

УДК 620.193

Ф.С. Исмаилов, к.т.н.,

М.М. Курбанов, к.х.н., с.н.с.,

Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа (НИПИ «Нефтегаз») Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР)

Проблемы коррозии гидротехнических сооружений, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов на суше и на море

Для увеличения добычи нефти и газа и достижения запланированных коэффициентов нефтеизвлечения пластов на месторождениях, находящихся на море и на суше, в первую очередь необходимо повысить эксплуатационную надежность гидротехнических сооружений, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, проложенных по дну моря и на земле. Эффективность эксплуатации морских платформ, эстакад, трубопроводов и других гидротехнических сооружений зависит от агрессивности морской воды, климатических условий, конструктивных особенностей сооружений, а также электрохимической защиты от коррозии.

Исследования последних лет и практика разработки нефтяных и газовых месторождений Азербайджана показали, что обеспечение надежной работы нефтегазопромыслового оборудования, гидротехнических сооружений и трубопроводов возможно только при условии знания комплекса профилактических и специальных методов защиты. Выбор защитных мероприятий определяется особенностями эксплуатации оборудования, механизмов их коррозионного разрушения и экономическими показателями. Эффективному внедрению на нефтяных и газовых месторождениях противокоррозионных мероприятий будет способствовать создание в составе нефтегазодобывающих управлений специализированных служб по профилактике и борьбе с коррозией, оснащение их необходимой техникой, оборудованием и современными средствами контроля за эффективностью применяемых методов защиты. Если срок службы скважин при современных методах добычи нефти составляет 10–20 лет, то срок эксплуатации отдельных участков с разными глубинами залегания нефтеносных пластов составляет несколько десятилетий [1]. Развитие коррозионных разрушений зависит от конструктивных особенностей сооружений, их расположения относительно уровня воды на море, условий эксплуатации, обрастания в воде животными и растительными организмами и ряда других факторов. Морские глубоководные платформы и трубопроводы – это сложные, ответственные дорогостоящие сооружения, обладающие по сравнению с наземными сооружениями целым рядом специфических особенностей. Поэтому они должны обладать высокой надежностью, высокой технологичностью, хорошей свариваемостью, повышенной коррозионной, коррозионно-механической и микробиологической стойкостью при строительстве и эксплуатации. Борьба с коррозией на морских промыслах весьма затруднена из-за специфических условий их строительства и экс-

плуатации. К таким условиям относятся большие объемы работ по ремонту защитных покрытий, построенных сооружений, в особенности при коротких межремонтных сроках, частое прекращение незаконченных работ вследствие штормов; труднодоступные участки, осложняющие противокоррозионные работы при строительстве сооружений и ремонте защитных покрытий (особенно в зоне периодического смачивания), разрушение защитных покрытий при транспортировании элементов конструкции [2].

Исследования показали, что проблему защиты от коррозии морских нефтепромысловых и гидротехнических сооружений нельзя экономично решить лишь только подбором специальных стойких сталей, хотя коррозионная стойкость конструкционных материалов является одним из важнейших факторов, влияющих на повышение прочности показателей конструкционных изделий.

Основными способами борьбы с коррозией являются нанесение неметаллических и металлических защитных покрытий и электрохимическая защита. При защите необходимо учитывать, что морская коррозия – электрохимический процесс.

Коррозионные процессы в подводном трубопроводе происходят в металле, находящемся в напряженно-деформированном состоянии (от внутреннего давления и внешних нагрузок), т.е. здесь имеет место коррозия под напряжением.

Прокладке трубопроводов предшествуют исследования грунтов, расчеты устойчивости и т.д. Прокладка трубопроводов в морских условиях имеет свою специфику.

Устойчивость трубопровода, которая определяется взаимодействием трубопровода и породы, зависит от большого числа факторов: от профиля грунта и геологии места прокладки, от свойств грунта (несущая способность, коррозионная агрессивность, вероятность размыва и осадконакопления и т.д.).

В качестве необходимого мероприятия, обеспечивающего успешную безаварийную эксплуатацию нефтяных месторождений, особенно на поздних стадиях разработки, следует проводить мониторинг коррозионного состояния объекта. Присутствие в транспортируемой жидкости больших количеств попутно добываемой воды, содержащей такие агрессивные агенты, как сероводород, углекислый газ, хлорид- и сульфат-ионы и т.д., ведет к усиленному разрушению внутренней поверхности оборудования и трубопроводов. Применение различных средств защиты – ингибиторов, легированных

коррозионно-стойких сталей, защитных покрытий, неметаллических труб, различных протекторов – позволяет продлить срок службы гидротехнических сооружений и трубопроводов.

Однако даже самая эффективная система защиты имеет свои недостатки и требует постоянного контроля. Кроме того, чтобы выбрать наиболее рациональный способ противокоррозионной защиты, необходимо располагать исчерпывающей информацией об агрессивности окружающей среды транспортируемой жидкости и возможном характере коррозионных поражений. Для всех этих целей и используется коррозионный мониторинг.

ОБЫЧНО В КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ТРУБОПРОВОДОВ ВХОДЯТ:

- физико-химический анализ транспортируемых жидкостей;
- измерение скорости коррозии стали на потенциально коррозионно-опасных участках;
- визуальный контроль за состоянием сооружения и трубопроводов и металлографический анализ дефектов участков;
- замеры толщины трубы и оборудования, применение различных физических методов для обследования внутренней и наружной частей металлоконструкций;
- коррозионная агрессивность морской воды;
- коррозионная агрессивность почв и т.д.

Проведение физико-химического анализа необходимо для выявления и контроля коррозионной агрессивности среды, контроля за содержанием коррозионно-активных компонентов жидкостей, транспортируемых по трубопроводам, а также для разработки мероприятий по уменьшению их негативного влияния.

Замеры скорости коррозии стали гидротехнических сооружений и труб электрохимическим методом позволяют практически непрерывно отслеживать мгновенную скорость коррозионных процессов и оперативно реагировать на ее изменение.

Обследование дефектных участков сооружений и трубопровода проводят для выявления характера коррозионных повреждений металла, вида и состава продуктов коррозии, наличия внутренних дефектов металла. Контроль за толщиной стенки и обследование внутренней полости трубопроводов позволяют обнаружить опасные локальные

дефекты металла (коррозионные или механические повреждения, заводской брак и т.п.) и заменять только потенциально аварийные участки, не прибегая к полному вскрытию трассы трубопроводов.

Для измерения скорости коррозии применяют узлы контроля коррозии. Обычно их устанавливают на водоводах сточной воды и на протяженных нефтепроводах, перекачивающих обводненную продукцию нефтяных скважин, в которых велика вероятность выпадения водных скоплений по трассе. К таким потенциально коррозионно-опасным участкам нефтепровода относятся места, где могут существовать застойные зоны из отделившейся в процессе транспортировки попутно добываемой воды, что ведет к резкому увеличению скорости коррозии внутренней поверхности труб.

При эксплуатации подводных трубопроводов на глубоководном шельфе сталь и ее сварные соединения могут контактировать с морским грунтом и илом.

Агрессивные компоненты и агенты, находящиеся в составе грунта и ила, действуют на стойкость металла в указанных средах.

Основными из агрессивных агентов, способствующими понижению прочностных показателей стали, являются сероводород и сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ).

Анализ показал, что отдельные слои донных грунтов морских нефтегазовых месторождений содержат до десятков тысяч СВБ в одном грамме грунта, а также сероводород.

Проведенные исследования показали, что увеличение влажности ила грунта приводит к ускорению коррозионных процессов, т.е. увеличивается скорость сплошной и питтинговой коррозии стали.

Оценка коррозионной трещиностойкости металлов и сплавов базируется на теоретических предпосылках и расчетных методах, созданных в рамках линейной механики разрушения. Ее использование при изучении коррозионных разрушений становится возможным потому, что воздействие агрессивных рабочих сред способствует, как правило, уменьшению пластической деформации и охрупчиванию изломов. Такие условия реализуются в процессе длительных циклических, а также и статических нагружений.

Вместе с тем широкое использование низко- и среднепрочных металлов требует применения в механике коррозионного разрушения новых нелинейных подходов, учитывающих реализацию при разрушении пластической деформации.

В задачах механики коррозионного разрушения нельзя игнорировать допол-

нительные особенности разрушения, обусловленные физико-химическими факторами взаимодействия сред с напряженным металлом. Поэтому при использовании механики разрушения должна учитываться феноменология самых разнообразных коррозионных разрушений в зависимости от типа исследуемых систем «металл – среда». В любом коррозионно-механическом разрушении, которое протекает под действием статических или циклических нагрузок, можно различить три стадии процесса: стадию образования поверхностных локальных коррозионных дефектов, завершающихся возникновением макротрещин, стадию субкритического роста трещин и, наконец, стадию конечного кратковременного излома изделия. Механика коррозионного разрушения исследует процессы, протекающие на второй и третьей стадиях процесса коррозионно-механического разрушения, т.е. сопротивляемости распространению трещин в сплавах при воздействии коррозионных сред, их коррозионной трещиностойкости.

В соответствии с наиболее характерными видами механических нагрузок, различают кратковременную трещиностойкость, коррозионно-статическую и коррозионно-циклическую. Вместе с тем для понимания всего процесса разрушения важен начальный этап коррозионного трещинообразования.

Принято считать, что снижение сопротивления развитию трещины в конструкционных сплавах при взаимодействии агрессивной среды возможно из-за трех основных причин: а) адсорбционного воздействия поверхностно-активных сред; б) водородного охрупчивания материала в кончике трещины; в) локального анодного растворения металла как фактора продвижения трещины.

Перечисленные выше факторы могут действовать одновременно и раздельно.

Были установлены четыре специфические зоны коррозионных разрушений морских нефтепромысловых гидротехнических сооружений (зона морской атмосферы, периодического смачивания, полного погружения в воду и донного грунта), различающиеся по скорости коррозии. Скорость коррозии металлоконструкций в морской атмосфере свыше 6 м над уровнем спокойного моря для мелководных сооружений зависит от метеорологических факторов, эксплуатационных условий, а также конструктивных особенностей сооружений. Было выяснено, что в зоне периодического смачивания имеет место специфическая атмосферная коррозия,

которая развивается под слоем продуктов коррозии, пропитанных морской водой, где при высокой влажности и интенсивной деполяризации агрессивное воздействие осуществляется кислородом воздуха и гидратированными окислами железа. Коррозия имела неравномерный характер, а границы зоны периодического смачивания зависели от глубины моря и волнового режима [3].

Скорость коррозии опор и их анкеров в морском донном грунте в мелководных акваториях небольшая. В грунтах месторождений Гюнешли, Азери, Кяпаз, Шахдениз, Умид имеет место сильная микробиологическая коррозия, провоцируемая сульфатредуцирующими бактериями. Обследование состояния незащищенных от коррозии опор морских гидротехнических сооружений в зоне периодического смачивания после 25–30-летней эксплуатации показало, что толщина слоя продуктов коррозии была равна 7–12 мм.

С целью подбора коррозионно-стойких сплавов в трех зонах морской коррозии была исследована коррозионная стойкость малоуглеродистых, углеродистых, низко- и высоколегированных сталей при различных сочетаниях легирующих элементов, а также алюминиевых сплавов.

БЫЛО УСТАНОВЛЕНО, ЧТО:

- коррозионная стойкость малоуглеродистых и углеродистых сталей практически одинакова;
- коррозионная стойкость некоторых низколегированных сталей в атмосферной зоне на 20–40% выше, чем у Ст. 3;
- скорость коррозии испытанных низколегированных сталей в зоне периодического смачивания незначительно отличается от углеродистых сталей;
- в подводной зоне некоторые низколегированные стали корродируют в два раза медленнее, чем Ст. 3;
- в зоне морской атмосферы высокую коррозионную стойкость показали сплавы X13, X17, 0X18H9, X18H9T, ДН-46 и ДИ-47, в зоне периодического смачивания – аустенитные нержавеющие хромникелевые стали, а в подводной зоне – хромникелевые стали.

Увеличение срока службы металлоконструкций сооружений, работающих под циклическим напряжением, возможно путем воздействия на катодную реакцию восстановления кислорода как на основной контролирующей коррозию

электродный процесс. Это достигается путем применения специально разработанных покрытий и электрохимической защиты.

Лакокрасочные материалы, предназначенные для защиты от коррозии опор эксплуатирующихся сооружений в зоне периодического смачивания должны иметь способность наноситься по мокрой поверхности. В зоне периодического смачивания внедрялась композиция на основе битума, модифицированная полипропиленом, полиэтиленом и индустриальным маслом. На основе кубового остатка от ректификации стирола (КОРС) и нефтеполимерной смолы СПП был получен лак КОРС. На базе этого лака были разработаны Эмали ПС различных цветов. Объем их внедрения составлял более 500 т в год.

Было установлено, что при применении цинконаполненных красок в качестве грунтовок в зоне периодического смачивания и подводной зоне значительно облегчается катодная поляризуемость стали и увеличивается зона распространения катодного тока. Для защиты от коррозии и коррозионной усталости стали были исследованы металлические цинковые и алюминиевые покрытия, наносимые на сталь различными способами. При строительстве опор эстакад в надводной части начали применяться цинково-диффузионные покрытия. Из термооцинкованных труб было построено более 90 км эстакад и элементы морских стационарных платформ, что позволило увеличить межремонтный период более чем в два раза.

В силу значительной обводненности скважин, высокой минерализации пластовых вод и наличия в них агрессивных газов на суше на нефтяных и газовых месторождениях также происходит интенсивная коррозия подземного (НКТ, штанги, обсадные колонны) и наземного (выкидные линии, коллекторы) оборудования и трубопроводов. Большинство пластовых вод являются жесткими, для них характерно наличие значительного количества ионов хлора, 70% которых находятся в связанном состоянии с ионами натрия. Пластовые воды являются сильным электролитом, а коррозия оборудования обводненных скважин является электрохимическим процессом, протекающим в основном с кислородной деполяризацией.

По степени износа оборудования скважины подразделяются на 3 категории. К первой категории отнесены скважины, где среднегодовая заменяемость труб и штанг составляет не более 20% от всей длины колонны. К этой категории относятся так называемые слабокоррозионные скважины, в которых срок

службы оборудования практически соответствует амортизационному. Скорость коррозии в этих скважинах не превышает 0,4–0,5 мм/год.

Ко второй категории отнесены скважины, где среднегодовая заменяемость труб и штанг составляет 20–50% от всей длины колонны. Скорость коррозии в этих скважинах порядка 1,0–1,25 мм/год.

К третьей категории относятся скважины с интенсивной коррозией, где среднегодовая заменяемость труб и штанг выше 50%. Скорость коррозии в этих скважинах – более 2–3 мм/год.

Основными видами коррозионного разрушения труб, штанг и другого нефтепромышленного оборудования являются сквозные проржавления на большой поверхности труб, разъедания тела трубы в резьбовой части, сквозное проржавление в виде крупных отверстий вблизи резьбового соединения, точечная коррозия по всей поверхности труб и штанг. Для штанговых муфт и клапанных узлов глубинных насосов характерны разрушения в результате совместного действия коррозии и механического износа. Окалина в забое может образовываться в скважинах, где вопрос коррозии стоит наиболее остро. Очень интенсивно развивается коррозия под воздействием сжатого влажного воз-

духа на поверхности труб в кольцевом пространстве между первым и вторым рядом подъемных труб (при эксплуатации двухрядным лифтом) или между обсадной колонной и колонной подъемных труб (при однорядном лифте), т.е. на поверхностях, непосредственно контактирующих с потоком влажного воздуха.

В обоих случаях коррозия приводит к серьезным осложнениям в эксплуатации скважин, частым ремонтам для замены поржавевших труб, закупорке кольцевого пространства продуктами коррозии, прихватам труб второго ряда трубами первого ряда лифта. Осыпающиеся с поверхности труб на забой скважины продукты коррозии (окалина) зачастую перекрывают фильтрационную зону скважины, затрудняя приток жидкости из пласта.

Ингибиторы коррозии рекомендованы для защиты всего подземного оборудования скважин, выкидных линий, внутривидеоскопических нефтесборных коллекторов, трубопроводов сточных вод и корпусов рабочих колес центробежных насосов. Создаваемая защитная пленка предохраняет контакт агрессивной пластовой воды с поверхностью оборудования и устраняет либо резко тормозит электрохимическую коррозию. Защита обсадных колонн в действующих

скважинах (добывающих и нагнетательных) обычно осуществляется с помощью ингибиторов коррозии. Однако при этом достигается защита лишь внутренней поверхности обсадных колонн, а наружная поверхность не может быть обработана ингибиторами. В то же время одной из главных причин нарушения герметичности обсадных труб является их коррозионное поражение вследствие воздействия агрессивных сред с внешней стороны. При строительстве (бурении) скважины ее ствол обсаживается трубами несколько раз. Вначале оборудуется так называемый кондуктор (обычно на небольшую глубину), и пространство между породой и им полностью цементируется. Затем после следующего этапа бурения ствол скважины обсаживается одной или двумя техническими колоннами в зависимости от глубины и горно-геологических условий. Наконец, при доведении ствола скважины до продуктивного слоя он обсаживается эксплуатационной обсадной колонной. Тампонаж эксплуатационной колонны, как и промежуточных технических колонн, не всегда производится до устья скважины, вследствие чего часть наружной поверхности обсадных труб находится в непосредственном контакте с породами, которые могут быть носителями агрессивных минера-



Ведущая российская научно-производственная компания предлагает к использованию протяженные гибкие заземлители из электропроводной резины – современные средства электрохимической защиты от подземной коррозии: газопроводов, нефтепроводов, теплотрасс, продуктопроводов, резервуаров долгосрочного хранения ГСМ, любых иных металлических сооружений любой формы и металлоемкости.



Система менеджмента качества соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ИСО 9001:2000)

Свидетельства на товарные знаки "ЭР" и "ПАР", рег. № 225481, № 225482, № 345471, № 345472

Патент РФ № 2236483, Патент РФ № 2291226 на электроды анодного заземления

Методика "Способы защиты подземных металлических сооружений от коррозии протяженными гибкими анодами (ПГА)"

ДЛЯ ВАС МЫ ГОТОВЫ ПРОВЕСТИ:

- диагностику текущего состояния металлических конструкций;
- подбор необходимых средств ЭХЗ;
- расчет и проектирование системы ЭХЗ;
- поставку электродов анодного заземления и шеф-монтаж;
- консультации по всем вопросам производства и применения протяженных гибких анодов ПАР и ЭР.

ООО «МИНАДАГС» E-mail: info@minadags.ru www.minadags.ru

Малая Пироговская ул., 1, МИТХТ, Москва, 119435, Т./ф. (499) 246 27 41

шоссе Энтузиастов, 5, ВНИИ КП, оф. 1204, Москва, 111024, Т./ф. (495) 225 87 76

лизованных вод, к тому же насыщенным газом (H_2S , CO_2).

Различие физико-химических свойств природных вод, контактирующих непосредственно с обсадными трубами на различных глубинах, и колебания температурных режимов способствуют развитию электрохимических процессов с активной анодной или катодной реакцией вследствие образования макроразличия потенциалов на внешней поверхности обсадной колонны. В этих условиях единственно приемлемым методом является электрохимическая защита. Механизм электрохимической защиты заключается в смещении электродного потенциала металла, возникающего при контакте с электролитом, в отрицательную сторону путем наложения постоянного тока от внешнего источника, в результате чего прекращается работа микро- и макроразличия потенциалов. Катодная защита наружной поверхности обсадных колонн нефтяных скважин осуществляется присоединением отрицательного полюса станции катодной защиты к обсадной трубе на устье скважины и положительного полюса к вспомогательному заземлителю, являющемуся анодом цепи. Отрицательный полюс источника тока, присоединенный к обсадной колонне, катодно поляризует всю защищаемую поверхность и превращает анодные участки макропар в катодные. При этом потенциалы катодных и анодных участков практически выравниваются, и, следовательно, электрохимический процесс прекращается. Катодная защита обсадных колонн нефтяных скважин осуществляется по индивидуальной, групповой или кустовой схемам. Способ катодной защиты обсадных колонн является достаточно эффективным средством устранения их коррозионного поражения.

При эксплуатации скважин штанговым глубинно-насосным способом, которым эксплуатируется более 90% общего фонда скважин на суше Азербайджана, подземное оборудование (НКТ и глубинно-насосные штанги) подвергается интенсивному коррозионному воздействию нефтегазозводной системы. Взаимное трение НКТ и глубинно-насосных штанг способствует снятию (сдиранию) с поверхности металла окисной пленки, его оголению и образованию между зачищенными и незачищенными поверхностями металла макропор, в которых зачищаемая часть выполняет функцию анода. Кроме того, наличие в системе значительного количества механических примесей (кварцевого песка) также способствует абразивному сдиранию окисной пленки с поверхности

металла. С другой стороны, подземное оборудование скважин, эксплуатируемых глубинно-насосным способом, находится под действием знакопеременных нагрузок и в зависимости от глубины спуска лифта – под различным давлением.

Таким образом, процесс коррозионного и коррозионно-эрозийного износа подземного нефтепромыслового оборудования носит многофакторный характер. Необходимо учитывать интенсивность коррозионно-механического износа оборудования, который также зависит от отдельных факторов, скорость коррозии стали, поверхность трения, скорость потока жидкости, общую длину прохождения ползуна, время и т.д. Для выявления степени воздействия этих факторов используют классический метод исследования, который заключается в изменении одного из параметров, оставляя постоянными остальные. Такой подход к решению этой задачи требует больших затрат времени, т.к. для каждого фактора проводится своя серия опытов, не используемая в дальнейшем при изучении влияния других факторов.

В процессе бурения нефтяных скважин коррозия редко приводит к серьезным осложнениям. Объясняется это тем, что стальное оборудование (бурильные и обсадные трубы) работают обычно в слабощелочных средах, т.е. в среде бурового раствора, часто содержащего в своем составе некоторые ингибирующие добавки.

Тем не менее в некоторых случаях, особенно при бурении очень глубоких скважин, коррозия может развиваться достаточно интенсивно и осложнить процесс проходки или привести к аварийной ситуации.

Один из таких случаев имел место при проходке сверхглубокой скважины СГ-1 Саатлы (Азербайджан) на суше (с проектной глубиной 15 тыс. м) в интервале глубин между 6500–7000 м. Обычно при бурении очень глубоких скважин крепление стенок осуществляется в несколько этапов с помощью технических обсадных колонн. Однако чтобы техническая колонна не изнашивалась бурильным инструментом, в скважину спускают на довольно большую глубину защитную фальшколонну. В упомянутой скважине имел место случай интенсивного коррозионного поражения именно такой 245-миллиметровой защитной колонны, спущенной на глубину 3524 м. При профилактическом осмотре фальшколонны на ее наружной поверхности был обнаружен слой ржавчины бурого цвета толщиной 0,5–1,0 мм. При снятии продуктов коррозии на поверхности

трубы были видны коррозионные поражения в виде пятен и неглубоких язв (0,2–0,3 мм) при толщине стенки обсадных труб 14 мм. Обследованием состояния этих труб было установлено, что в период подъема бурильного инструмента для смены долота уровень бурового раствора в скважине снижается на 70–100 м.

При изучении причин, вызывающих коррозию, высказывались предположения о возможном присутствии в буровом растворе агрессивных газов (CO_2 или H_2S) или солей. Однако дальнейшие исследования не подтвердили это предположение, т.к. оказалось, что в буровом растворе содержались компоненты, не обладающие коррозионно-агрессивными свойствами. Для определения скорости коррозии стали в буровом растворе поступали следующим образом. Одни образцы полностью погружали в раствор, и их поверхностный слой не обогащался кислородом воздуха. В другом случае образцы, помещенные в буровой раствор, периодически (через каждые 10–15 минут) извлекались и подвешивались над сосудом для насыщения пленки бурового раствора кислородом воздуха.

Результаты опытов показали, что скорость коррозии стальных образцов, постоянно погруженных в буровой раствор, составила $0,013 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$, а скорость коррозии стальных образцов, периодически извлекаемых из раствора, – $0,039 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$. Таким образом, при периодическом обогащении кислородом поверхности стали, смоченной буровым раствором, скорость коррозии возрастает в 3 раза. Проведенные опыты позволяют констатировать, что электрохимический процесс коррозии на поверхности труб в период снижения уровня бурового раствора в кольцевом пространстве между технической обсадной колонной и защитной колонной протекает с кислородной деполяризацией.

Исходя из этого, для случая защитной колонны скважины СГ-1 верхняя зона поверхности труб, где в период снижения уровня бурового раствора облегчен доступ воздуха, становится катодом пары дифференциальной аэрации, а зона под раствором – анодом. Поэтому в нижней части поверхности трубы под раствором коррозия протекает более интенсивно. Химический анализ продуктов коррозии, снятых с фальшколонны, определил наличие Fe_2O_3 в количестве 80,75%, SiO_2 – 2,1%, $CaCO_3$ – 8,75%, органики – 8,4%, из чего следует, что большую часть продуктов коррозии составляют окислы железа, что подтверждает протекание процесса коррозии с кислородной де-

поляризацией. Наличие SiO_2 и CaCO_3 связано с обогащением бурового раствора элементами выбуренной породы, а присутствие органики – с пропиткой окарины буровым раствором. Для предотвращения коррозии можно использовать ингибиторы. В период снижения уровня бурового раствора ингибитор подается в скважину из специального бачка емкостью 5–6 м³ до постепенного заполнения освободившегося пространства до устья. Периодичность подачи ингибитора должна соответствовать периодичности проведения спуско-подъемных операций. Подача ингибитора в скважину обеспечивает образование защитной пленки на поверхности обсадных труб и наружной поверхности бурильного инструмента, что предотвращает развитие коррозионного процесса с кислородной депольризацией. По такой же схеме защита может быть осуществлена с помощью активной нефти.

Для повышения нефтеотдачи пластов проводятся различные технологические мероприятия: нагнетание воды и газа, термическое воздействие на пласт, нагнетание химических реагентов и т.д., которые оказывают существенное влияние на работоспособность нефтепромыслового оборудования и его сохранность. Поэтому для стабилизации до-

бычи нефти и достижения запланированных коэффициентов нефтеизвлечения пластов на месторождениях в первую очередь необходима тщательная работа с эксплуатационным фондом скважин, предотвращающая случаи аварийного выхода из строя оборудования и обуславливающая его надежную эксплуатацию на протяжении длительного времени.

Исследование условий и причин разрушения металла и разработка мероприятий по повышению надежности эксплуатации нефтепромыслового оборудования являются актуальной проблемой. Для эффективного решения этой проблемы были разработаны стеклопластиковые трубы. Высокая коррозионная стойкость и прочность, технологическая простота изготовления, несмотря на относительно высокую стоимость материалов, делают стеклопластиковые трубы весьма эффективным средством борьбы с коррозией, а также соле- и парафиноотложениями. Стеклопластиковые трубы используются для изготовления хвостовиков обсадных колонн, НКТ, трубопроводов, эксплуатируемых в условиях высокоагрессивных сред. Стеклопластиковые трубы на основе эпоксидных смол имеют множество преимуществ. Стекловолокно, пропитанное эпоксидной смолой, не подвер-

жено коррозии и поэтому не требует изоляции (внутренней или внешней), химических ингибиторов, катодной и анодной защиты. Еще одним преимуществом является увеличение срока службы насосов и другого встроеного в трубопровод оборудования из-за полного отсутствия в потоке частиц ржавчины. Низкая теплопроводность уменьшает потери тепла из системы трубопроводов, вследствие чего во многих случаях исчезает необходимость в теплоизоляции.

ПРЕИМУЩЕСТВА СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ ЗАКЛЮЧАЮТСЯ В СЛЕДУЮЩЕМ:

- продолжительный срок службы – более 50 лет;
- опыт применения в мировой практике – более 30 лет;
- легче стальных в 3–3,5 раза;
- простота монтажа (соединение осуществляется с помощью муфт, не требуется сварка и контроль сварных швов, что существенно экономит средства на проведение строительно-монтажных работ;
- высокая коррозионная стойкость (при строительстве не требуется проведения дорогих антикоррозионных мероприятий, как в случае со стальными трубами);

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА



www.ХИМСЕРВИС.com

- АНОДНЫЕ ЗАЕМЛИТЕЛИ “МЕНДЕЛЕЕВЕЦ”
- ПРИБОРЫ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ
- ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДОВ

С 21 по 24 июня

приглашаем желающих ознакомиться с продукцией
компании “ХИМСЕРВИС” посетить наш стенд на выставке

«НЕФТЬ и ГАЗ 2011»

Москва, Экспоцентр, павильон Форум, **стенд № F402**

www.ХИМСЕРВИС.com

- универсальная химическая стойкость;
- стойкость к абразивному износу;
- возможность проведения монтажных работ в течение всего года;
- низкая по сравнению с трубами из металла и полиэтилена зависимость себестоимости от изменения уровня цен на нефть, природный газ, металл и энергоносители;
- высокие экологические и санитарно-гигиенические характеристики.

Для защиты от коррозии стальных труб нефтяного сортамента разработана технология облицовки их поверхности тонкими (2,5–3,0 мм) армированными стеклопластиковыми оболочками [4]. Сущность технологии состоит в облицовке стальных труб оболочками из стеклопластика, выполненных в виде тонкостенных трубок под размер внутреннего и наружного диаметра стальных труб. При этом зазор между стальной трубой и оболочкой, не превышающий 1,0–1,5 мм, заполняется специальной замазкой на основе эпоксидной смолы холодного отверждения.

Технология предусматривает проведение работ по облицовке стальных труб непосредственно на заводе-изготовителе и в условиях труборемонтных баз при поставке оболочек с завода.

Облицовка внутренней поверхности стальных труб защитными оболочками из стеклопластика осуществляется методом футерования, т.е. вводом во внутреннюю полость стальной трубы оболочки (футовки) соответствующего размера и фиксацией ее на поверхности трубы. Перед футерованием поверхность стальной трубы обрабатывается дробеструйрованием, затем подвергается обезжириванию и сушке. При вводе футовки в трубу на ее поверхность наносится тонкий слой герметизирующей замазки. Длина футовки должна соответствовать длине трубы. При футеровании стальных труб с резьбовым соединением концы стеклопластиковых футовок фиксируются на уровне торцов трубы. При футеровании стальных труб с фланцевым соединением торцы футовок должны выступать из концов трубы на 3–5 мм для установки на них плоского стеклопластикового кольца, закрепляемого на фланце с помощью герметизирующей замазки.

Футерование стальных труб стеклопластиковыми оболочками при сварном соединении труб осуществляется непосредственно на месте прокладки трубопроводов. Для этого производится футерование первой трубы так, чтобы на свариваемом конце футовка не доходила до торца трубы на 10–15 см. Затем

производится сварка первой трубы со второй. Далее производится футеровка второй трубы с доведением оболочки (футовки) до торца футовки на 10–15 см. Затем приваривается третья труба и на ней, как и на всех последующих, повторяется предыдущая операция.

Облицовкой стальных труб стеклопластиковыми оболочками достигается не только надежная защита, но также обеспечивается высокая надежность трубопроводов по прочностным и противокоррозионным показателям из-за сочетания металла и армированной пластмассы.

Для изучения химической стойкости стеклопластиковых образцов в условиях нефтяных месторождений были проведены опыты в 12 агрессивных средах, представленных различными нефтями, пластовыми водами хлоркальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типа разной степени минерализации и содержанием углекислоты и сероводорода в разнообразных сочетаниях.

В отдельных средах содержание сероводорода достигало 1000 мг/л. Скорость коррозии Ст. 45 в указанных средах колебалась в пределах 0,15–2,16 г/м²·час (кроме сред с чистой нефтью). Образцы стеклопластика испытывались также в среде концентрированных кислот – соляной и серной.

Оценка стойкости стеклопластика в агрессивных средах во времени производилась по изменению веса образцов, наличию набухаемости материала, изменению геометрических размеров образцов.

В результате проведенных опытов было установлено, что стеклопластики весьма стойки во всех агрессивных средах нефтяных месторождений Азербайджана, в том числе в легких и тяжелых нефтях, в минерализованных пластовых водах и в смесях нефтей и вод. Изменение веса образцов составляло десятые и сотые доли процента, при этом их геометрические размеры оставались неизменными. Слабостойкими оказались стеклопластики в концентрированных серной и соляной кислотах. За 280 суток образцы стеклопластиковых колец в концентрированной соляной кислоте потеряли в весе от 8 до 14%, а в концентрированной серной кислоте имело место набухание и расслоение материала с приростом веса на 20%. Однако на практике при воздействии на призабойную зону 20%-ной соляной кислотой контакт с оборудованием может быть лишь кратковременным (не более часа во время кислотной обработки), поэтому особой опасности для футерованных стеклопластиковых стальных труб этот процесс не представляет.

Сернокислотные обработки на наших промыслах не проводятся.

Значительное преимущество имеют стеклопластики перед другими пластмассами и по прочностным показателям. Так, предел прочности при сжатии у стеклопластика составляет 200 МПа, а у полиэтилена высокой плотности – 20–22, у полиэтилена низкой плотности – 10–12, у полипропилена – 25–26 МПа. Предел прочности при растяжении у стеклопластика – 66–85 МПа, а у полиэтилена высокой плотности – 23, у полиэтилена низкой плотности – 11 МПа и у полипропилена – 30 МПа.

Коэффициент линейного расширения стеклопластика по сравнению с углеродистой сталью в 1,3–1,8 раза больше, предел прочности при растяжении – в 1,5 раза, модуль упругости – в 7 раз, а коэффициент теплопроводности – в 156 раз.

Высокая механическая прочность стеклопластика обеспечивает высокую стойкость к ударным нагрузкам. Так, ударная нагрузка составляет 130–140 кДж/м².

Стеклопластики относятся к типу термоактивных полимеров, т.е. при нагревании не размягчаются. Поэтому они способны работать в широком интервале температур (от –60 до +150 °С). По термостойкости стеклопластики имеют преимущество перед полиэтиленом (теплостойкость 65 °С) и полипропиленом (100 °С). Являясь электроизоляционным материалом, стеклопластики обладают высоким удельным сопротивлением в пределах 10¹⁶ – 10¹⁸ Ом·м. Начиная с 1989 г. на объектах НГДУ «Балаханьнефть» и «Сураханьнефть» из футерованных стальных труб были сооружены опытные трубопроводы. Все они эксплуатируются без каких-либо коррозионных поражений до настоящего времени, хотя по ним транспортируется продукция с высокой коррозионной активностью.

Таким образом, испытания трубопроводов проведены в достаточно жестких условиях при взаимодействии защитного покрытия с высокоагрессивной средой, что подтверждает эффективность новой технологии. Применение данной технологии позволяет обеспечить длительную работоспособность нефтепромысловых трубопроводов (не менее 30 лет).

При эксплуатации нефтяных скважин штанговыми глубинными насосами основное звено глубинно-насосной установки – колонна штанг – подвергается интенсивным механическим знакопеременным нагрузкам, в результате чего их срок службы определяется усталостными явлениями в металле. Эти

усталостные перегрузки наиболее часто проявляются в добывающих скважинах, продукция которых обладает высокой коррозионной агрессивностью.

Опыт показывает, что из-за влияния коррозионной среды усталостные явления в штангах увеличиваются в 2–3 раза. Наиболее опасно для эксплуатации штанг наличие сероводорода в среде, который приводит к охрупчиванию стали, что влечет к потере упругих свойств и преждевременному выходу штанг из строя по причине обрыва как в теле штанг, так и в муфтах.

Высокопрочные штанги из легированных (никельмолибденовых и др.) сталей обеспечивали на определенном этапе их применения значительный эффект в повышении работоспособности штанговых колонн. Однако в настоящее время, когда коррозионная обстановка на нефтепромыслах ужесточилась, указанный эффект резко снизился. Имея положительный опыт работы по использованию стеклопластикового материала для защиты от коррозии стальных труб, была разработана технология создания стеклопластиковых насосных штанг с целью снижения массы штанги (в 3 раза) и повышения коррозионной стойкости [5].

Тела стеклопластиковых насосных штанг состоят из стеклопластика и соединительных головок из стали. На металлическом соединителе имеются резьбовой ниппель под захват штанговыми ключами, упорные и опорные бурты в переходной зоне для посадки штанги на элеваторы при спуско-подъемных операциях. В качестве стержня стеклопластиковых штанг использован стеклопластик профильной марки СПП-ЭИ по ТУ 16-503-210-81. При создании новой конструкции штанг была произведена оценка их работоспособности в коррозионной среде и возможность увеличения глубины подвески насоса за счет значительно меньшей плотности материала – стеклопластика (1900 кг/м^3). Что касается коррозионной стойкости, то она обеспечивается в любой среде добываемой продукции, содержащей нефть и максимальное количество минерализованных пластовых вод (до 180–200 г/л), в составе которых имеется сероводород (до 1000 мг/л) и углекислый газ.

Увеличение подвески насоса за счет малой плотности стеклопластика достигается в среднем на 55%. Например, при подвеске скважинного насоса диаметром 32 мм на глубину 1000 м на 19-миллиметровых металлических штангах масса жидкости составит 800, а штанг – 2100 кг, т.е. максимальная нагрузка на головку балансира составит 2900 кг. В то же время при переходе на штанги из стеклопластика с той же подвеской насоса масса штанг будет 1062

кг, т.е. максимальная нагрузка на головку балансира составит 1862 кг. Снижение нагрузки по сравнению с металлическими штангами составило 1038 кг, за счет чего на действующем станке-качалке возможно увеличение подвески насоса до 1550 м. Минимальное разрушающее осевое усилие при растяжении стеклопластиковых штанг диаметром 16 мм составляет 80 кН, 20 мм – 100 кН, 22 мм – 120 кН и 25 мм – 150 кН, испытательное осевое усилие при растяжении варьирует от 40 до 75, а максимальный крутящийся момент при свинчивании – от 300 до 1100 кН. Разрушающее напряжение при растяжении при норме 800 МПа составляет 864 МПа, модуль упругости (норма $0,30 \times 10^{-5}$ МПа) составил $0,37 \times 10^{-5}$ МПа, удельная вязкость – 250 кДж/м^2 , предел прочности – 250 МПа, относительное удлинение – 0,4% и стрела прогиба штанг под действием осевой нагрузки 15 кН – 0,5 мм.

Проведенные испытания стеклопластиковых материалов в агрессивных средах нефтяного месторождения и физико-химические данные дают основание считать, что стеклопластиковые материалы, изготовленные методом «протяжки», обладают достаточно высокой коррозионной и химической стойкостью, а также прочностью и могут быть использованы для изготовления тела насосных штанг.

Изготовленные в заводских условиях стеклопластиковые насосные штанги были внедрены на объектах НГДУ «Балаханьнефть» и «Сиазаньнефть» ПО «Азнефть».

ИСХОДЯ ИЗ ВЫШЕСКАЗАННОГО, МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

- для увеличения добычи нефти и газа и достижения запланированных коэффициентов нефтеизвлечения пластов на месторождениях, находящихся на море и на суше, в первую очередь необходимо повысить эксплуатационную надежность гидротехнических сооружений, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, проложенных по дну моря и на земле;
- эффективность эксплуатации морских платформ, эстакад, трубопроводов и других гидротехнических сооружений зависит от агрессивности морской воды, климатических условий, конструктивных особенностей сооружений, электрохимзащиты от коррозии, структуры и химического состава металла, обработки его поверхности, качества сварных швов т.д.;
- коррозионное состояние нефтепромыслового оборудования и трубопроводов зависит от определенных факторов нефтегазодобывающей системы, а именно – от скорости потока жидкости,

концентрации сероводорода, кислорода, двуокси углерода в пластовой воде, соотношения воды и нефти, общей минерализации пластовой воды, содержания в воде хлоридов, карбонатов, рН-среды, поверхностно-активных свойств нефти, температуры среды, давления и т.д.;

- коррозионно-механический износ оборудования скважины зависит от кривизны ствола скважины, глубины подвески НКТ, толщины стенки труб, зазора между НКТ и штанговыми муфтами.

Литература:

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. *Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений*. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999.
 2. Гаджиев Ф.М. *Научные основы проектирования морских стационарных платформ для освоения нефтегазовых месторождений*. Автореферат на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. 1990.
 3. Курбанов М.М. *Влияние коррозионного процесса и износа на работоспособность нефтепромыслового оборудования и защита его от коррозии* // Журнал «Практика противокоррозионной защиты», 2010. № 1(55), с. 46–54.
 4. Курбанов. М.М. *Применение композиционного материала для защиты от коррозии стальных нефтепромысловых трубопроводов* // Журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе», 2009. № 7.
 5. Курбанов М.М., Мамедов А.М., Кязимов Ш.П. и др. *Коррозионностойкие насосные штанги из стеклопластикового материала* // Международная конференция: *Современные методы исследования и предупреждения коррозионных разрушений*. – Ижевск, 2001. С. 97–98.
- Ключевые слова:** коррозия гидротехнических сооружений, трубопроводы, платформы, эстакады, зона периодического смачивания, стеклопластиковые оболочки, штанги, ингибиторы коррозии, лакокрасочные покрытия, лаки, краски, протекторы.
-

Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа (НИПИ «Нефтегаз») Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР)
Az 1012, Азербайджан, г. Баку, ул. Зардаби, д. 88
Тел./факс: (994 12) 431 87 08
Тел.: (994 12) 431 89 08
(994 12) 055 630 21 65
e-mail: museyib.qurbanov@socar.az