

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И МЕТОДЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

Д.А. Кузнецов, ведущий инженер ОГМ, ООО «Газпром добыча Оренбург»

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) было открыто в 1966 г. Шириной более 20 км оно протянулось вдоль р. Урал на 120 км. Месторождений, подобных этому, на тот период было в мире считанные единицы, в Европе оно было крупнейшим.

В связи с большой металлоемкостью технологического оборудования объектов ОНГКМ, агрессивностью добываемого и перерабатываемого газа, широкого диапазона рабочих температур и химических составов рабочих сред вопрос защиты оборудования от коррозии остается актуальным на протяжении всей истории Общества.

Ключевые слова: защита от коррозии, ингибиторная защита, ингибиторы, противокоррозионная защита, сероводородная коррозия, коррозионный мониторинг.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

На начальном этапе освоения ОНГКМ пришлось решать проблемы обеспечения целостности и предотвращения коррозионного повреждения оборудования и трубопроводов. Для этой цели было запроектировано применение ингибиторной защиты. Для реализации проектных решений по ингибиторной защите должен был применяться ингибитор Виско 904 фирмы Nalco (США), изготовленный на итальянских химических заводах. В первые же годы возникла проблема с закупкой этого ингибитора. Была поставлена задача по подбору отечественного аналога. Из-за отсутствия в стране промышленности по производству ингибиторов данной проблемой занялись отраслевые институты газовой промышленности. Разработчиком ингибиторов выступил ВНИИГАЗ, разработчиком технологии применения ингибиторов – ЮЖНИИГИПРОГАЗ. В этот период проводятся работы по подбору и испытаниям отечественных ингибиторов.

Период нарастающей добычи продлился с 1974 по 1979 г. Макси-

мальный уровень добычи составил 48,7 млрд м³ в 1981 г. и продержался на таком уровне до 1984 г. С 1985 г. начался период падающей добычи, который характеризуется следующими факторами:

- прогрессирующим обводнением скважин;
- ухудшением выноса жидкости из ствола скважин;
- снижением пропускной способности шлейфовых трубопроводов

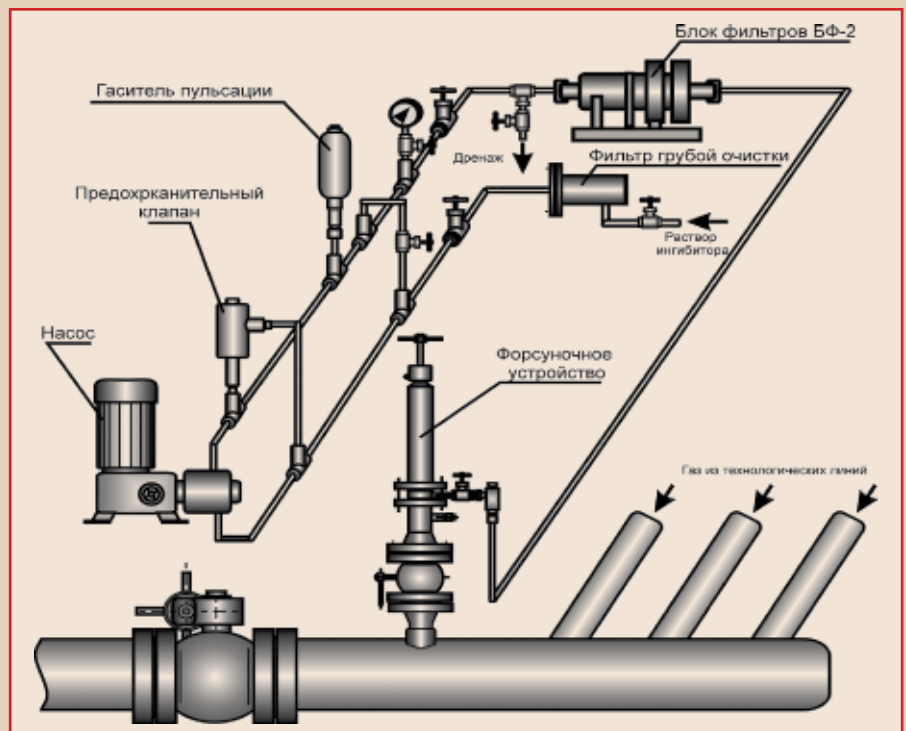


Рис. 1. Схема впрыска ингибитора в начальные участки

в связи со скоплением жидкости на пониженных участках;

- снижением качества подготовки газа на УКПГ, необходимого для транспорта газа;
- снижением пропускной способности сепарационного оборудования;
- увеличением содержания в газе сепарации углеводородов C5+выше.

Вследствие изложенных обстоятельств изменяются качественные показатели подготовки газа. При этом на степень влажности газа значительное влияние оказывают насыщенные пары метанола, углеводородов C5+выше, что способствует возникновению специфических условий протекания процессов электрохимической коррозии в транспортной системе.

Ввод в эксплуатацию в 1984 г. ДКС-1, а в 1987 г. – ДКС-2 позволил на некоторое время снизить относительную влажность транспортируемого газа от УКПГ до ДКС и от ДКС до ОГПЗ до установленных значений. Однако с начала 1990-х гг. в связи с падением пластового давления и снижением дроссель-эффекта по трубопроводам начал подаваться газ с влажностью до 100%, что вызвало увеличение скорости коррозии оборудования и умень-

шение скорости движения газа по трубопроводам. Это создало затруднения в доставке ингибитора к поверхности трубопроводов. Коррозионисты пошли по пути внедрения аэрозольного ингибирования. В течение 10 лет, вплоть до 2009 г., на ОНГКМ проводились испытания различных технологий и устройств обеспечения эффективности данного вида противокоррозионной защиты. После успешных промышленных испытаний по аэрозольному ингибированию газопроводов с применением форсуночных устройств, разработанных РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ООО «ГазпромВНИИГАЗ», все 11 УКПГ Оренбургского газохимического комплекса были оборудованы системой впрыска ингибитора в начальные участки (рис. 1). Внедрение аэрозольного способа продолжается и сегодня.

Ввиду всего отмеченного выше возникла необходимость выбора новых ингибиторов и технологий по условиям эксплуатации. Это потребовало создания новых методик отборочных испытаний, моделирующих реальные условия эксплуатации.

В 2005 г. был проведен большой комплекс лабораторных испытаний

ингибиторов коррозии по новым методикам, моделирующим наиболее жесткие условия эксплуатации промышленных трубопроводов ОГКМ. Испытания связаны с необходимостью выбора и использования на поздней стадии эксплуатации ОНГКМ ингибиторов, обладающих специальными технологическими свойствами в условиях застойных электролитов и в условиях сложности доставки активных молекул ингибиторов к защищаемым поверхностям. Кроме того, перед испытателями стояла задача выбора ингибиторов, образующих устойчивые высокоэффективные защитные пленки в условиях ограниченного поступления активных молекул, в так называемых низких защитных концентрациях, и при образовании зон подсадочковой коррозии.

ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА СЕГОДНЯ

Сегодня ООО «Газпром добыча Оренбург» представляет собой предприятие, в структуру которого входят:

1. Объекты добычи:

- около 900 скважин;
- 11 УКПГ;
- 3 ДКС.

СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЯЯ И НАРУЖНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



ООО «ЮКОРТ» ОКАЗЫВАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВИДЫ УСЛУГ:

- Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе высоковязких материалов на трубы диаметром 114-720 мм;
- Нанесение наружного двух- и трёхслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена на трубы диаметром 89-720 мм;
- Изготовление отводов холодного гнутья диаметром от 114 до 530 мм с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.
- Изготовление гнутых отводов с нагревом ТВЧ диаметром от 89 до 426 мм.
- Изготовление и антикоррозионная изоляция фасонных деталей трубопроводов, сварных узлов.
- Ревизия, гидроиспытание, антикоррозионная изоляция запорной арматуры Ду 50-800 мм.

Прием трубы и отгрузка готовой продукции может осуществляться по железной дороге или автотранспортом.

Продукция ООО «ЮКОРТ» сертифицирована в системе добровольной сертификации ГОСТ Р.

Система менеджмента качества ООО «ЮКОРТ» в 2009 г. сертифицирована в ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь» на соответствие требованиям стандартов ISO 9001:2008 и ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

ООО «ЮКОРТ». Почтовый адрес: 628309, РФ, ХМАО - Югра, г. Нефтеюганск, 6 мкр., д. 28

Тел: +7 (3463) 23-05-17 • Факс: +7 (3463) 25-15-24 • E-mail: yucort@rn-service.ru • www.yucort.ru

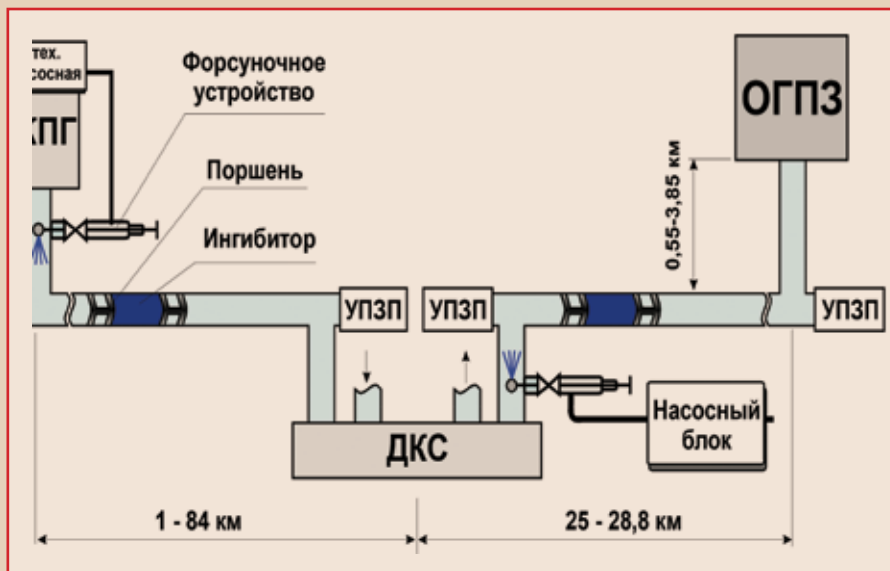


Рис. 2. Схема ингибиторной защиты

2. Объекты переработки газа:

- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ГЗ – гелиевый завод.

3. Объекты транспорта газа:

- магистральные газопроводы;
- продуктопроводы.

На сегодняшний день в ООО «Газпром добыча Оренбург» ингибирование применяется для защиты оборудования ГПУ (газопромысловое управление) и УЭСП (управление по эксплуатации соединительных продуктопроводов).

НД ПО ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЕ

В ООО «Газпром добыча Оренбург» ингибиторная защита выполняется в соответствии с требованиями **СТО Газпром**:

- СТО Газпром 029-2007 «Положение о допуске ингибиторов коррозии к применению в ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 9.3-004-2009 «Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов коррозии в жидких углеводородах, пластовой воде и водометанольных растворах»;
- СТО Газпром 9.3-007-2010 «Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа»;
- СТО Газпром 9.3-011-2011 «Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов»

и внутренними НД:

- «Положение по ингибиторной защите и коррозионному контролю про-

мыслового оборудования и коммуникаций в системе «скважина – шлейф – УКПГ – ДКС – соединительный газо-нефте-конденсатопровод» (ООО «ВНИИГАЗ» от 1998 г. с дополнением от 2002 г. и изм. от 14.04.2004 г.);

- **СТО 13-41-2011** «Инструкция по входному контролю ингибиторов коррозии, поступающих на объекты ООО «Газпром добыча Оренбург»;

- **СТО ИСМ ГПУ 6.3-05-2012** «Проведение работ по контролю технического состояния, защите от коррозии оборудования и трубопроводов ГПУ ООО «ГДО»;

- восемь технологических карт по защите оборудования скважин, объектов промстоков, ингибирование при интенсификации скважин, бездействующего фонда скважин, сепарационного оборудования УКПГ, оборудования ДКС, газопроводов неочищенного газа.

МЕТОДЫ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Оборудование скважин защищается с помощью следующих видов ингибиторной обработки:

- непрерывной или периодической закачкой ингибиторного раствора в затрубное пространство;
- периодической закачкой ингибиторного раствора в НКТ;
- заполнением затрубного пространства скважин КИГ и К.

Шлейфовые трубопроводы защищаются ингибитором, выносимым потоком ГЖС из скважины, который постоянно через ингибиторный или циркуляционный клапан либо периодически по НКТ подается в приза-

бойную зону в составе КИГ и К или в виде других растворов.

Оборудование УКПГ защищается путем периодического ингибирования, непрерывного ингибирования и ингибирования во время ППР.

Защита участков факельных линий с условным проходом больше Ду 50 мм от предохранительных клапанов до факельных сепараторов и факельной установки высокого давления производится один раз в квартал подачей 50%-ного раствора пленкообразующего ингибитора в метаноле через газожидкостную форсунку.

Защита факельной линии низкого давления осуществляется за счет непрерывной подачи очищенного газа в начало факельной линии.

Защита от сероводородной коррозии оборудования и трубопроводов ДКС производится:

- непрерывной подачей парофазного ингибитора;
- периодическими обработками объектов пленкообразующим ингибитором коррозии.

Ежегодно согласно графику ППР производится ингибирование аппаратов и емкостей методом обмазки.

При проведении операций по интенсификации притока к забою скважин используется ингибированная кислота по ТУ 22-205-002033-12-2000. Не позднее семи суток после освоения скважину обрабатывают ингибитором сероводородной коррозии Инкоргаз-21Т, И-55-ДК.

Защита линейной части газопроводов осуществляется поршневым способом, при котором пленка наносится периодически с помощью очистного устройства, проталкивающего перед собой пробку раствора ингибитора в стабильном конденсате (рис. 2).

ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

В ООО «Газпром Добыча Оренбург» применяются следующие ингибиторы:

а) жидкофазные:

- И-55-ДК – для защиты оборудования скважин, шлейфовых трубопроводов, оборудования УКПГ-15, УКПГ-1, а также для поршневания газопроводов УЭСП;
- Инкоргаз 21Т – для защиты оборудования скважин, шлейфовых трубопроводов, оборудования УКПГ-2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14;

- Аминкор – для обмазки внутренней поверхности аппаратов.

б) парофазные:

- А-1-3 – для защиты трубопроводов и аппаратов ДКС-1, 3;
- Д-4-3 – для защиты трубопроводов и аппаратов ДКС-2.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Совершенствование методов ингибиторной защиты в ООО «Газпром добыча Оренбург» продолжается и сегодня. В 2012–2013 гг. в данном направлении проводились следующие работы.

1. Разработка методики стендовых испытаний

Согласно требованиям СТО Газпром 9.3-011-2011, требуется «проведение анализа коррозионного состояния оборудования при использовании ингибиторной защиты различными методами:

- диагностические и технические осмотры;
- дефектоскопии различного назначения (стендовые, натурные);
- экспонирование в агрессивной среде образцов-свидетелей с последующим определением скорости потери металла или изменения технологических свойств;
- введение датчиков, измеряющих параметры среды и скорости коррозии различными методами;
- проведение испытаний разной степени приближения к реальным промышленным условиям (лабораторные, стендовые, эксплуатационные)».

Из перечисленных методов диагностические и технические осмотры в системе коррозионного мониторинга на ОНГКМ реализуются довольно успешно, но по ним сложно оптимизировать систему ПКЗ.

Поэтому для приведения в соответствие требованиям СТО действующей системы ПКЗ проводились работы по отработке методики стендовых испытаний ингибиторов коррозии. Данная методика в условиях практического отсутствия в настоящий момент на ОНГКМ оперативных средств контроля коррозии, сложности их правильного размещения могла бы стать основным элементом системы коррозионного мониторинга. Предлагалось достижение цели за счет отбора водных сред с ингибиторами или без них из различных точек газотранспортной системы, доставка их на стенд и проведение оценки их коррозионной активности за счет создания модели эксплуатационных условий конкретного участка, по которому транспортируется эта среда.

Для реализации этих мероприятий использовался стенд СПКИ 16-5 (рис. 3).

Применительно к условиям ОНГКМ рационально было внедрить в составе методики проведения стендовых испытаний следующие типовые программы:

- определение равновесного распределения ингибиторов в жидких углеводородах и солевом водном растворе после их перемешивания с различной интенсивностью и определения защитного эффекта ингибитора в водной фазе после разделения фаз;
- определение распределения ингибитора коррозии в жидких углеводородах и солевом водном растворе в режиме их расслоенного течения в трубопроводе и защитного эффекта ингибитора в водной фазе при введении ингибитора в углеводородную фазу;

ИНГИБИТОРЫ



Антикоррозионная защита трубопроводов для нефти и нефтепродуктов

ООО «ЛАНКОР» – дочерняя компания ООО «АРГОС», специализированное прогрессивное и динамично развивающееся предприятие, осуществляющее свою деятельность в области оказания услуг по нанесению антикоррозионной защиты стальных труб для сооружения нефтепроводов, технологических и промышленных трубопроводов, транспортирующих нефть и нефтепродукты.



Мы оказываем следующие услуги:

- нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе порошковых эпоксидных материалов на трубы диаметром 114–426 мм;
- антикоррозионная изоляция фасонных деталей трубопроводов;
- подготовки концов труб для системы сборки бесварного механического соединения SURE-LOCK.

Слаженный коллектив и грамотное руководство позволяют максимально быстро среагировать и удовлетворить потребности заказчика.

ООО «ЛАНКОР»

628672, Тюменская обл.,

Ханты-Мансийский АО – Югра,

г. Лангепас, Северная промзона,

влад. 40, корп. 7

e-mail: SecretarLANKOR@argos-group.ru

Тел.: +7 (34669) 3-01-16

Факс: +7 (34669) 3-24-13

www.lankor-Ing.ru

- определение устойчивости защитных пленок, сформированных из различных сред с ингибиторами коррозии;
- определение коррозионной активности водных фаз.

Как показали испытания, решить поставленную задачу на стенде СПКИ 16-5 оказалось весьма сложно из-за громоздкости стенда для оперативного тестирования агрессивности сред, необходимости доставки больших объемов насыщенных газом промысловых жидкостей, сложности перекачивания жидкостей из камер стенда для обеспечения необходимого соотношения фаз (водные – углеводородные). Тем не менее разработанная по результатам испытаний методика позволяет решать задачи, предусмотренные СТО Газпром 029-2007 «Положение о допуске ингибиторов коррозии к применению в ОАО «Газпром», включающие:

- определение защитных свойств ингибиторов в сопоставлении с применяемыми ингибиторами в реальных двухфазных промысловых средах;
- определение характеристик распределения ингибитора по несмешиваемым фазам, в особенности водной;
- проведение экспертных испытаний новых ингибиторов коррозии на модельных жидких средах, насыщенных газом ОНГКМ.

Для определения степени коррозионной агрессивности добываемых сред и эффективности ингибирования без доставки сред на стенд разрабатываются методы получения данных непосредственно на скважине.

2. Разработка классификатора скважин

Для выполнения требований СТО по корректировке режимов ингибиторных обработок в зависимости от степени коррозионной опасности выполнены работы по разработке



Рис. 3. Стенд СПКИ 16-5

«Классификатора скважин по выбору технологий и режимов ингибиторных обработок в зависимости от условий их эксплуатации».

Необходимость разработки классификатора связана с падением энергии пласта ОНГКМ и его обводненностью, ввиду чего прекратились или изменились объемы выноса жидкостей, соотношение фаз (вода – жидкие углеводороды), а также характер эксплуатации скважин (постоянно или периодически работающих с набором давления).

Поэтому действующие технологии защиты по техкартам ингибирования скважин и шлейфов:

- не гарантируют вынос подаваемого на забой ИР многих скважин и его доставку по шлейфу, что увеличивает риск коррозионной опасности, а также приводит к накоплению ингибитора на забое скважины;
- с незначительными объемами выноса пластовых жидкостей из скважины создают в шлейфе очень высокие концентрации ингибиторов в жидкостях (превышают защитную концентрацию до нескольких тысяч раз) при реализации периодических подач ИР, что ведет к перерасходу ингибиторов.

Для совершенствования, оптимизации защиты от коррозии с учетом накопленного опыта защиты скважин и шлейфов ОНГКМ предложены технологии, перекрывающие отсут-

ствие, недостаток (или перерасход) доставки ингибитора потоком газа из скважины.

В соответствии с новым классификатором технология доставки ингибитора и его количество определяют по следующим характеристикам скважин:

а) по выносу жидкости:

- выносящие жидкость;
- не выносящие жидкость;

б) по количеству выносимой жидкости:

- до 15 м³/сут.;
- от 15 до 30 м³/сут.;
- более 30 м³/сут.;

в) по содержанию пластовой воды:

- до 20%;
- более 20%.

В настоящее время данные технологии проходят опытно-промышленные испытания на УКПГ 8, 14.

Внедрение технологий позволит:

- 1) обеспечить высокий уровень противокоррозионной защиты оборудования скважин и шлейфов;
- 2) снизить удельные затраты на реализацию противокоррозионной защиты газовых скважин и шлейфов ООО «Газпром добыча Оренбург»;
- 3) выполнить требования СТО по корректировке режимов ингибиторных обработок в зависимости от степени коррозионной опасности, оценке экономической эффективности и рентабельности ПКЗ и т.д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбранные проектные решения по противокоррозионной защите, а также корректировка этих решений в связи с изменяющимися условиями эксплуатации позволяют на протяжении многих лет удерживать скорость коррозии в пределах проектных значений.

Литература:

1. Иванов С.И., Маняченко А.В., Кушнарченко В.М. Совершенствование ингибиторной защиты газопромысловых объектов Оренбургского НГКМ. – 2004.
2. Маняченко А.В., Пастухов С.В., Кушнарченко В.М., Репях В.С., Кушнарченко Е.В., Ляшенко А.В. Обеспечение работоспособности трубопроводов путем совершенствования ингибиторной защиты. – 2006.
3. Мокшаев А.Н., Нургалиев Д.М., Маняченко А.В. Совершенствование противокоррозионных ингибиторных технологий в скважинах и шлейфах на поздней стадии эксплуатации ОНГКМ. – 2008.
4. Кузнецов Д.А., Маняченко А.В., Ерхов А.Ю., Коханенко А.О. Разработка методики стендовых испытаний ингибиторов коррозии и защитных покрытий. – 2012.
5. Маняченко А.В., Пастухов С.В., Ерхов А.Ю. Выбор технологий и режимов ингибирования скважин и шлейфов ОНГКМ в зависимости от динамики газожидкостных потоков. – 2012.