

УДК 622.279:620.197.3

А.В. Ляшенко, Р.А. Жирнов, Д.В. Изюмченко

Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода

Ключевые слова:

скважина, газовый конденсат, сероводород, диоксид углерода, защита от коррозии, ингибитор коррозии.

Keywords:

well, condensate, H₂S, CO₂, corrosion protection, corrosion inhibitor.

Кислый влажный газ Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ, введено в эксплуатацию в конце 1986 г.) за счет высокого содержания сероводорода и диоксида углерода является коррозионно-агрессивным по отношению к углеродистым и низколегированным сталям. Наибольшую опасность представляет сероводород (его содержание в добываемой пластовой смеси достигает 25 %). Он может вызывать различные виды коррозии, основными из которых являются сероводородная коррозия, водородное растрескивание (ВР), сероводородное растрескивание под напряжением (СРН), общая и язвенная коррозия.

Наиболее сложными объектами с коррозионной точки зрения являются эксплуатационные скважины АГКМ, что обусловлено воздействием высоких температур (на забое температура достигает 110 °С) и высоких парциальных давлений кислых газов (для сероводорода – до 15 МПа, для диоксида углерода – до 9,2 МПа) при общем пластовом давлении до 61 МПа.

Для труб газонефтяного сортамента, из которых сконструированы обсадные и эксплуатационные колонны скважин, наиболее опасным видом коррозии, способным привести к быстрому разрушению металла, является СРН. Избежать этого вида коррозии позволяет применение специальных сталей, стойких к сероводородному растрескиванию под напряжением. Поэтому вторая техническая и эксплуатационные колонны, для которых возможен контакт с высокоагрессивной сероводородосодержащей средой, выполнены из труб, изготовленных из низколегированной стали категорий прочности С-90, С-95 по API 5СТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями, прошедшими специальные коррозионные испытания на стойкость против сероводородного коррозионного растрескивания. Для компоновки насосно-компрессорных труб (НКТ) применяются аналогичные трубы категории прочности С-90. Элементы подземного оборудования также изготовлены из сталей, обладающих стойкостью к сульфидному растрескиванию под напряжением [1].

Для защиты от общей и язвенной коррозии, обусловленной воздействием сероводорода, а также диоксида углерода проектом предусмотрено применение ингибиторов коррозии. Затрубное пространство скважин выше пакера заполняется раствором ингибитора, что обеспечивает защиту от коррозии наружной поверхности НКТ и подземного оборудования, а также внутренней поверхности эксплуатационной колонны. При отсутствии отложений остатков бурового раствора на поверхности труб в затрубном пространстве раствор ингибитора препятствует протеканию коррозионных процессов даже при поступлении в затруб пластового газа вследствие возможной негерметичности элементов подземного оборудования.

Для защиты подземного оборудования скважин первоначальным проектом предусматривалось применение постоянной подачи ингибитора через ингибиторный клапан, расположенный на 50 м выше пакера. Постоянная подача осуществлялась насосами производительностью 2,6 л/ч из расчета 14 л на 1 млн м³ газа. Также предусматривалось периодическое нанесение ингибиторной пленки на внутреннюю поверхность НКТ путем закачки раз в три месяца через устье остановленной скважины 1500 л 33%-ного раствора в метаноле и последующего отстоя скважины в течение 24 ч для стекания раствора по лифтовой колонне до забоя. Постоянная подача

ингибитора должна была обеспечивать поддержание/восстановление защитной пленки, нанесенной из концентрированного раствора при периодических обработках. Предложенная система подачи ингибитора через ингибиторный клапан не позволяла обеспечить защиту НКТ ниже ингибиторного клапана.

Система контроля коррозии, предложенная проектом, смонтирована на поверхности после выхода газа из скважины (первый узел контроля коррозии расположен на площадке скважины). Поэтому информация, получаемая с ее помощью, характеризует эффективность ингибиторной защиты системы сбора. Данные различных методов контроля коррозии, полученные при эксплуатации скважин, свидетельствовали, что скорость общей коррозии в системе сбора в начальный период эксплуатации промысла не превышала в среднем 0,02 мм/год [1]. При этом концентрация непрерывно закачиваемого и выносимого из скважин ингибитора соответствовала проектной величине. Периодические обработки НКТ скважин ингибитором коррозии также проводились в соответствии с графиком.

Система контроля коррозии подземного оборудования скважин, предложенная проектом, предполагала также отбор проб выносимой из скважины жидкости (воды и газового конденсата) и определение в них содержания ингибитора коррозии и ионов железа. Как показала практика эксплуатации скважин, использование предложенных методов оказалось нерезультативным для отражения объективной информации о протекающих процессах коррозии и эффективности ингибиторной защиты подземного оборудования. Анализ содержания ионов железа в выносимой воде оказался неприменимым, так как сульфиды железа, являющиеся основным продуктом коррозии в условиях сероводородсодержащего газа АГКМ, практически не растворимы в воде, и их вынос происходит в виде механических частиц.

Извлеченные при проведении капитального ремонта НКТ после 5–8 лет эксплуатации имели значительные коррозионные повреждения, что свидетельствовало о недостаточной эффективности применяемой системы ингибиторной защиты. Экспертиза поднятых НКТ и подземного оборудования, проведенная в 1997 г., подтвердила, что заложенная проектом система ингибирования неэффективна для условий эксплуатации скважин АГКМ. Наибольшие коррозионные повреждения име-

ли место ниже уровня 2000 м и с глубиной повреждения возрастали вплоть до перфорации. Коррозионные повреждения наблюдались непосредственно и вблизи ингибиторного клапана. Причем по своей интенсивности повреждения выше и ниже клапана не отличались. Было также выявлено, что по целому ряду причин [1] ингибиторные клапаны оказались неработоспособными.

Согласно проектной технологии, ингибитор, подаваемый через ингибиторный клапан, должен был восстанавливать защитную пленку, создаваемую при периодических обработках за счет стекания 33%-ного раствора ингибитора в растворителе по НКТ до забоя. Проведенные исследования показали, что закачанная на устье для нанесения защитной пленки порция раствора ингибитора коррозии не стекает по НКТ до забоя, а «зависает» на сужении – переводнике НКТ с 4½" на 3½", расположенном на глубине около 600 м. Раствор ингибитора оставался в верхней части скважины более месяца (согласно проекту, он должен был стечь в течение 24 ч). Поэтому защитная пленка при проведении обработки формировалась только в верхней части НКТ. Подаваемый в небольших количествах через ингибиторный клапан ингибитор не мог в условиях высоких давлений и температур сформировать на внутренней поверхности лифтовой колонны защитную пленку, способную обеспечить защиту металла. Также одной из причин неэффективности ингибиторной защиты нижней части НКТ при использовании только постоянной подачи является переход ингибитора в газообразное состояние в условиях пластовой смеси при высоких давлениях.

Поэтому к середине 1990-х гг. актуальной стала задача изменения проектной системы ингибиторной защиты скважин. Наиболее приемлемой технологией оказалась технология закачки ингибитора в призабойную зону пласта (пласт) залежи (squeezing) через НКТ скважины. Данная технология не требовала проведения каких-либо технических модернизаций и изменения элементов подземного и устьевого оборудования скважин. Метод использовался фирмой «Шелл» (Shell Oil Company) на нефтяном промысле New Iberia (Луизиана, США [2]), газовом месторождении ЛАК (Франция), а также на газоконденсатных месторождениях в Узбекистане (Северный Мубарек, Уртабулак и др.) [3].

Впервые испытания технологии были проведены на одной из скважин АГКМ в 1994–1995 гг. В течение последующих нескольких лет технология была отработана на более чем тридцати скважинах месторождения.

После 2000 г. технология закачки в пласт была принята в качестве основной технологии ингибиторной защиты скважин на месторождении.

В 2001 г. институтом ВНИИГАЗ совместно с АстраханьНИПИгаз был разработан и введен в действие Регламент ингибиторной защиты оборудования скважин Астраханского ГКМ методом закачки ингибитора в призабойную зону пласта, который и в настоящее время остается основным нормативным документом, регламентирующим применение данной технологии.

С целью повышения противокоррозионной защиты и, соответственно, надежности работы скважин ВНИИГАЗом была разработана новая конструкция скважин, предусматривающая применение труб из коррозионно-стойкого сплава группы G3 категории прочности Grade 110 в соответствии с ISO 13680:2000(E) для компоновки нижней части эксплуатационной колонны и колонны НКТ, которая была внесена в разработанный в 2001 г. Проект разработки Астраханского ГКМ [1]. С 2002 г. все вновь построенные скважины имеют новую конструкцию; лифтовая колонна на новых скважинах и скважинах, выходящих из капитального ремонта, стала полностью компоноваться из труб сплава группы G3; подземное оборудование (пакер, циркуляционный клапан, посадочные ниппеля, расходные муфты) – из сплавов Inconel 718 и Incoloy 925. Скважины с такими НКТ и подземным оборудованием уже не нуждаются в ингибиторной защите.

Вместе с тем основной фонд скважин на месторождении оставался с НКТ из углеродистой стали, защита от коррозии которых осуществлялась с применением технологии закачки ингибитора в пласт. Преимущества такой обработки в сравнении с применяемыми на начальной стадии разработки заключаются в возможности ингибиторной защиты НКТ и всего подземного оборудования, расположенного ниже ингибиторного клапана, и подпакерной зоны скважины. Этот способ позволяет сочетать периодическую обработку НКТ путем нанесения ингибиторной пленки в процессе закачки с постоянным поступлением ингибитора

из призабойной зоны пласта в поток выносимой с забоя углеводородной продукции.

Эффективность такой обработки может составлять от 3 до 18 месяцев в зависимости от ингибитора, типа пласта, состава добываемого флюида, дебита скважины (для скважин АГКМ эффективность обработки – от 6 до 12 месяцев).

После закачки раствора ингибитора для адсорбции его пластом скважина выдерживается некоторое время и затем пускается в работу. Сразу после пуска концентрация ингибитора в жидкости, выносимой из скважины, высокая; затем она сравнительно быстро падает при дальнейшей эксплуатации скважины. Выносимый из скважины ингибитор создает на поверхности металла защитную пленку. Однако когда концентрация ингибитора падает и возвращающийся ингибитор не в состоянии больше осуществлять «ремонт» защитной пленки с той быстротой, с какой она удаляется, эффективность обработки падает.

Проведенные исследования по отработке технологии закачки ингибитора в пласт на скважинах АГКМ показали, что ингибитор хорошо адсорбируется карбонатным пластом. В момент пуска скважины в работу наблюдается повышенная концентрация ингибитора в выносимой из скважины жидкости (углеводородном конденсате), которая уже через сутки снижается до обычных значений, не превышающих 100 мг/л. Так, при проведении испытаний на скважинах максимальная концентрация в пробах ингибитора, отобранных из потока на площадке скважины, не превышала 2500 мг/л. Максимальная концентрация ингибитора в пробах, отобранных из газоконденсатопровода 16", по которому продукция скважин поступает с промысла на Астраханский газоперерабатывающий завод (АГПЗ), не превышала 500 мг/л. В пробах, отобранных с трехфазного сепаратора на входе на завод, куда поступала продукция с данного газоконденсатопровода, концентрация в газовом конденсате не превышала 300 мг/л, а в пластовой воде – 150 мг/л. Такое содержание ингибитора в газовом конденсате и пластовой воде, поступающих на входные установки АГПЗ, не может привести к нарушению технологических процессов завода. Большая концентрация ингибитора, который является поверхностно-активным веществом, так же, как и неправильный выбор ингибитора, может привести к образованию стойкой эмульсии «пластовая вода – газовый кон-

денсат» в сепараторах ГПЗ, где осуществляется разделение пластовой смеси, и нарушению работы установок стабилизации конденсата и пластовой воды. Возможное попадание ингибитора на установки аминовой очистки газа от кислых компонентов может обусловить вспенивание раствора абсорбента и, соответственно, нарушение процесса очистки.

При реализации технологии необходимо, чтобы раствор ингибитора был полностью продавлен в призабойную зону пласта растворителем. Если этого не происходит, то часть раствора ингибитора, находящаяся в нижней части ствола, при пуске скважины попадает в систему сбора и далее – на ГПЗ, где высокая концентрация ингибитора в поступающей продукции может привести к нарушению технологического процесса. Так, если раствор ингибитора не продавливался полностью в призабойную зону пласта, при пуске скважин в работу после обработки концентрация ингибитора в жидкости, выносимой из скважины, могла достигать 60000 мг/л.

Количество рабочего раствора ингибитора для закачки в призабойную зону пласта готовится из расчета необходимого объема для обработки скважины. Степень разведения рассчитанного количества чистого ингибитора растворителем не является строго постоянной величиной и зависит прежде всего от величины суточного дебита.

С середины 1990-х гг. на месторождении применяется высокомолекулярный ингибитор «Додиген 4482-1», который был разработан для условий АГКМ в результате многолетней совместной работы фирмы-производителя, ВНИИГАЗа и АстраханьНИПИгаза. Ингибитор поставляется на месторождение в виде концентрата, содержащего 70 % мас. активной части в растворителе, представляющем собой смесь ароматических углеводородов. Он образует на поверхности металла стойкие защитные пленки, сохраняющие свой защитный эффект при высоких пластовых температурах. Ингибитор прошел полный цикл лабораторных стендовых и опытно-промышленных испытаний и соответ-

ствует по своим защитным качествам технологическим требованиям, предъявляемым к ингибиторам в газовой отрасли [4]. В настоящее время он применяется для защиты скважин, а также системы сбора и транспорта газоконденсатной смеси на АГПЗ.

Концентрация ингибитора для закачки в призабойную зону пласта должна составлять 10–15 % содержания товарной формы ингибитора в растворителе. Объемы концентрата ингибитора «Додиген 4482-1» и растворителя при приготовлении рабочих растворов разной концентрации приведены в табл. 1.

При обработке скважины закачка проводится из расчета среднего содержания ингибитора в выносимой из скважины жидкости (воды и газового конденсата) 25 мг/л, но не менее 10 л ингибитора на 1 млн нм^3 газа, что соответствует подаче 10–14 л ингибитора на 10^6 м^3 добываемого газа. Также предусматривается дополнительное количество ингибитора на необратимое поглощение продуктивным пластом. Расчет проводится с учетом рабочего дебита скважины и ее работы в течение не менее 6 месяцев после проведения закачки.

Как показал опыт применения закачки ингибитора в призабойную зону пласта на скважинах АГКМ, десорбция ингибитора из породы происходит практически равномерно, и большая часть его выносится из пласта.

Необходимое количество товарной формы ингибитора V для проведения закачки рассчитывается по эмпирической формуле, л:

$$V = 2Wvt,$$

где W – среднесуточная производительность скважины, $\text{нм}^3/\text{сут}$; v – удельный расход товарной формы ингибитора, принимается равным $10^{-5} \text{ л}/\text{нм}^3$ (соответствует расходу 10 л на 10^6 нм^3 газа); t – время непрерывной работы скважины, сут (принято рассчитывать на 6 или 12 месяцев); 2 – коэффициент, учитывающий возможность необратимой адсорбции ингибитора пластом и неравномерность его выноса в процессе десорбции.

Таблица 1

Соотношение ингибитора-концентрата «Додиген 4482-1» и растворителя при приготовлении растворов (общий объем рабочего раствора – 1000 л)

Концентрация рабочего раствора (содержание товарной формы в рабочем растворе), %	10	15
Ингибитор-концентрат / растворитель, л	57/943	86/914

Объем продавочной жидкости (дизельное топливо или метанол) V_1 рассчитывается по формуле, л:

$$V_1 = V_{01} + V_{02} + V_{03} + V_{04},$$

где V_{01} – объем задавочной линии скважины и части фонтанной арматуры, заполняемой жидкостью в процессе закачки; V_{02} – объем НКТ и подземного оборудования до пакера; V_{03} – объем подпакерной и призабойной зоны скважины; V_{04} – объем жидкости, необходимой для продавки ингибиторного раствора в пласт, принимается равным не менее 20000 л.

Время отстоя скважины для адсорбции ингибитора пластом должно составлять не менее суток. Пуск скважины в эксплуатацию при использовании в качестве растворителя дизельного топлива производится непосредственно в шлейф при минимально допустимом расходе газа. Проведенные испытания показали, что объемы жидкости, применяемые при закачке, и сама технология закачки и пуска скважины в работу не приводят к поступлению значительных количеств ингибитора на входные установки ГПЗ и, соответственно, к нарушению технологического процесса переработки газа и газового конденсата. Пуск скважины в работу без предварительной отработки на амбар позволяет избежать потерь вследствие сжигания значительных количеств углеводородной жидкости, которая возвращается в процесс переработки.

Решение о проведении следующей закачки ингибитора принимается при снижении содержания ингибитора ниже 25 мг/л в трех последовательно отобранных в соответствии с графиком отбора проб. Обязательная закачка производится не реже одного раза в год, даже если концентрация ингибитора в пробах превышает 25 мг/л.

В 2005 г. недропользователем ООО «Газпром добыча Астрахань» был разработан и введен стандарт предприятия, предусматривающий для продавки 15%-ного раствора ингибитора в пласт применение 5%-ного раствора ингибитора коррозии в объеме 34,2 т, что при плотности раствора 0,83–0,84 соответствует объему не менее 41 м³. Масса закачиваемого в призабойную зону 15%-ного раствора в зависимости от дебита скважины составляет 2,5–9,3 т, что соответствует объему раствора от 3 до 12,5 м³. Опыт многолетней эксплуатации показал следующее:

- потери ингибитора в скважине за счет безвозвратной адсорбции пластом после проведения нескольких закачек существенно ниже, чем на начальном этапе применения технологии, и поэтому такого количества ингибитора достаточно для обеспечения работы скважины в течение 12 месяцев;
- для адсорбции пластом закачанного ингибитора достаточно 24 ч.

Стандартом предусматривалось, что пуск скважины в работу после проведения закачки должен осуществляться непосредственно в шлейф на эксплуатационном режиме. Вместе с тем ингибитор, выносимый при пуске скважины с 5%-ным раствором, заполняющим НКТ и нижнюю часть ствола, количество которого значительно, попадает с продукцией в трехфазный сепаратор одной из входных установок АГПЗ, что приводит к нарушению технологического процесса переработки газа и газового конденсата.

В табл. 2 приведены данные расчетов массы ингибитора, заполняющего НКТ и нижнюю часть ствола и выходящего из скважины при ее пуске, попадая в систему сбора. Также отражено расчетное содержание ингибитора в жидкости трехфазного сепаратора В02 входной уста-

Таблица 2

Расчет массы ингибитора, выносимого из скважины с продавочной жидкостью, и возможного содержания ингибитора в жидкости трехфазного сепаратора входной установки АГПЗ

Концентрация раствора ингибитора в дизельном топливе, %	Объем раствора ингибитора в дизельном топливе, выносимый из скважины при ее пуске, м ³	Масса товарной формы ингибитора, кг	Максимально возможное содержание ингибитора в жидкости сепаратора В02 У171 за счет попадания ингибитора при пуске скважины, мг/л
5	20	840	11200
0,1	20	16,6	221
0,4	20	66,4	885
0,5	20	83	1106

новки ГПЗ при условии, что весь ингибитор, вынесенный из скважины, в виде 5%-ного раствора в дизельном топливе попадет в сепаратор. Расчеты проводились исходя из условия, что сепаратор объемом 100 м^3 заполнен на $3/4$ своего объема. Для расчетов принято, что объем фонтанной арматуры, НКТ и нижней части ствола скважины составляет 20 м^3 .

Согласно данным табл. 2, при попадании всего 5%-ного раствора со скважины на входную установку АГПЗ содержание ингибитора в сепараторе составит выше 11000 мг/л . Такие концентрации могут привести к нарушению технологического процесса работы установок ГПЗ.

Данные исследований содержания ингибитора коррозии во флюиде, отобранном из газоконденсатопровода перед входом на АГПЗ после пуска скважин (где закачка проводилась с использованием 5%-ного раствора ингибитора в дизельном топливе) непосредственно в шлейф без отработки на амбар, показали сверхнормативные пиковые значения концентраций ингибитора в жидкости, транспортируемой по газоконденсатопроводу с промысла на АГПЗ.

В случае если в дизельном топливе, применяемом для продавки ингибитора в пласт, будет содержаться от $0,1$ до $0,4 \%$ ингибитора, то содержание ингибитора в жидкости сепаратора не превысит 885 мг/л , что является допустимой величиной и не приведет к нарушению работы технологических установок. Поэтому для исключения возможных нарушений технологического режима работы установок газоперерабатывающего завода рекомендуется для продавки ингибитора в пласт использовать дизельное топливо с содержанием ингибитора не более $0,4 \%$.

Как уже упоминалось, система контроля коррозии, предложенная проектом, смонтирована на поверхности после выхода газа из скважины (первый узел контроля коррозии расположен на площадке скважины) и не позволяет получить информацию об эффективности ингибиторной защиты НКТ скважины. Возможно оценить состояние насосно-компрессорных труб, поднятых со скважины при проведении капитального ремонта. Такая работа проводится постоянно. Ряд результатов изложен и представлен в источнике [1]. Однако фактически все скважины, выходящие в капитальный ремонт, были построены и введены в эксплуатацию до начала 2001 г., когда способ закачки ингибитора в пласт в качестве основной техноло-

гии еще не использовался. Поэтому невозможно оценить, какие коррозионные повреждения на извлеченных НКТ были получены до внедрения технологии, а какие после.

Единственным источником информации о протекании коррозионных процессов на поверхности НКТ может стать анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС), получаемых методом магнитно-импульсной дефектоскопии с помощью приборов МИД. Однако стоит отметить, что прибор дает интегральную информацию об общей толщине стенки НКТ, не позволяя определить на какой стороне – внутренней или внешней – произошла потеря металла. Сопоставляя данные о толщине стенки НКТ, полученные при двух или нескольких исследованиях, проведенных с помощью этого прибора в период применения технологии закачки ингибитора в пласт, можно получить информацию об эффективности ингибиторной защиты.

Для проведения анализа был выделен ряд скважин, добывающих пластовый флюид с повышенным содержанием воды, где протекание коррозионных процессов наиболее вероятно (табл. 3). Все эти скважины (приведены их условные номера) имеют НКТ из низколегированной углеродистой стали, введены в эксплуатацию до 2000 г. и стали обрабатываться с применением метода закачки раствора ингибитора в пласт с начала 2000-х гг.

В табл. 3 указан интервал лифтовой колонны, в котором (согласно данным, полученным с помощью прибора МИД) не были зафиксированы изменения общей толщины стенки труб в периоды между исследованиями и, соответственно, обеспечивается ингибиторная защита НКТ от коррозии. Отражено, что на всех скважинах (начиная с определенной глубины) при использовании метода закачки ингибитора в пласт обеспечивается ингибиторная защита НКТ от общей коррозии. В табл. 3 также приведены расстояния от пакера до начала интервала лифтовой колонны (ΔH), где обеспечивается ингибиторная защита. На скв. 13X начало интервала НКТ, где имели место утонения стенки труб, находится ниже пакера на 81 м ; на всех остальных скважинах – выше пакера. На 15 скважинах ΔH составляет от 0 до 57 м ; на скв. 7X – 234 м . Вместе с тем наблюдаемые выше пакера коррозионные повреждения лифтовой колонны могут быть и на внешней стороне труб в связи с негерметичностью затрубного

Таблица 3

Результаты анализа эффективности ингибиторной защиты скважин с применением технологии продавки ингибитора в призабойную зону пласта с НКТ из низколегированной углеродистой стали на основании данных исследований технического состояния методом магнитно-импульсной дефектоскопии

№ скв.	ВГФ*, см ³ /м ³	Интервал НКТ, где толщина стенки не менялась при эксплуатации, м	Глубина установки пакера (ΔH), м	Содержание ингибитора в пробах жидкости, мг/л
1X	828	0–3748, ниже 3748 – коррозионные повреждения	3727 ($\Delta H = 21$)	Не менее 25
2X	318	0–3761, ниже 3761 – коррозионные повреждения	3798 ($\Delta H = 37$)	Не менее 25
3X	221	0–3762, ниже 3762 – коррозионные повреждения	3742 ($\Delta H = 20$)	Не менее 25
4X	147	0–3838, ниже 3838 – коррозионные повреждения	3868 ($\Delta H = 30$)	Не менее 25
5X	145	0–3858, ниже 3858 – коррозионные повреждения	3881 ($\Delta H = 23$)	Не менее 25
6X	123	0–3787, ниже 3787 – коррозионные повреждения	3844 ($\Delta H = 57$)	Не менее 25
7X	94	0–3345, ниже 3345 – коррозионные повреждения	3579 ($\Delta H = 234$)	Не менее 25
8X	74	0–3806, ниже 3806 – коррозионные повреждения	3816 ($\Delta H = 10$)	Не менее 25
9X	69	0–3822, ниже 3822 – коррозионные повреждения	3828 ($\Delta H = 6$)	Не менее 25
10X	68	0–3749, ниже 3822 – коррозионные повреждения	3717 ($\Delta H = 32$)	Не менее 25
11X	48	0–3882, ниже 3882 – коррозионные повреждения	3907 ($\Delta H = 25$)	Не менее 25
12X	43	0–3860, ниже 3860 – коррозионные повреждения	3855 ($\Delta H = 5$)	Не менее 25
13X	41	0–3949, ниже 3949 – коррозионные повреждения	3868 ($\Delta H = -81$, ниже пакера)	Не менее 25
14X	32	0–3789, ниже 3789 – коррозионные повреждения	3812 ($\Delta H = 23$)	Не менее 25
15X	30	0–3844, ниже 3844 – коррозионные повреждения	3844 ($\Delta H = 0$)	Не менее 25
16X	21	0–3888, ниже 3888 – коррозионные повреждения	3903 ($\Delta H = 15$)	Не менее 25
17X	26	0–3900, ниже 3900 – коррозионные повреждения	3909 ($\Delta H = 9$)	Не менее 25

* ВГФ – водогазовый фактор.

пространства и проникновения в это пространство коррозионно-агрессивного пластового флюида. На всех скважинах хвостовик, находящийся ниже пакера, подвергается процессам коррозии, вероятно, за счет воздействия коррозионной среды на внешнюю поверхность труб.

Проведенный анализ данных контроля технического состояния скважин с НКТ из углеродистой низколегированной стали показал, что применяемая технология ингибиторной защиты с использованием метода продавки ингибитора в пласт позволяет обеспечить эффективную защиту лифтовой колонны с уровня, расположенного на 0–234 м выше пакера.

Полученные результаты подтвердили проектные решения об использовании на скважинах АГКМ комбинированной колонны НКТ, верхняя часть которой может быть скомпонована из труб углеродистой стали типа С-90, нижняя – из труб сплава типа SM2535. Скважины с комбинированной колонной должны эксплуатироваться в условиях применения ингибиторной защиты. Полученные данные и применяемый методический подход могут быть использованы для выбора места перехода «углеродистая сталь – коррозионно-стойкий сплав» для скважин при проведении капитального ремонта.

С целью существенного снижения количества углеводородного растворителя, применяемого для продавки раствора ингибитора в пласт, ВНИИГАЗом в Дополнении к проекту разработки на 2007–2019 гг. было рекомендовано использовать азот. Такая технология позволяет также избежать проблем при пуске скважин с пониженным пластовым давлением после проведения обработки. Когда ствол скважины после закачки заполнен газообразным азотом, скважина легко осваивается.

В период 2009–2010 гг. на шести скважинах месторождения были проведены опытные закачки раствора ингибитора в пласт с использованием азота в качестве продажного агента [5]. Для закачки применялась азотно-конверторная установка, способная нагнетать жидкий азот при давлениях до 70 МПа. Жидкий азот после повышения давления нагревается в теплообменнике и переходит в газообразное состояние, в котором и поступает в скважину.

На нескольких скважинах была реализована технология с распылением раствора ингибитора в закачиваемый поток азота, позволяющая обрабатывать скважины, находящиеся в зонах с низким пластовым давлением. При использовании азота скважины после закачки

ингибитора пускались в работу непосредственно в шлейф без отдувки на амбар. Во время и после проведения опытных работ по опробованию ингибирования скважин методом закачки ингибитора коррозии в пласт с применением азотно-конверторной установки изменений в технологическом режиме установок переработки газа ГПЗ не зафиксировано.

Применяемая технология предусматривает на первом этапе процесса закачки заполнение ствола скважины азотом до установления стационарного значения давления на устье (это будет свидетельствовать о том, что лифтовая колонна полностью заполнена), а затем подачу 33%-ного раствора ингибитора в закачиваемый азот. Однако заполнение азотом НКТ до забоя приводит к дополнительному расходу газа.

С учетом анализа данных, полученных при опробовании технологии закачки ингибитора в пласт с использованием азота в качестве продавочного агента, ВНИИГАЗом была рекомендована следующая последовательность технологических операций при проведении закачки:

- 1) подавать азот в скважину до заполнения фонтанной арматуры и верхней части лифтовой колонны (100–300 м);
- 2) начать подавать 33%-ный раствор ингибитора коррозии в растворителе в распыленном виде в азот, по-прежнему подаваемый в скважину;

3) раствор ингибитора коррозии в распыленном виде подавать вместе с азотом до его полного расхода;

4) после исчерпания раствора ингибитора коррозии продолжать подачу азота до вытеснения закачанного раствора из лифтовой колонны (достижения стационарного давления на устье);

5) продолжать подачу азота и закачивать его в объеме, который был использован от момента начала подачи раствора ингибитора до момента вытеснения этого раствора из лифтовой колонны;

6) после выполнения этапов 1–5 прекратить подачу азота и выдержать скважину в неработающем состоянии от 24 до 72 ч для абсорбции раствора ингибитора коррозии в призабойной зоне;

7) пустить скважину в работу.

На 2013 г. недропользователем запланировано провести работы по ингибированию с применением азота не менее чем на 25 скважинах месторождения.

Таким образом, внедрение технологии ингибиторной защиты скважин методом продавки раствора ингибитора в пласт позволило обеспечить эффективную защиту НКТ и подземного оборудования эксплуатационных скважин АГКМ в условиях высокого содержания в добываемой продукции коррозионно-агрессивных компонентов – сероводорода и диоксида углерода.

Список литературы

1. Филиппов А.Г. Эксплуатация скважин Астраханского газоконденсатного месторождения / А.Г. Филиппов, А.К. Токман, А.Г. Потапов и др. – М.: Газпром экспо, 2010. – 171 с.
2. Raifsnider P.J. Radioactive tracer studies on squeeze inhibition of oil wells / P.J. Raifsnider, V.P. Guinn, C.L. Barr et. al // *Materials Protection*. – 1965. – July. – P. 18–22.
3. Альтшулер Б.Н. Технология защиты от коррозии скважинного оборудования методом закачки ингибитора в пласт / Б.Н. Альтшулер, Н.Е. Легезин и др. // *Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности*. – 1979. – № 8. – С. 15–17.
4. СТО Газпром 029-2007 «Положение о допуске ингибиторов коррозии к применению в ОАО «Газпром».
5. Голубев С.В. Ингибирование скважин с применением передвижной азотно-конверторной установки / С.В. Голубев, К.Ю. Магочкин, Д.В. Пономаренко // *Нефтегаз*. – 2012. – Вып. 2. – www.ntftepixel.ru/node/329.