

Значение температуры газа, которому соответствует максимальный положительный экономический эффект, является оптимальным для данных условий.

Полученный алгоритм позволяет определить значение температуры газа, которому соответствует максимальная экономия средств при строительстве и эксплуатации газопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. При этом учитываются свойства грунтов основания трубопровода и в полной мере обеспечивается безопасность эксплуатации газопровода в сложных геокриологических условиях.

Литература

1. ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/59/59532/#98567> (дата обращения: 14.11.16).
2. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003077> (дата обращения: 14.11.16).
3. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
4. Когляр И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов. – Л.: Недра, 1971. – 248с.
5. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
6. СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (дата обращения: 14.11.16).
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 14.11.16).
8. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/ data_normativ/49/49848/index.php#i167984 (дата обращения: 14.11.16).

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.Н.Шавлов

Научные руководители: профессор В.Г. Лукьянов, доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время известны следующие системы промышленного сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная[1]. На Кальчинском месторождении применяется напорная система сбора, которая предусматривает однострунный транспорт добываемой продукции на участковые сепарационные установки. Поэтому одной из актуальных проблем для Кальчинского нефтяного месторождения, является коррозионное воздействие добываемой продукции, состоящей из нефти, пластовой воды и попутного газа, на промысловые трубопроводы при ее транспортировании от скважины до установки подготовки нефти. Причины вызывающие коррозионное воздействие на промысловые нефтепроводы заключаются в высокой обводненности нефти, которая составляет 86%, а так же состав самих пластовых вод, которые добываются попутно с нефтью.

Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения представляют собой сложные растворы, в состав которых входят неорганические соли, газы, растворимые в воде органические вещества. Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают органические соли: хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. В составе растворённого в пластовой воде газа преобладает метан. Общее содержание в воде растворенных солей принято называть минерализацией. Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод составляет в среднем от 12,21 до 14,21 г/л.[2]

На Кальчинском месторождении в качестве защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии применяется ингибиторная защита. Химические реагенты используются с учётом следующих физических и химических характеристик:

- наименование, процентное содержание, опасность для здоровья компонентов;
- внешний вид, цвет, запах;
- растворимость (в воде, в ароматических углеводородах);
- удельный вес/плотность при 15-20 °С, г/см³ ;
- давление паров при 20°С, млБар;
- рН фактор в разбавленном растворе (концентрация %, моль);
- вязкость, сСт ;
- температура вспышки, температура возгорания, °С ;
- температура распада, °С ;
- температура кипения, °С ;
- температура замерзания, °С

На Кальчинском месторождении применяется ингибитор коррозии АЗОЛ 5010, который автоматически

вводится в общий коллектор на выходе из замерной установки с помощью блока реагентного хозяйства. Ингибитор коррозии АЗОЛ-5010 выделяют в класс азот-содержащих катионных поверхностно-активных веществ, он специально предназначен для антикоррозионной обработки трубопроводов и оборудования в газовой и нефтяной промышленности. Данный ингибитор коррозии не оказывает отрицательного влияния на подготовку товарной нефти, предотвращает коррозионное растрескивание, подавляет рост сульфатовосстанавливающих бактерий, постоянной периодической дозировкой 25 – 50 г/т в течение месяца. Продукт Азол-5010 марки В наиболее эффективно применять при непрерывном способе дозирования в системе нефтесборных коллекторов и напорных трубопроводов в условиях низких скоростей потока при расслоённых режимах течения, а также в системах поддержания пластового давления. Оптимальные рекомендуемые дозировки ингибитора коррозии следующие: - ударная дозировка 100- 150 г/т; - рабочая 15- 25 г/т. Защитное действие фазовой пленки «Азола-5010» в водно-нефтяных эмульсиях составляет 85 – 95% [3] (рис).

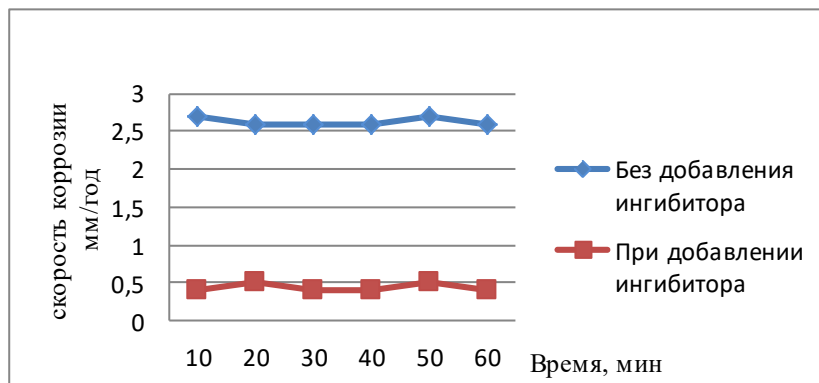


Рис. Зависимость скорости коррозии от времени на нефтепроводе
 При анализе отказов действующих нефтепроводов, были использованы эксплуатационные данные Кальчинского месторождения, которые приведены в таблице.

Таблица

Эксплуатационные данные Кальчинского месторождения

№ п/п	Наименование промыслового трубопровода	Диаметр,мм	Рабочее давление, МПа	Фактическое давление, МПа	Дата отказа
1	Нефтесборный коллектор от скважины №236 до замерной установки	114×8	4,0	0,9	27.09.2011г
2	Нефтесборный коллектор куста №7 от замерной установки (а) до замерной установки (б) точки врезки	159×5	4,0	0,9	05.01.2012г
3	Нефтесборный коллектор от замерной установки куста №1 до узла переключения задвижек	114×10	4,0	0,8	08.08.2013г
4	Нефтесборный коллектор от скважины №280 до замерной установки	114×10	4,0	0,95	09.08.2013г
5	Нефтесборный коллектор от скважины №107 до замерной установки	114×10	4,0	0,5	08.10.2013г
6	Нефтесборный коллектор от скважины №296 до замерной установки	114×8	4,0	0,9	17.02.2014г
7	Нефтесборный коллектор от скважины №235 до замерной установки	114×10	4,0	0,9	23.11.2016г

Из таблицы отказов действующих промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения видно, что за период с 2011 года по 2016 год произошло 7 отказов. Также из таблицы отказов действующих промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения можно сделать вывод, что, основная доля отказов приходится на сборные коллектора пролегающих от скважин до замерных установок, расположенных, на каждой кустовой площадке. Это объясняется тем, что отсутствует защита внутренней поверхности трубы данных коллекторов от коррозионного воздействия.

Учитывая специфику организации транспорта добываемой продукции, от скважины до установки подготовки нефти, а также отсутствие в эксплуатации трубопроводов с внутренним покрытием, ключевым действием по

снижению отказов станет применение комплексного подхода. Комплексный подход предполагает несколько мероприятий.

Первое мероприятие, предполагает обработку технологии закачки ингибитора коррозии через затрубное пространство добывающих скважин, вместо существующей закачки в общей коллектор на выходе из замерной установки. Данное мероприятие позволит охватить защитой от внутренней коррозии сборные коллектора, пролегающие от скважины до замерной установки. В данном мероприятии необходимо также предусмотреть регулярную (не реже одного раза в месяц) корректировку регламента закачек в зависимости от изменений режимов и состава ингибируемой жидкости, а также данных коррозионного мониторинга. Основным объемом ингибиторов коррозии будет закачиваться через затрубное пространство добывающих скважин, что дополнительно обеспечивает увеличение межремонтного периода погружного оборудования и повлияет на снижение объемов текущего и капитального ремонта скважин по причине выхода из строя насосно-компрессорных труб и насосного оборудования. Другим критически важным компонентом успешности ингибирования является дисциплина закачек, чтобы не допускать роста скорости коррозии.

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость, адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов в траншеи, при их температурных перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии[1]. Исходя из этого, вторым мероприятием комплексного подхода будет строительство станций электрохимзащиты, которые в настоящее время не применяются на Кальчинском месторождении для промышленных нефтепроводов. В данное мероприятие также входит использование специальной диагностики работы средств электрохимзащиты нефтепроводов, направленной на оценку защитного эффекта, и выработку методов ее оптимизации и адресного применения. Методику и технологию диагностирования, а также инструментарий разработал Центр коррозионных испытаний Института физической химии РАН. Кроме того, в ходе проведения комплексной диагностики защитного эффекта средств электрохимзащиты разрабатывается сезонная программа технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение защиты от наружной коррозии и, как следствие, снижение отказов.

Третье мероприятие предполагает охват сборных коллекторов Кальчинского месторождения коррозионным мониторингом, без которого невозможна оптимизация ингибирования. Для этого необходимо на каждом сборном коллекторе установить узлы контроля коррозии. Мониторинг будет оставаться главным индикатором корректировки регламента закачек, и его роль по мере снижения отказов только увеличится.

Четвертое мероприятие заключается в возрастании значения точечного «катушечного» ремонта аварийных сегментов трубопроводов с накопленной дефектностью, то есть начать превентивную замену сегментов, проводимую на основе диагностики и оценки рисков возможных отказов. Основной функцией диагностики (неразрушающего контроля) линейной части трубопроводов станет выявление «критических» зон трубопроводов, которое позволит производить «катушечный» ремонт, не дожидаясь системной или очаговой порывности. Он, позволит сохранить в эксплуатации работоспособные трубы, так как на основании результатов диагностики исключаются работы по необоснованному ремонту протяженных участков и последующей замене трубопроводов, которые еще могут эксплуатироваться с минимальным риском отказов.

Для повышения эффективности каждого процесса – ингибирования, электрохимзащиты, диагностирования и ремонта – и получения эффекта синергии в виде продления срока службы трубопроводов и сокращения количества утечек предлагается на основании нормативных документов разработать комплексный подход в решении задачи повышения эксплуатационной надежности промышленных нефтепроводов на Кальчинском месторождении. Таким образом комплексный подход проводится как сумма мероприятий (защита, диагностика, ремонт).

Литература

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела - Уфа: ДизайнПолиграфСервис , 2001-544 с.
2. Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов нефтесборной сети и трубопроводов системы поддержания пластового давления Кальчинского нефтяного месторождения.- Тюмень, 2012
3. Информация из сайта <http://kchz.ru/item/azol5010>