

УДК 620.197

## Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии

Д.Н. Запевалов<sup>1</sup>, Р.К. Вагапов<sup>1\*</sup>, Р.А. Мельситдинова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: R\_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Ряд действующих и перспективных объектов добычи углеводородов (УВ) как в России, так и за рубежом, находящихся на шельфе и в акватории морей, характеризуется повышенным содержанием коррозионно-опасного  $\text{CO}_2$  в добываемой продукции. В статье проанализированы существующие подходы к оценке коррозионной опасности добываемых сред, выбору и реализации решений по защите морских объектов, добывающих УВ-сырье, от внутренней коррозии. Эксплуатационные условия морских объектов имеют свои особенности, которые оказывают влияние на организацию системы защиты от коррозии и коррозионного мониторинга. Присутствие в добываемом газе  $\text{CO}_2$  в сочетании с другими факторами стимулирует интенсивное развитие процессов коррозии и требует внимательного и обоснованного отношения к выбору технических решений для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов добычи. Показано, что в условиях использования углеродистой стали на объектах добычи УВ в присутствии коррозионно-агрессивных факторов, в том числе и  $\text{CO}_2$ , оптимальным средством защиты являются ингибиторы коррозии.

Рассмотрены существующие нормативные документы по оценке коррозионной агрессивности сред и подбору средств противокоррозионной защиты, проанализирован опыт защиты от внутренней углекислотной коррозии на эксплуатируемых объектах (подводных добычных комплексах, морских платформах, подводных трубопроводах). Для рационального подбора ингибиторов коррозии и решения других вопросов защиты от внутренней коррозии специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан комплекс стандартов, позволяющий эффективно решать проблемы противокоррозионной защиты на объектах добычи углеводородов ПАО «Газпром», в том числе и морских.

В настоящее время одним из ключевых направлений развития ресурсной базы углеводородного сырья является освоение морских месторождений российского шельфа Арктики и Дальнего Востока, в частности в акватории Баренцева, Карского и Охотского морей [1]. Опубликованы данные о развитии морских нефтегазопромысловых объектов на Каспийском море [2].

Как показывает опыт освоения новых месторождений, в добываемой продукции может присутствовать значительное количество коррозионно-агрессивных компонентов, которые влияют на выбор технических и технологических решений в связи с коррозионным воздействием на трубопроводы и оборудование. Эксплуатация морских объектов добычи и транспортировка углеводородной продукции в условиях воздействия внутренней коррозии имеют свои особенности и ограничения. Сложность представляют вопросы технологии подготовки и транспортировки продукции с коррозионно-агрессивными компонентами, обеспечения и контроля технологических режимов для минимизации коррозионного воздействия, обслуживания средств и систем контроля коррозионного состояния и защиты от коррозии.

Основными объектами, подвергающимися коррозионному воздействию (внутренней коррозии), являются трубопроводы и оборудование из углеродистой стали, по которым транспортируется влажный газ, содержащий диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ) или сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Эти объекты будут подвержены воздействию сероводородной / углекислотной коррозии. Отказы скважинного оборудования и трубопроводов в таких условиях могут происходить по причине локальных коррозионных повреждений, включая сквозную коррозию.

В продукции испытанных и эксплуатируемых морских газоконденсатных скважин содержится  $\text{CO}_2$  в достаточно большом количестве,  $\text{H}_2\text{S}$  практически отсутствует.

**Ключевые слова:** трубопровод, углекислотная коррозия, защита от коррозии, ингибитор коррозии, скорость коррозии, морской объект, коррозионная агрессивность сред.

Поэтому тип коррозии в таких условиях и на таких морских объектах будет углекислотным, локальным. В связи с этим авторами рассмотрены случаи углекислотной коррозии на морских объектах добычи углеводородов.

Первым критерием степени агрессивности такой среды является парциальное давление  $\text{CO}_2$ . Согласно градации агрессивности углекислотной среды, анализ которой проведен ранее, среды с парциальным давлением  $\text{CO}_2$ :

- свыше 0,2 (0,21 или 0,207) МПа определяются как высокоагрессивные / сильноагрессивные;
- в диапазоне 0,05 (или 0,021)... 0,2 (0,21 или 0,207) МПа относятся к диапазону от коррозионно-опасных (сильноагрессивных) до слабокоррозионных;
- менее 0,05 (или 0,021) МПа считаются некоррозионными / среднеагрессивными [3].

При этом нередко в сведениях о составе газов, полученных по результатам анализа пластовых проб разведочных скважин морских месторождений, приводятся усредненные значения содержания  $\text{CO}_2$  в газе, а в отдельных скважинах оно может значительно превышать усредненные данные. В этих случаях некорректная оценка содержания  $\text{CO}_2$  в добываемых углеводородах и занижение его опасности может привести к неучтенным коррозионным рискам (вплоть до остановки объекта), существенным затратам на устранение коррозионных последствий (ремонт и др.) и необходимости срочных корректирующих мероприятий.

Влияние других факторов (температуры, влажности газа, минерализации, водородного показателя водной фазы и др.) повышает агрессивность сред, поскольку они способны увеличить скорость коррозии и совместно с  $\text{CO}_2$  привести к образованию характерных локальных коррозионных повреждений.

Вторым критерием агрессивности эксплуатационных сред является наличие воды. Характерным признаком углекислотной коррозии на объектах газовых промыслов, в отличие от нефтяных, являются незначительное содержание, особенно на начальных этапах эксплуатации, и конденсационная природа водной фазы. Наиболее интенсивно конденсация влаги может проявляться на устье скважины при снижении температуры. На многих объектах добычи газа в условиях присутствия  $\text{CO}_2$  серьезные коррозионные проявления наблюдаются на элементах обвязки скважин.

Градация коррозионной агрессивности по присутствию коррозионно-опасных факторов (парциального давления  $\text{CO}_2$ , водной фазы, температуры и др.) используется лишь для предварительной оценки коррозионности эксплуатационных сред. Для оценки реальной коррозионной агрессивности среды обязательно требуются практические испытания для определения скорости коррозии применяемых сталей в эксплуатационных средах.

Существующие нормативные документы позволяют оценить коррозионность эксплуатационных сред по скорости протекания коррозии. Согласно ГОСТ 9.502-82<sup>1</sup> среда со скоростью коррозии выше 0,1 мм/год относится к системам с повышенной и высокой коррозионной активностью. В ГОСТ Р 55990-2014<sup>2</sup> отмечается, что «...ингибитор коррозии необходимо применять, если измеренная опытным путем скорость коррозии транспортируемых по промышленным трубопроводам сред превышает 0,1 мм/год, что в соответствии со шкалой ГОСТ 9.502-82 позволяет относить коррозионную активность эксплуатируемой системы к повышенной и высокой степеням».

Следовательно, при коррозионной агрессивности среды выше 0,1 мм/год нужно выбрать эффективные средства противокоррозионной защиты (ПКЗ). Одним из наиболее надежных решений является выбор оборудования в коррозионно-стойком исполнении. Однако из-за высокой стоимости такого материального исполнения для изготовления морского оборудования и трубопроводов используются углеродистые стали, требующие защиты от внутренней коррозии.

Так, стандартом NACE SP 0106-2006<sup>3</sup> для защиты от внутренней коррозии трубопроводов и трубопроводных систем рекомендуются:

- дегидратация (предотвращение выпадения влаги или удаление влаги);
- применение внутренних покрытий;
- химические реагенты (ингибиторы коррозии, поглотители кислорода, биоциды и др.).

<sup>1</sup> ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1983.

<sup>2</sup> ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартинформ, 2015.

<sup>3</sup> NACE SP 0106-2006. Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems.

В морских условиях добычи на подводном добычном комплексе или морской платформе технологические способы предотвращения выпадения влаги или ее удаления сразу после выхода флюида из скважины зачастую сложно реализуемы и/или экономически нецелесообразны. Операции по удалению влаги обычно проводятся уже на берегу (на территории берегового комплекса), и по подводному трубопроводу транспортируется коррозионно-агрессивная среда, требующая применения мер ПКЗ.

Использование внутренних покрытий в условиях промысловых трубопроводов имеет свои ограничения. Сложно обеспечить сплошность покрытия как при нанесении (в местах стыков и др.), так и в процессе эксплуатации (образование дефектов, сколов из-за механического или другого воздействия); технически трудно (или вообще невозможно) осуществлять диагностику и осмотр трубопроводных систем на предмет нарушения сплошности покрытия внутри трубопровода и тем более ремонт покрытия внутри трубопровода.

Для защиты от внутренней коррозии промысловых объектов и трубопроводов при добыче нефти и газа в условиях присутствия коррозионно-опасных факторов ГОСТ Р 55990-2014 рекомендует использовать ингибиторы коррозии.

В условиях уже функционирующих объектов добычи газа, если предусмотренные проектом решения не в полной мере учитывали опасность углекислотной коррозии, рациональным способом защиты также может оказаться применение ингибиторной защиты. Такой вариант защиты от коррозии возможно реализовать без изменения (либо с минимальными дополнениями) существующих технических решений и с учетом технологических возможностей и ограничений работы промыслового объекта. Система ингибиторной защиты достаточно вариабельна и способна настраиваться под изменяющиеся свойства агрессивной среды с помощью регулирования технологии подачи, режимов, количества ингибитора коррозии.

Таким образом, в условиях использования углеродистой стали на объектах добычи углеводородов в присутствии коррозионно-агрессивных факторов, в том числе и  $\text{CO}_2$ , оптимальным средством ПКЗ являются ингибиторы коррозии.

Представляет интерес сопоставление реальной коррозионной ситуации, оценки

коррозионной агрессивности и выбора защиты от внутренней коррозии на морских объектах добычи газа. Рассмотрим опыт, полученный на эксплуатируемых объектах (подводных добычных комплексах, морских платформах, подводных трубопроводах).

Так, Ormen Lange – одно из крупнейших газовых месторождений на норвежском континентальном шельфе. Добычный комплекс и трубопроводы, доставляющие на береговой комплекс газ для дальнейшей переработки, расположены под водой [4]. На месторождении существуют следующие коррозионно-агрессивные условия [5]: содержание  $\text{CO}_2$  – 0,44 % мол., общее давление – 10...25 МПа, температура – 0...80 °С, минерализация – 6...14 г/л, присутствуют низшие карбоновые кислоты. Испытания по оценке коррозионной агрессивности среды проводились авторами при принятом на этапе проектирования парциальном давлении  $\text{CO}_2$ , рассчитанном исходя из общего давления 27 МПа. Указанные параметры наряду с низкой температурой воды по трассе трубопровода (минус 1,2 °С), обуславливающей конденсацию влаги на верхней образующей трубы начального участка трубопровода (до 20 км), в совокупности могут привести к коррозионным процессам в примененной на месторождении Ormen Lange углеродистой стали [4, 5]. Для снижения скорости коррозии до допустимого уровня (0,1 мм/год) предлагается использовать в том числе и ингибиторы коррозии. Критерием защиты принимается уменьшение скорости коррозии до 0,1 мм/год.

В работе Р. Найборга [6] сообщается об опыте защиты от внутренней коррозии трубопроводов крупнейшего шельфового месторождения газа Troll в Северном море, в том числе и в присутствии  $\text{CO}_2$ , содержание которого в газе на месторождении Troll составляет 0,3 %. Влажный газ транспортируется по двум ниткам труб диаметром 91,5 см, расстояние до берега – 65 км. Целью защитных мероприятий было ограничение скорости коррозии значениями не более 0,2 мм/год, что выше, чем для месторождения Ormen Lange (0,1 мм/год). Для обеспечения этого показателя предпочтительным средством противокоррозионной защиты являются ингибиторы коррозии.

Согласно полученным данным в газе Южно-Кириного месторождения, расположенного в Охотском море, содержится 1,68...2,02 %  $\text{CO}_2$  [7]. Пластовая температура

достигает 115...124 °С, пластовое давление – 28...29 МПа. Расчеты показывают, что парциальное давление CO<sub>2</sub> на месторождении способно достигать 0,59 МПа, и такие среды можно отнести к высоко агрессивным.

Основные районы освоения шельфа (акватории Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей) отличаются низкой температурой морской воды (от 0 до минус 2 °С), что может привести к заметному охлаждению потока продукции со скважины при транспортировке по подводному трубопроводу [8]. Это будет влиять на фазовое состояние транспортируемых сред: газ, углеводородный конденсат и/или водный раствор ингибитора гидратообразования (вода + метанол или вода + моноэтиленгликоль (МЭГ)). Основным коррозионным агентом является присутствие влаги. Согласно расчетам [8], водная фаза потенциально может начать выделяться в отдельную фазу уже на начальном участке подводного трубопровода и быть равномерно распределена по всей его длине. В таком случае при конденсации и выпадении ингибитора гидратообразования жидкая фаза будет представлена водными растворами метанола или МЭГ различной степени концентрации.

Как показывает практика эксплуатации газовых месторождений суши [9–11], наличие в жидкой фазе продукции скважин воды, попадающей в элементы трубопроводной системы (обвязку скважин, шлейфы, коллекторы и т.д.), приводит к коррозионным поражениям. В условиях подводного трубопровода перепад температур может привести к еще большей конденсации влаги, что, в свою очередь, даже при невысоких значениях парциального давления CO<sub>2</sub> вызывает рост коррозионной агрессивности.

Опыт по ПКЗ с помощью ингибиторов коррозии в морских условиях показывает, что в качестве ингибиторов коррозии чаще всего используются такие органические вещества, как соединения имидазолинового и аминного рядов. Опубликованы сведения о подборе таких ингибиторов для защиты от внутренней коррозии промышленного оборудования в морских условиях [12, 13]. Сообщается, что синтезированы и испытаны ингибиторы коррозии, которые обеспечивали защиту в присутствии коррозионно-агрессивных газов на уровне не ниже 90 % [12, 13].

Проведены также испытания ингибиторов коррозии двух названных ранее типов

соединений для морских условий добычи углеводородов [14]. Оба ингибитора в статических условиях демонстрируют защитные свойства не ниже 85 %. При переходе к динамическим условиям их эффективность изменяется по-разному: для одного – снижается, для другого – повышается. С целью моделирования не только коррозионного, но и возможного эрозийного износа проведены испытания с добавлением механических частиц в виде песка, несколько увеличившего (от 3,8 до 8,1 %) весовые потери [14].

Поскольку на морских объектах в качестве ингибитора гидратообразования часто используется МЭГ, ингибиторы коррозии испытаны для условий транспортировки по подводным газопроводам влажного газа в присутствии CO<sub>2</sub> и МЭГ [15]. Условия эксперимента: концентрация МЭГ в воде – 15... 50 %, минерализация воды – 0,75...80,0 г/л, температура составляла 35 и 75 °С, парциальное давление CO<sub>2</sub> – 0,25 МПа (с добавлением в части опытов углеводородной фазы). По результатам лабораторных (в динамике) и автоклавных (в статике) испытаний получены данные о скорости коррозии от 0,1 до нескольких миллиметров в год.

Разброс значений определяется в зависимости от углеводорода, минерализации водной фазы и содержания воды в МЭГ. Результаты показали, что с увеличением температуры скорость коррозии возрастает. Предельные значения скорости относятся к локальной коррозии. На образцах после испытаний наблюдались питтинговые поражения. Как отмечается, при скорости коррозии 0,64 мм/год и толщине стенки трубы 12,5 мм сквозное отверстие образуется через 19 лет, а для скорости коррозии 1,9 мм/год – через 6,5 лет. Наиболее эффективные из испытанных ингибиторов коррозии показали низкие значения скорости коррозии (0,002...0,009 мм/год) в вышеуказанных условиях испытаний, питтинг на поверхности образцов после испытаний в присутствии ингибитора не был обнаружен [15].

Опубликованы также результаты использования ингибитора коррозии совместно с МЭГ в роли ингибитора гидратообразования на оффшорном объекте Персидского залива (газопровод с месторождения *Nasbah*) [16]. Исходная скорость коррозии эксплуатационной среды была достаточно велика, что приводило к глубоким язвенным и питтинговым поражениям. Применение ингибиторов коррозии

позволило снизить скорость коррозии до значений, не превышающих 0,1 мм/год (локальных повреждений не наблюдалось).

Для определения эффективности ингибиторов коррозии в рассмотренных исследованиях использовались стандартные методы: автоклавные испытания, лабораторные испытания гравиметрическим методом (по потере веса образцов) и метод поляризационного сопротивления.

Применительно к подводным добычным комплексам и нефте- и газопроводам рассмотрены методические аспекты подбора ингибиторов коррозии, а именно отмечена необходимость испытаний технологических (растворимости, склонности к эмульсообразованию) и защитных свойств с последующей проверкой защитных свойств путем проведения лабораторных и автоклавных испытаний [17].

Общепринятые в мировой практике методологии реализуются специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при подборе ингибиторов коррозии с оценкой их защитных и технологических свойств. С целью унификации методов подбора ингибиторов коррозии и других средств защиты от внутренней коррозии Институт разработал комплекс стандартов<sup>4</sup>, которые позволяют эффективно решать вопросы ПКЗ на объектах добычи углеводородов ПАО «Газпром», в том числе и на морских.

Необходимо отметить, что на подводных добычных комплексах предварительные сепарация и удаление влаги и других коррозионно-опасных реагентов не предусматриваются. Поэтому особую актуальность приобретает правильный и своевременный подбор ингибитора коррозии на этапе проектирования подводного объекта добычи для организации сопутствующей системы ингибиторной защиты. В обязательном порядке следует предусматривать систему упреждающего мониторинга коррозионной ситуации.

<sup>4</sup> См. СТО Газпром 9.3-007-2010. Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа; СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»; СТО Газпром 9.3-011-2011. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования.

\*\*\*

Как показывает опыт эксплуатации зарубежных объектов, грамотно и правильно организованная система ПКЗ позволяет безаварийно эксплуатировать морские объекты, включая протяженные подводные трубопроводы. При разработке российских морских объектов следует учитывать отечественный и мировой опыт защиты от внутренней коррозии сухопутных и морских объектов, эксплуатируемых в присутствии коррозионно-опасных факторов.

Основными коррозионно-опасными факторами на морских объектах являются наличие в добываемых углеводородах CO<sub>2</sub>, повышенные температуры, пластовая вода.

Недооценка фактора коррозионной агрессивности для объектов добычи газа и газового конденсата в присутствии CO<sub>2</sub> (дополнительных коррозионно-опасных факторов), применение усредненных, а не максимальных значений парциального давления CO<sub>2</sub> могут приводить к крайне заниженным оценкам агрессивности сред и ошибкам при выборе меры защиты от внутренней углекислотной коррозии.

Одним из рациональных способов защиты от коррозии является использование ингибиторов коррозии и обустройство системы ингибиторной защиты.

Практика эксплуатации зарубежных морских платформ и подводных добычных комплексов, опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на сухопутных объектах, эксплуатирующихся в схожих коррозионно-агрессивных условиях, свидетельствуют, что перспективные российские шельфовые объекты возможно защитить от внутренней коррозии путем применения ингибиторов коррозии.

## Список литературы

1. Черепанов В.В. Геологическое изучение сейсморазведочными работами 3D шельфа Российской Федерации ПАО «Газпром» / В.В. Черепанов, С.К. Ахмедсафин, Д.Я. Хабибуллин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 1. – С. 32–48.
2. Алекперов В.Ю. Жизненный цикл реализации морских проектов ПАО «Лукойл» на примере многолетнего опыта строительства и эксплуатации объектов нефтегазодобычи на Северном Каспии / В.Ю. Алекперов, Р.У. Маганов, Н.Н. Ляшко и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 1. – С. 24–32.



3. Вагапов Р.К. Опыт защиты от внутренней коррозии объектов добычи газа в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред / Р.К. Вагапов // Инженерная практика. – 2017. – № 10. – С. 36–40.
4. Wilhelmsen A. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development / A. Wilhelmsen, H. Meisingset, S. Moxnes, H.O. Knagenhjelm // Oil & Gas Journal. – 2005. – Т. 103. – № 45. – С. 62–67.
5. Halvorsen A.M.K. The relationship between internal corrosion control method, scale control and meg handling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with CO<sub>2</sub> and acetic acid / A.M.K. Halvorsen, T.R. Andersen, E.N. Halvorsen et al. // NACE Conference Corrosion – 2007. – Paper 07313.
6. Nyborg R. Controlling internal corrosion in oil and gas pipelines, business briefing: exploration & production / R. Nyborg // The Oil & Gas Review. – 2005. – Вып. 2. – С. 70–74.
7. Парфенова Н.М. Углеводородное сырье Южно-Киринского месторождения: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфенова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 133–144.
8. Федулов Д.М. Особенности фазового поведения пластовой смеси в системе «установка подготовки газа – подводный трубопровод» / Д.М. Федулов, А.Н. Кубанов, А.В. Прокопов и др. // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 184–191.
9. Корякин А.Ю. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
10. Александров В.В. Коррозионное состояние оборудования и трубопроводов второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.В. Александров, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Материалы XI Международной научно-технической конференции «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред». – Оренбург, 15–18 ноября 2016. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2017. – 213 с.
11. Моисеев В.В. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO<sub>2</sub> / В.В. Моисеев, И.И. Исмагилов, Б.Т. Ткешелиадзе // Материалы XI Международной научно-технической конференции «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред». – Оренбург, 15–18 ноября 2016. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2017. – 213 с.
12. Zhao L. Corrosion inhibition approach of oil production systems in offshore oil fields / L. Zhao, H.K. Teng, Y.S. Yang et al. // Materials and Corrosion. – 2004. – Т. 55. – № 9. – С. 684–688.
13. Sheng X. Biocorrosion of stainless steel 316 in seawater: inhibition using an azole type derivative / X. Sheng, S.O. Pehkonen, Y.-P. Ting // Corrosion Engineering, Science and Technology. – 2012. – Т. 47. – № 5. – С. 388–393.
14. Barker R. Inhibition of flow-induced corrosion and erosion-corrosion for carbon steel pipe work from an offshore oil and gas facility / R. Barker, X. Hu, A. Neville et al. // Corrosion. – 2013. – Т. 69. – № 2. – С. 193–203.
15. Gregg M.R. Corrosion inhibitor developments for offshore gas gathering systems on Canadas Atlantic coast / M.R. Gregg, A. Sharp, K. Bartrip // NACE Conference Corrosion. – 2003. – Paper 03332.
16. Rithauddeen M.A. Study for offshore Mideast field proves inhibitor, sulfur solvent compatible / M.A. Rithauddeen, S. Al-Adel, R.D. Tems // Oil & Gas Journal. – 2014. – Т. 112. – Вып. 10.
17. Gregg M.R. Review of corrosion inhibitor developments and testing for offshore oil and gas production systems / M.R. Gregg, S. Ramachandran // NACE Conference Corrosion. – 2004. – Paper 04422.

## Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for offshore objects

D.N. Zapevalov<sup>1</sup>, R.K. Vagapov<sup>1\*</sup>, R.A. Melsitdinova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: R\_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Products of several going and promising offshore hydrocarbon extraction sites both in Russia and foreign countries are known for elevated level of corrosive CO<sub>2</sub>. The article analyzes present procedures aimed at rating corrosive hazard of extracted fluids, selection and implementation of measures for protection of subsea equipment from inner corrosion. Subsea facilities work within specific environment, which affects arrangement of corrosion protection and corrosion monitoring systems. Presence of CO<sub>2</sub> in the extracted products together with other factors stimulate intensive development of corrosion, and require attentive and reasonable attitude to choosing engineering solutions providing safe and reliable operation of production facilities. It is shown that, when carbon steel is used in front of corrosive factors including CO<sub>2</sub>, the optimal protective agents are inhibitors of corrosion.

The actual directives and standards on estimation of corrosive aggressivity and selection of anticorrosive protection measures are examined, and practice of safeguarding from inner carbon dioxide corrosion at running facilities (subsea production complexes, sea platforms, subsea pipelines) is analyzed. To choose inhibitors of corrosion rationally, Gazprom VNIIGAZ specialists prepared a set of standards which help to face challenges of anticorrosive protection at the hydrocarbon production facilities of the Gazprom PJSC.

**Keywords:** pipeline, carbon dioxide corrosion, anticorrosive protection, corrosion inhibitor, rate of corrosion, offshore object, corrosion activity of media.

### References

1. CHEREPANOV, V.V., S.K. AKHMEDSAFIN, D.Ya. KHABIBULLIN et al. 3D seismic geological prospecting of Russian continental shelf by Gazprom PJSC [Geologicheskoye izucheniye seymorazvedochnymi rabotami 3D shelfa Rossiyskoy Federatsii PAO "Gazprom"]. *Stroitelstvo Neftnyaykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i na More*. 2018, no. 1, pp. 32–48. ISSN 0130-3872. (Russ.).
2. ALEKPEROV, V.Yu., R.U. MAGANOV, N.N. LYASHKO et al. Life cycle of Lukoil PJSC marine projects on example of multiannual practice in building and operating oil-gas-production facilities at the north of Caspian Sea [Zhiznennyy tsikl realizatsii morskikh proyektov PAO "Lukoil" na primere mnogoletnego opyta stroitelstva i ekspluatatsii ob'yektov neftegazodobuchi na Severnom Kaspii]. *Stroitelstvo Neftnyaykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i na More*. 2018, no. 1, pp. 24–32. ISSN 0130-3872. (Russ.).
3. VAGAPOV, R.K. Experience in internal-corrosion protection of gas-production facilities in corrosive media [Opyt zashchity ot vnutrenney korrozii ob'yektov dobychi gaza v usloviyakh vozdeystviya korroziionno-agressivnykh sred]. *Inzhenernaya Praktika*. 2017, no. 10, pp. 36–40. (Russ.).
4. WILHELMSSEN, A., H. MEISINGSET, S. MOXNES et al. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development. *Oil & Gas Journal*. 2005, vol. 103, no. 45, pp. 62–67. ISSN 0030-1388.
5. HALVORSEN, A.M.K., T.R. ANDERSEN, E.N. HALVORSEN et al. The relationship between internal corrosion control method, scale control and meg handling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with CO<sub>2</sub> and acetic acid. *NACE Conference Corrosion – 2007*. Paper 07313.
6. NYBORG, R. Controlling internal corrosion in oil and gas pipelines, business briefing: exploration & production [online]. *The Oil & Gas Review*. 2005, is. 2, pp. 70–74. Available from: <https://www.ife.no/en/publications/2005/matkor/publication.2006-03-03.1725100037>
7. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Yuzhno-Kirinskoye field: gas, condensate, oil [Uglevodородnoye syr'ye Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya: gaz, kondensat, nef't]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 133–144. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. FEDULOV, D.M., A.N. KUBANOV, A.V. PROKOPOV et al. Peculiarities of phase behavior of formation fluid in system «gas treatment unit – underground pipeline» [Osobennosti fazovogo povedeniya plastovoy smesi v sisteme "ustanovka podgotovki gaza – podvodnyy truboprovod"]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3(14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 184–191. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. KORYAKIN, A.Yu., V.F. KOBICHEV, I.V. KOLINCHENKO et al. Criteria of carbon dioxide attack on Achim-series production facilities, control and prognostic methods [Usloviya protekaniya uglekislотноy korrozii na ob'yektakh dobychi achimovskikh otlozheniy, metody kontrolya i prognozirovaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2017, no. 12, pp. 84–89. ISSN 0016-5581. (Russ.).

10. ALEKSANDROV, V.V., I.V. KOLINCHENKO, A.D. YUSUPOV. Corrodible state of equipment and pipelines at the second Achim-series section of Urengoy oil-gas-condensate field [Korrozionnoye sostoyaniye oborudovaniya i truboprovodov vtorogo uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyского NGKM]. In: *Proc. of the XI International scientific-technical conf. "Diagnostics of equipment and pipelines subject to attach of stinkdamp-containing media"*, Orenburg, 15–18 November, 2016. Moscow: Gubking Russian State University of Oil and Gas, 2017. (Russ.).
11. MOISEYEV, V.V., I.I. ISMAGILOV, B.T. TKESHELIADZE. Supporting safe operation of Bovanenkovo oil-gas-condensate field in aggressive CO<sub>2</sub> environment [Obespecheniye bezopasnoy ekspluatatsii Bovanenkovskogo NGKM v usloviyakh agressivnogo vozdeystviya CO<sub>2</sub>]. In: *Proc. of the XI International scientific-technical conf. "Diagnostics of equipment and pipelines subject to attach of stinkdamp-containing media"*, Orenburg, 15–18 November, 2016. Moscow: Gubking Russian State University of Oil and Gas, 2017. (Russ.).
12. ZHAO, L., H.K. TENG, Y.S. YANG et al. Corrosion inhibition approach of oil production systems in offshore oil fields. *Materials and Corrosion*. 2004, vol. 55, no. 9, pp. 684–688. ISSN 0947-5117.
13. SHENG, X., S.O. PEHKONEN, Y.-P. TING. Biocorrosion of stainless steel 316 in seawater: inhibition using an azole type derivative. *Corrosion Engineering, Science and Technology*. 2012, vol. 47, no. 5, pp. 388–393. ISSN 1478-422X.
14. BARKER, R., X. HU, A. NEVILLE et al. Inhibition of flow-induced corrosion and erosion-corrosion for carbon steel pipe work from an offshore oil and gas facility. *Corrosion*. 2013, vol. 69, no. 2, pp. 193–203. ISSN 0010-9312.
15. GREGG, M.R., A. SHARP, K. BARTRIP. Corrosion inhibitor developments for offshore gas gathering systems on Canadas Atlantic coast. *NACE Conference Corrosion*. 2003. Paper 03332.
16. RITHAUDDEEN, M.A., S. AL-ADEL, R.D. TEMS. Study for offshore Mideast field proves inhibitor, sulfur solvent compatible. *Oil & Gas Journal*. 2014, vol. 112, no. 10. ISSN 0030-1388.
17. GREGG, M.R., S. RAMACHANDRAN. Review of corrosion inhibitor developments and testing for offshore oil and gas production systems. *NACE Conference Corrosion*. 2004. Paper 04422.