полимерно-металлические трубы Металлопластов ые тру бы Трубы, футерованные полиэтиленом (ПВД)
"2 Система поддержания пластового давления				

2.1 Подводящие низкона порные водоводы (утили зация сточных вод) 0219 - 325 2.2 Разводящие высоконапорные водоводы 0114-159,089	Высокоминерализ ованные сточные воды Высокоминерализ ованные сточные воды	Сильноагресс ив ная Сильноагресс ивная	Рня„до4МПа $P_{мак}$до 40^0С Траб до 40°С Рмах до 4 МПа Традо40°С	Трубы, футерованные полиэтиленом (ПВД) Трубы, футерованные полиэтиленом (ПВД)



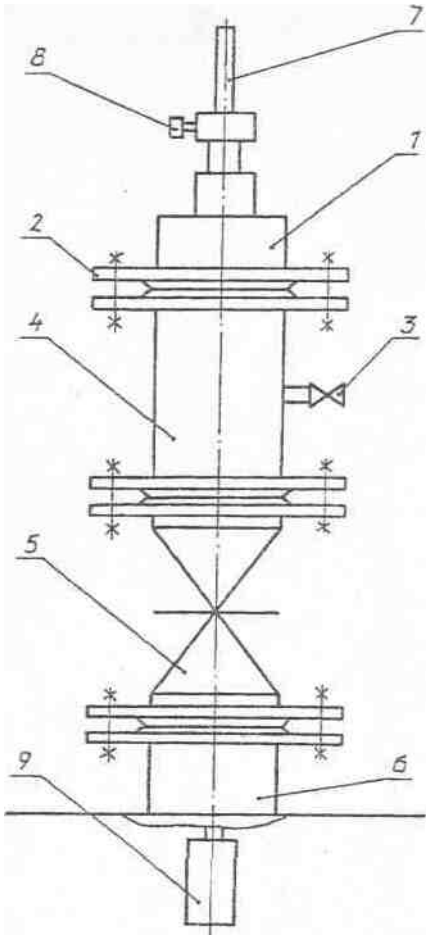
15202935 1М 150 205 • ПП-0 - исходные образцы полипропилена; ПП-3 - полипропилен после трех месяцев экспозиции; ПП-6 - полипро-пилен после шести месяцев экспозиции; ПП-12 - полипропилен после двенадцати месяцев экспозиции; ПЭ-0 - исходные образцы полиэтилена; ПЭ-12 - полиэтилен после двенадцати месяцев экспозиции.

Рис. 30. Изменение физико-механяических свойств полиэтилена и полипро-; пилена в процессе экспдзиздни в коррозиоиво-агрессивной среде



1-труба, 2-обойма, 3-кожух, 4-фланец, 5-заглушка, 6-кольцевой образец

Рис. 31. Катушка с кольцевыми образцами



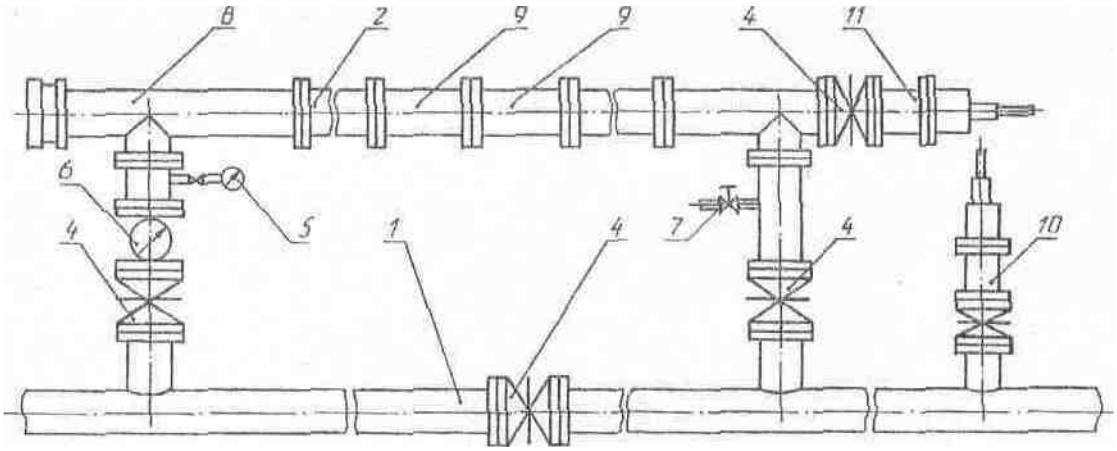
1-камера, 2-фданцевое соединение, 3-вентидь, 4-камера сливная, 5-задвижка, 6-камера ввода,

7-шток, 8-болг зажимной, 9-кассета с образцами

Рис.32. Лубрикатор для установки кассет с плоскими образцами

Причем процессы изменения свойств полиэтилена и полипропилена протекают по-разному: если со временем у полиэтилена понижаются как прочностные характеристики, так и показатель относительного удлинения при разрыве, то у полипропилена при понижении прочностных свойств показатель относительного удлинения при разрыве увеличился. Вероятно, это связано с тем, что жесткая структура полипропилена при контакте с нефтяной средой насыщается нефтью и пластифицируется.

Результаты сравнительных испытаний полиэтилена и полипропилена в одинаковой коррозионно-агрессивной среде доказывают, что полипропилен гораздо предпочтительнее полиэтилена для футерования трубопроводов.



1-действующий провод, 2-байпасная линия, 3-фданцевое соединение, 4-задвижка, 5-манометр, 6-расходомер, 7-пробоотборник, 8- катушка с кольцевыми образцами, 9- образец-катушка, 10-лубрикатор, установленный на трубопроводе, 11-лубрикатор, установленный на байпасной линии

Рис. 33. Схема установки байпасной линии

На основании опыта работы коррозионно-стойких трубопроводов разработаны пакет документов на изготовление и применение гибких полимерно-металлических труб (технические условия, программа и методика испытаний, инструкция по монтажу и эксплуатации), руководящие документы «Практическое руководство по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении в АНК «Башнефть», «Инструкция по монтажу и эксплуатации металлопластовых труб», «Методика обследования эксплуатируемых трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении».

В последнем документе разработаны методы непрерывного мониторинга за работой действующих коррозионно-стойких трубопроводов, описаны необходимые технические средства, приборы и материалы, а также контрольные устройства для проведения натурных испытаний (рис. 2, 3, 4) - контрольные катушки, лубрикаторы, кассеты с плоскими образцами. Все контрольные устройства с образцами устанавливаются в действующий трубопровод, где подвергаются экспозиции в коррозионно-агрессивной среде с целью исследования изменений физико-механических свойств полимерных материалов, из которых изготовлены коррозионно-стойкие трубы.

ВЫВОДЫ

Для избежания аварийности промысловых трубопроводов, необходимо увеличить темпы замены изношенных стальных труб на коррозионно-стойкие. Для этого, в первую очередь, требуется повысить производственную мощность цехов, которые ежегодно выпускают около 6ООкм коррозионно-стойких труб, что явно недостаточно для нужд нефтепромыслов.

Все цеха и производственные службы, выпускающие и эксплуатирующие коррозионно-стойкие трубы, должны быть обеспечены необходимой технической документацией, инструкциями по изготовлению и применению коррозионно-стойких труб, а также средствами и приборами контроля. Кроме того, антикоррозионные службы НГДУ должны наладить пооперационный

контроль над транспортированием, хранением, монтажом и эксплуатацией коррозионно-стойких трубопроводов, вести учет и анализ отказов.

Необходимо вести централизованный сбор и анализ информации об эксплуатации и аварийности коррозионно-стойких трубопроводов, проводить лабораторные исследования и стендовые испытания, чтобы в итоге иметь целостное представление о причинах аварийности и выдавать рекомендации по их устранению.

Комплекс мер, предлагаемый для предотвращения отказов коррозионно-стойких трубопроводов, позволит наладить бесперебойную работу всего трубопроводного парка и значительно снизить эксплуатационные затраты.

под покрытием за счет высоких диффузионных ограничений этого слоя. Грунтовки-преобразователи ржавчины содержат химически активные вещества, которые, вступая во взаимодействие с продуктами коррозии, превращают их в слой нерастворимых соединений, прочно удерживающихся на поверхности металла. Эти грунтовки тормозят процесс коррозии под покрытием и не препятствуют адгезии (сцеплению) покрывных слоев с загрунтованной поверхностью.

Серьезным недостатком многих лакокрасочных материалов является наличие в них летучих растворителей. Испаряясь, они способствуют образованию пор в высушиваемом покрытии. После каждого слоя необходима сушка для испарения растворителя и отверждения покрытия. Испаряющийся растворитель создает сложные санитарно-гигиенические и пожароопасные условия при нанесении покрытий в замкнутом пространстве резервуара. При испарении растворителей из лакокрасочных материалов получаются очень тонкие слои покрытия, что требует их многослойного нанесения.

В последние годы в нашей стране и за рубежом для защиты от коррозии резервуаров начинают применяться полимерные материалы на основе жидких пленкообразователей, не содержащих летучие растворители. Поэтому отверждение покрытия идет без сушки лакокрасочного материала, что позволяет сократить технологический цикл формирования покрытия за счет нанесения меньшего числа слоев и получить защитные покрытия с высокими физико-механическими и антикоррозионными свойствами