

АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

филиал ТюмГНГУ в г. Нижневартовске

Введение

С начала разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири прошло уже более 50 лет. За этот период основные крупные месторождения обводнились, на многих из них доля извлекаемой из скважин совместно с нефтью пластовой воды давно превысила отметку в 90%. В объемном выражении - это десятки миллионов кубометров минерализованной воды, которую после подготовки и очистки, по другой системе трубопроводов перекачивают в обратном направлении к нагнетательным скважинам и закачивают в пласт. Такая схема разработки месторождений неизбежно приводит к появлению основного осложнения в процессе транспортировки нефтепромысловых сред – коррозии трубопроводных сетей, протяженность которых на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа ХМАО-Югры составляет более 50 тыс. км.

По статистическим данным внутренняя коррозия является основной причиной аварийности промысловых трубопроводов, на ее долю по разным оценкам приходится не менее 70% от общего количества порывов (отказов, инцидентов, аварий), происходящих на нефтяных месторождениях. Остальная часть порывов трубопроводов приходится на механические повреждения труб в процессе эксплуатации, брак при производстве строительных работ, внешнюю коррозию со стороны грунта.

В настоящее время, на федеральном уровне не установлено каких-либо норм, регламентирующих предельные показатели аварийности для промысловых трубопроводов. В ХМАО-Югре нефтяные компании ориентируются на следующие интегральные показатели удельной частоты отказов промысловых трубопроводов: 0,03 шт/км*год на пойменных участках и 0,1 шт/км*год – на остальных участках. Они были приняты еще в 1992г. постановлением Ханты-Мансийского окружного Совета депутатов (№134 от 20.11.1992г).

Реальная аварийность трубопроводов на многих месторождениях превышает вышеприведенные показатели, и вопрос о повышении надежности их эксплуатации продолжает оставаться актуальным. Основной задачей в данном направлении является выбор средств защиты трубопроводов от внутренней коррозии[1]. В данной работе рассмотрены возможности ингибиторов, стальных труб с повышенной коррозионной стойкостью, труб в коррозионно-стойком исполнении и стеклопластиковых труб.

Стеклопластиковые трубы

Стеклопластиковые трубы начали применяться на месторождениях Западной Сибири с середины 90-х годов. С самого начала их внедрения они рассматривались в качестве альтернативы стальным трубам, главным недостатком которых, как известно, является подверженность коррозии.

Стеклопластиковые трубы представляют собой конструкцию из отвержденных полимерных смол, армированных стекловолокном (рис.1).

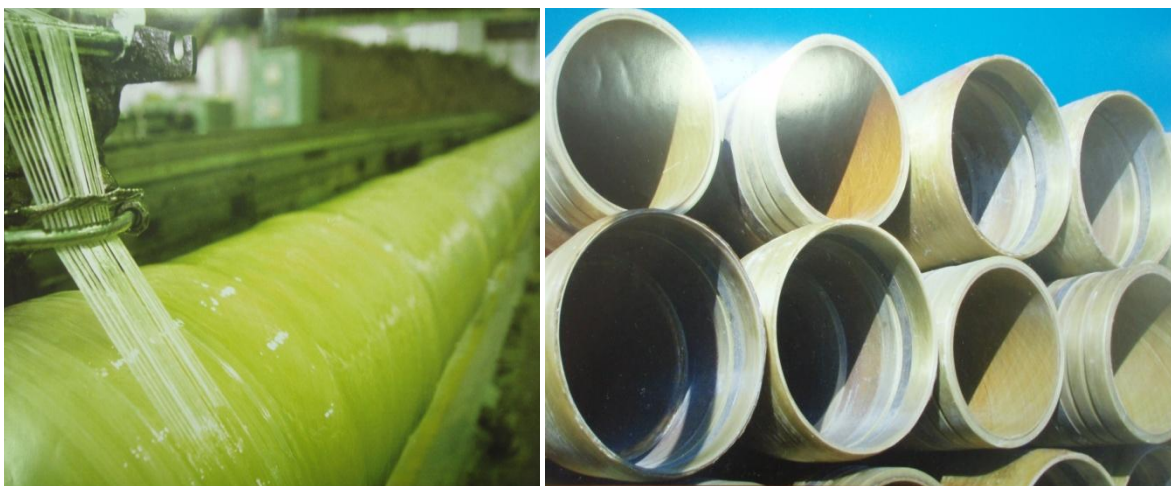


Рис.1 - Стеклопластиковые трубы – изготовление и готовая продукция

Их преимуществом перед стальными аналогами является более (в 4 раза) легкий вес, абсолютная коррозионная стойкость по отношению к пластовым водам, длительный срок эксплуатации (25-50 лет).

Еще несколько лет назад казалось, что стеклопластиковые трубы могут серьезно повлиять на снижение показателей аварийности промышленных трубопроводов до значения 0,01 шт*км/год или один отказ на 100 км труб в течение года[2]. Однако начавшееся более 15 лет назад активное внедрение стеклопластиковых труб на ряде месторождений Западной Сибири впоследствии затормозилось, а затем и вовсе прекратилось из-за наличия ряда скрытых проблем, которые проявились на этапе эксплуатации[3]. Результатом стали преждевременные отказы стеклопластиковых трубопроводов, ремонт которых по сравнению со стальными трубами осложнен, особенно в зимнее время. Характер отказов трубопроводов – от разгерметизации в местах стыковок труб между собой и стыковок с запорной арматурой до изломов «гильотинного» типа на прямолинейных болотных участках.

Одной из основных причин разгерметизации стеклопластиковых труб в местах стыковок с запорной арматурой явилась просадка под ними грунта, что привело к появлению срезающего эффекта крепежа во фланцевых соединениях. Причиной появления утечек в местах соединения стеклопластиковых труб между собой (соединение по типу «ки-лок») были гидравлические удары, которые периодически возникали на участках водоводов низкого давления диаметром 16-20 дюймов (400-500мм).

Изломы «гильотинного» типа были обусловлены значительной просадкой трубопроводов при их прокладке на болотах, доля которых на месторождениях Западной Сибири достигает 70%. Сценарий аварий подобного типа рассмотрен в [4]. Стеклопластиковые трубы в отличие от стальных, обладают низкой сдвиговой прочностью и при отходе от горизонтального положения, в конструкции возникают повышенные нагрузки, действие которых приводит к излому трубы.

Кроме этого, на некоторых месторождениях были отмечены случаи внезапной потери механической прочности, т.е. разгерметизации стеклопластикового трубопровода при подземной прокладке в отсутствии изгибающих напряжений.

Таким образом, несмотря на решение главной проблемы – 100% защиты от коррозии, стеклопластиковые трубопроводы в процессе их эксплуатации на месторождениях Западной Сибири обнаружили большое количество скрытых проблем, которые отрицательно сказались на показателях их общей надежности. В этой связи перспективы их применения на нефтяных месторождениях Западной Сибири оцениваются как незначительные.

Трубы в коррозионно-стойком исполнении

К ним относят стальные трубы, защищенные изнутри слоем эпоксидного покрытия или нержавеющей стали, а также футерованные изнутри полиэтиленовой оболочкой. Снаружи трубы защищены 2-х или 3-х-слойным покрытием на основе полиэтилена заводского нанесения. На месторождениях Западной Сибири наибольшее распространение получили трубы с внутренним эпоксидным покрытием толщиной до 300 мкм, наносимым в цеховых условиях. Их внедрение началось в середине 90-х годов прошлого века, когда на территории ХМАО-Югры были введены в эксплуатацию цеха по нанесению покрытий в г.г. Нижневартовске, Лангепасе и Нефтеюганске.

Для соединения трубопроводов на линейных участках используются втулки, конструкция которой представлена на рис.2.



Рис.2 - Конструкция защитной втулки для соединения труб с внутренним покрытием

Втулка вставляется внутрь трубопровода при его монтаже и механически закрывает сварной шов от воздействия пластовой воды. Имеется и альтернативный способ - бессварочное соединение труб с внутренним покрытием по технологии компании «Батлер» (США), заключающееся в запрессовке одной трубы в другую при помощи гидравлического пресса. Данный способ используется на месторождениях ОАО «Лукойл - Западная Сибирь».

К настоящему моменту парк действующих трубопроводов с внутренним эпоксидным покрытием на Самотлорском месторождении превышает 800 км, а накопленный опыт эксплуатации – 15 лет. Их установка произведена на участках повышенной аварийности, где использование обычных стальных труб совместно с ингибиторами было неэффективным и сопровождалось порывами трубопроводов. К таким участкам относятся подходы к пунктам сепарации, высокоскоростные участки систем нефтегазосбора, на которых имелось дополнительное влияние эрозионного фактора. Это позволило полностью предотвратить порывы трубопроводов по причине канавочной коррозии, что говорит о высокой стойкости эпоксидного покрытия, как к коррозионному, так и эрозионному износу.

Оценка состояния покрытия проводилась после 8 лет работы и показала, что его основные свойства (адгезия, сопротивление изоляции) не изменились, что позволяет прогнозировать 15-и летний срок эксплуатации эпоксидного покрытия. По статистическим данным удельная аварийность трубопроводов с внутренним эпоксидным покрытием составляет 0,005-0,01 шт*км/год и связана с некоррозионными причинами.

Таким образом, трубы в коррозионно-стойком исполнении по итогам многолетнего внедрения подтвердили свою способность повышать надежность трубопроводных систем на участках с наиболее высоким коррозионным и эрозионным износом.

Трубы с повышенной коррозионной стойкостью

В последние годы различными организациями выполнен значительный объем исследований по изучению влияния на скорость коррозии, так называемого, металлургического фактора – состава и структуры углеродистых сталей. Работы по улучшению коррозионной стойкости трубных сталей проводились в двух направлениях – по модификации стали 20 и разработке малоуглеродистых низколегированных сталей с добавками хрома, молибдена и других элементов.

Первые партии труб из модифицированной стали 20 стали применяться на Самотлорском месторождении в 1997г., позднее внедрение труб началось и на других месторождениях Западной Сибири. Применительно к Самотлорскому месторождению оценка уровня аварийности производилась в 2004г. для массива трубопроводов системы нефтегазосбора протяженностью 186 км и сроком эксплуатации от 1 года до 8 лет. По данным анализа удельная частота порывов труб из модифицированной стали 20(20А,20С,20В,22А) составила 0,17 шт/км*год против 0,44 шт/км*год для труб обычного исполнения, изготовленных согласно ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78.

Более поздние данные (2008г.) также говорят о снижении удельной аварийности труб из модифицированной стали 20, по сравнению с трубами обычного исполнения, показатели удельной частоты составили соответственно 0,1 шт/км*год и 0,22 шт/км*год на массиве трубопроводов более 500 км. Снижение абсолютных значений аварийности в обеих группах трубопроводов связано с расширением их охвата ингибиторной защитой. Таким образом, более чем 10-и-летний опыт эксплуатации в условиях Самотлорского месторождения говорит о повышении надежности труб, изготовленных из модифицированной стали 20, по сравнению с трубами обычного исполнения, в среднем в 2,1 раза[5].

Другим путем повышения коррозионной стойкости является применение сталей типа 06Х1, 06ХФ, 08ХМЧА, 08ХМФЧА, 13ХФА с микродобавками хрома, молибдена, и других элементов, которые перспективны для условий углекислотной коррозии, характерной для многих месторождений Западной Сибири. К настоящему моменту имеются данные о коррозионной стойкости труб из стали 13ХФА производства Челябинского трубопрокатного завода, которые в виде катушек длиной 600мм в течение 4-х лет испытывались в байпасной линии на Самотлорском месторождении. По данным инструментальных замеров глубины коррозионных повреждений (рис.3) расчетная скорость язвенной коррозии стали 13ХФА после 4-х лет испытаний составила 0,7 мм/год.

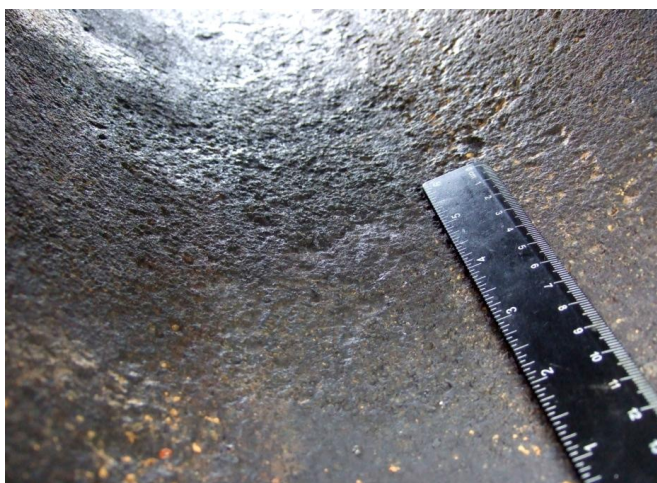


Рис.3 - Внешний вид поверхности трубы из стали 13ХФА после 4-х лет испытаний в байпасной линии на Самотлорском месторождении

Наиболее массово трубы из стали 13ХФА внедряются в последние годы на месторождениях ОАО «Томскнефть». По данным служб, занимающихся эксплуатацией трубопроводов, удельная частота отказов труб из стали 13ХФА составляет 0,06 шт/км*год на массиве несколько сот километров построенных трубопроводов.

Таким образом, на основании опыта эксплуатации труб с повышенной коррозионной стойкостью можно заключить:

- надежность стальных труб, изготовленных из модифицированной стали 20, по сравнению с трубами обычного исполнения (ГОСТ), выше в среднем в 2,1 раза.
- локальная скорость коррозии труб из стали 13ХФА производства ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» по результатам байпасных испытаний (4 года) составила 0,7 мм/год.

Ингибиторы коррозии

Основной объем строительства промысловых трубопроводов по-прежнему, выполняется из стальных труб обычного исполнения (ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78), поэтому единственным методом повышения их надежности на стадии эксплуатации является применение ингибиторов коррозии. Последние представляют собой химические вещества, которые создают молекулярный слой на поверхности металла, тем самым защищая его от коррозии. Поскольку молекулярный слой ингибитора подвержен разрушению, для его поддержки и восстановления подача ингибитора в рабочую среду должна производиться в постоянном режиме.

В последние годы в организации работ по ингибиторной защите трубопроводов на нефтяных месторождениях произошли определенные качественные изменения. В частности, появился широкий ассортимент предлагаемых ингибиторов коррозии, в том числе российского производства, получила развитие система коррозионного мониторинга трубопроводов, в нефтяных компаниях организованы подразделения по эксплуатации трубопроводов.

Сказанное выше уже сейчас позволяет удерживать интегральные показатели аварийности трубопроводов на многих месторождениях на уровне 0,15-0,30 шт*км/год, что в несколько раз ниже показателей, имевших место в 90-х годы прошлого века. Вместе с тем, очевидно, что ставка только на ингибиторы коррозии для достижения уровня аварийности 0,1 шт*км/год и ниже может быть недостаточной, поскольку в данной области имеется ряд проблем, в основе которых лежит, так называемый, человеческий фактор. К их числу относятся недопоставки ингибиторов, нарушение технологических регламентов их закачки, несистемное проведение мониторинга, недостаточная подготовка персонала.

В этой связи основная роль ингибиторов коррозии может быть определена как тактическая, а именно - текущее поддержание уровней аварийности уже построенных и эксплуатируемых трубопроводов. В то же время для нового строительства и реконструкции трубопроводных сетей с целью снижения физического объема незащищенных углеродистых сталей следует использовать трубы в коррозионно-стойком исполнении. Данная цель относится к категории стратегических и требует выделения средств на капитальное строительство.

Заключение

Анализ опыта внедрения средств антикоррозионной защиты трубопроводов в период 1995-2014г.г. показывает, что для достижения удельной частоты порывов 0,1 шт*км/год и ниже необходим комплексный подход к решению данной задачи, заключающийся в рациональном применении труб в коррозионно-стойком исполнении, труб с повышенной коррозионной стойкостью на этапах замены и реконструкции трубопроводных сетей и совершенствовании ингибиторной защиты уже эксплуатируемых стальных трубопроводов.

Несмотря на решение главной проблемы – полной защиты от коррозии, стеклопластиковые трубопроводы в процессе их внедрения (15 лет) обнаружили большое количество скрытых проблем, которые отрицательно сказались на показателях их общей надежности. В этой связи их применение на нефтяных месторождениях Западной Сибири оценивается малоперспективное.

Литература

1. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2005.-332с.
2. Завьялов В.В., Андреева Н.Н. Средства антикоррозионной защиты трубопроводов в условиях высокой обводненности. Нефтяное хозяйство, 2003, с.91-95.
3. Завьялов В.В., Кольцов В.А.Эффективность методов и средств антикоррозионной защиты трубопроводов на месторождениях ХМАО-Югры. В сб. «Трубопроводный транспорт-2009». Материалы 5-й международной учебно-научно-практической конференции, Уфа: Изд-во УГНГУ, 2009, с.306.
4. Ситников В.Т., Перевозченко В.И., Осипов Е.Г. Учет неравномерной просадки оснований при строительстве стеклопластиковых трубопроводов. Нефтяное хозяйство, 2001, №6,с.66,67.
5. Завьялов В.В., Кольцов В.А., Нам О.С., Ситников В.П. О выборе стальных труб для строительства и реконструкции систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. Нефтяное хозяйство, 2010, №3, с.121-124.