



УДК 628.147.22

КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

CORROSION MONITORING OF MARINE PIPELINES

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Косова Дарья Анатольевна

студент
направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
darakosova48@mail.ru

Самарин Михаил Анатольевич

студент
направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
samarin1901@yandex.ru

Аннотация. Задача мониторинга морских трубопроводов предопределена активным освоением нефтегазовых месторождений, строительством и эксплуатацией морских трубопроводов для транспортировки добываемой продукции. Основа безопасного и работоспособного состояния подводных объектов обусловлена контролем риска, связанным с коррозионной опасностью.

Ключевые слова: морские трубопроводы, коррозия металлов, коррозионный мониторинг, рабочая среда, эрозионные воздействия, конденсация, коррозионное растрескивание, нефтехимическая промышленность.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate Of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor Of
Chemistry Department,
Kuban State Technological University
larispv08@gmail.com

Kosova Daria Anatolyevna

Student Training Direction
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
darakosova48@mail.ru

Samarin Mikhail Anatolyevich

Student Training Direction
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
samarin1901@yandex.ru

Annotation. The task of monitoring offshore pipelines is predetermined by the active development of oil and gas fields, the construction and operation of offshore pipelines for the transportation of produced products. The basis for the safe and operational state of underwater objects is due to risk control associated with corrosion hazard.

Keywords: offshore pipelines, metal corrosion, corrosion monitoring, working medium, erosion effects, condensation, corrosion cracking, petrochemical industry.

Морские трубопроводы в настоящее время приобрели важнейшее значение в освоении континентальных шельфов России и развитии добычи углеводородов на них. Строительство крупных газовых трубопроводов – «Северный поток», «Южный поток», «Голубой поток» чрезвычайно важно для обеспечения внешней торговли энергоресурсами. В связи с этим постоянный контроль коррозионного состояния газопроводов имеет очень важное значение.

Поскольку подводные морские магистральные трубопроводы построены в последний непродолжительный период, а некоторые их участки (расширение) и новые трубопроводы только ещё проектируются, коррозионный мониторинг для них находится в начальной стадии развития. В настоящее время ещё не сформулированы безальтернативные приёмы проведения коррозионного мониторинга морских трубопроводов, поскольку в полной мере отсутствуют технические средства для его реализации.

В связи с тем, что морские трубопроводы относятся к взрывоопасным объектам, выход их из строя по причине аварии с утечкой большого количества углеводородов может повлечь за собой катастрофические последствия. Кроме того, необходимо обеспечение прогнозирования и предупреждения внеплановых трубопроводных остановок.

Коррозионный мониторинг морских трубопроводов начал развиваться в основном в последние два десятилетия. Интенсивному его развитию содействовали следующие причины:

– увеличение объёма трубопроводного транспорта, в основном систем перекачки газа (магистральные газопроводы), нефти (магистральные нефтепроводы) и нефтепродуктов (магистральные продуктопроводы). Общая протяжённость линейной части трубопроводного транспорта России в насто-



ящее время по различным источникам составляет порядка 200 тысяч километров, поэтому для эксплуатации и содержания его в работоспособном состоянии требуются значительные трудозатраты;

- развитие компьютеризованных методов и средств измерения величин, характеризующих коррозию и эффективность защиты от неё;
- многообразие управляющих решений, предусматривающих исключение коррозионных отказов трубопровода.

Однако развитие коррозионного мониторинга происходит в основном для объектов трубопроводов, расположенных на материке. Изучив ряд нормативных документов в открытых источниках в сфере коррозионного мониторинга морских трубопроводов, для примера выбран международный стандарт ISO 21457:2010 «Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленности. Выбор материалов и коррозионный контроль систем добычи нефти и газа», который распространяется на трубопроводы и устьевое оборудование технологической обвязки скважин, включая трубопроводы для стабильных нефтепродуктов.

Документ определяет выбор материалов для борьбы с коррозией и наиболее важные (основные) параметры, которые следует контролировать для определения общей коррозионной активности, способной воздействовать на технологические системы как снаружи, со стороны внешних условий (атмосферы, почвы, морской воды), так и изнутри – т.е. со стороны рабочей среды. При этом в документе рассматриваются методы коррозионного контроля, способы и материалы, применяемые при борьбе с коррозией, протекающие по следующим механизмам:

- углекислотная и сероводородная;
- эрозионная;
- коррозионная усталость (MIC);
- сероводородное растрескивание;
- водородное растрескивание / постепенное растрескивание (HIC / SWC);
- щелочное коррозионное растрескивание под напряжением (ASCC);
- коррозионное растрескивание под напряжением (SCC).

Углекислотную и сероводородную коррозию характеризуют следующие факторы рабочей среды технологического потока: парциальное давление CO_2 и H_2 ; pH (кислотность); содержание органических кислот; температура; наличие конденсации и её скорость.

Присутствие во флюиде в сочетании с CO_2 , пластовой воды с высоким уровнем содержания хлоридов может привести к образованию очагов местной питтинговой коррозии трубопроводной стали. Температура рабочей среды (потока), скорость конденсации, содержание CO_2 и органических кислот влияют на коррозию по линии раздела фаз. Для трубопроводов, перекачивающих нефть или конденсат, следует учитывать значения содержания (парциального давления) CO_2 и общего давления на последней ступени сепарации. Кислотность (pH) влияет на механизм сероводородного коррозионного растрескивания. Кроме pH, для систем пресной воды, следует учитывать концентрацию хлоридов (солёность). Для систем морской воды по причине их постоянного хлорирования с целью предотвращения биологического обрастания следует контролировать содержание остаточного хлора и рабочий режим (сухой или мокрый, если трубопровод не работает). Необходимо проводить мониторинг технического состояния оборудования для удаления песка.

Органические кислоты усиливают коррозионное воздействие добываемых флюидов на трубопроводы и оборудование из углеродистой стали. Поэтому для определения влияния органических кислот на процесс коррозии металлов имеет смысл проведение полного химического анализа воды.

При оценке коррозионной агрессивности в системах, содержащих воду, необходимо учитывать температуру и скорость потока (неподвижный, периодический или непрерывный).

Примечательно, что при эрозионной коррозии скорость потери металла может быть выше, чем при отдельном воздействии эрозии и коррозии.

Вероятность микробиологической коррозии (MIC) велика при низкой скорости влажного потока в трубопроводе, на тупиковых отводах трубопроводов и в других местах возможного скопления отложенных бактерий (планктонных или других, закрепляющихся на твёрдой поверхности углеродистой стали). Для предупреждения микробиологической коррозии следует предусматривать точки отбора проб и устройства закачивания биоцидов.

Водородному растрескиванию (HIC) подвергаются системы трубопроводов при кислотной обработке с образованием сульфидсодержащих отложений. Для оценки растрескивания в сероводородсодержащих условиях, обычно используется парциальное давление в газовой фазе, полученное в результате экспресс-расчётов для реальных условий.

Щелочному коррозионному растрескиванию под напряжением (ASCC) подвержены углеродистые стали, работающие в условиях среды, содержащей амины, щёлочь или карбонаты. Вероятность растрескивания повышается при повышении концентрации этих компонентов и при наличии изначальных трещин или испарения.



Коррозионное растрескивание под напряжением (SCC) характерно для углеродистой стали при эксплуатации в морских атмосферных условиях, поскольку имеются вода и хлористые соли. SCC подвергаются нержавеющие стали в случаях остаточных напряжений на сварных швах. Внутреннее хлоридное SCC может наблюдаться при отсутствии H_2S и растворённого кислорода вследствие локальных технологических условий, вызывающих испарение воды и отложение (или концентрацию) хлоридов в высокоминерализованных водах и при высоких температурах.

Таким образом, международный стандарт ISO 21457:2010 для снижения риска коррозии внутренней поверхности трубопроводов технологических систем в нефтегазовой промышленности при их эксплуатации рекомендует осуществлять контроль недиссоциированной органической кислоты, температуры, скорости потока и его эрозионные воздействия на внутреннюю поверхность оборудования. Также желательно обнаруживать места отложения бактерий или продуктов их жизнедеятельности, предупреждать коррозионное растрескивание сталей по различным причинам (HIC, ASSC, SCC). ISO 21457:2010 рекомендует также учитывать влияние на трубопровод различных рабочих сред, когда в качестве продукта выступает добываемый флюид, деаэрированная морская вода и др.

В документе представлены в качестве определяющих следующие параметры для оценки коррозии:

- содержание CO_2 , H_2S , O_2 ;
- температура;
- присутствие органических кислот;
- характеристики нефти (или газа) и содержание воды, кислорода, свободной серы, ртути (Hg);
- химический состав добываемого флюида.

Поскольку кислород в потоках продукции обычно отсутствует, но его могут содержать впрыскиваемые химикаты, следует контролировать содержание кислорода особенно в системах, работающих под вакуумом, и в тех случаях, когда в качестве буферного газа используется инертный газ. Чистота инертного газа – это параметр, который рекомендуется включать в оценку коррозии.

Для оценки наружной коррозии учитывают следующее:

- контакт с почвой и (или) опорами трубопроводов;
- нормальные атмосферные условия (морские или не морские);
- окружающая температура и максимальная рабочая температура;
- наличие наружной изоляции с линейными обогревателями или без них;
- нагрев солнечными лучами;
- наличие воды, затопление дренажными системами.

В стандарте изложены основные направления КМ, проведение которых позволит своевременно предупредить о появлении проблемных областей в защите от коррозии (ухудшении состояния изоляции, снижения эффективности работы средств ПКЗ, изменение коррозионной активности добываемых флюидов и др.). Коррозионный мониторинг предполагает детальный прогноз, идентификацию мест локализации, сбор информации и отчётность.

Для контроля параметров защиты от коррозии используются электрорезистивные датчики и индикаторы коррозии (потери массы), датчики линейного поляризованного сопротивления (LPR), гальванические датчики характеристик напряженности поля (FSM), датчики контроля поступления песка, эталонные электроды для измерения защитного потенциала, специальные аноды с возможностью контроля тока и др. Устанавливаются датчики, как правило, на нижней образующей стенки трубопровода (на 6 часов), в местах вероятного накопления воды. В составе коррозионного мониторинга широко используются данные внутритрубной диагностики (ВТД).

В целом надёжность подводных трубопроводных систем определяется отсутствием способности функционировать по своему назначению. Она может выражаться в утрате функциональной способности системы или компонента системы, ухудшении функциональной способности до существенного снижения уровня безопасности для людей, оборудования или окружающей среды. В норвежском стандарте DNV-RP-116:2009 «Обеспечение целостности подводных трубопроводных систем» рассматриваются два основных типа аварийной ситуации, обусловленные качеством функционирования конструкции и состоянием герметичности трубопровода:

- разгерметизация – течь или разрыв трубы;
- недопустимая деформация поперечного сечения трубы, вызванная понижением степени либо статичной, либо усталостной прочности самой трубы.

Распределение причин возникновения аварийных ситуаций приведено на рисунке 1, который иллюстрирует долю коррозионных отказов в их общем объеме. Очевидно, что 40 % аварий произошли по вине коррозии, в том числе 7 аварий возникли из-за наружной коррозии и 14 аварий – из-за коррозии внутри трубопровода.

В настоящее время системы коррозионного мониторинга (СКМ) являются обязательными элементами при проектировании морских трубопроводов и других труднодоступных морских объектов. В соответствии с требованиями ПАО «Газпром» СТО Газпром 2-3.7-576 в техническом задании на проектирование морского объекта должны быть разработаны технические условия на систему коррозионного мониторинга.

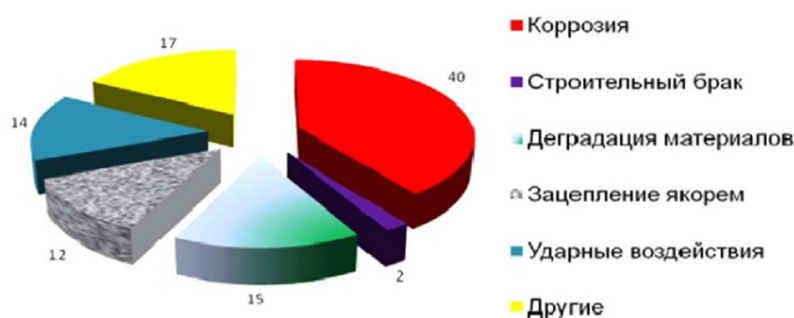


Рисунок 1 – Распределение причин разгерметизации трубопроводов в Северном море

Рекомендациями ПАО «Газпром» определено, что морские стальные трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ независимо от коррозионной агрессивности морской среды. При такой комплексной защите для новых или эксплуатируемых трубопроводных систем, международным Стандартом регламентировано при проектировании предусматривать коррозионный мониторинг участков трубопровода, обеспечиваемый, в том числе, периодическим техническим обслуживанием при эксплуатации.

Коррозионный мониторинг морских трубопроводов необходим для выявления на ранних стадиях зарождения коррозионных повреждений стенок трубы, изменения скорости коррозии, определения участков, на которых защита от коррозии неэффективна, а также отслеживания эффективности противокоррозионных мероприятий, принятых при эксплуатации трубопровода. Коррозионный мониторинг осуществляется как для внутренней поверхности трубы, так и для наружной. Следует отметить, что для магистральных газопроводов, транспортируемых подготовленный и очищенный газ, опасность распространения внутренней коррозии не велика, в отличие от промышленных трубопроводов. Как правило, для магистральных трубопроводов не осуществляется мониторинг внутренней коррозии, реализуемый посредством специальных датчиков. При этом контроль коррозионного состояния внутренней поверхности трубы проводится при периодическом пропуске по участку специальных дефектоскопических снарядов.

Осуществляя коррозионный мониторинг, применяют следующие методы и средства:

- контроль скорости коррозии при помощи специального зонда, электрическое сопротивление рабочего элемента (стержня или проволоки) которого меняется в зависимости от коррозионной агрессивности среды. Зонды могут устанавливаться в любой коррозионной среде (жидкой или газообразной) и применяются в комплекте с приборами-коррозиметрами СК-2, СК-3. Зонд может дать информацию об эрозивной коррозии и удаляется, в случае необходимости, из системы, находящейся под давлением, с помощью специального извлекателя, без остановки технологического процесса;
- контроль коррозии методом измерения поляризационного сопротивления двух- или трёхэлектродными методами. Данные способы эффективны в растворах электролита с малым электросопротивлением. Метод позволяет избежать коррекции, необходимой для учёта падения напряжения на омическое сопротивление при измерении защитного потенциала;
- измерение проникновения водорода через металл с помощью специальных водородных зондов. Используется данный метод, в основном, для контроля кислотной коррозии, но применим и в случае углекислотной коррозии;
- измерение коррозии гравиметрическим методом, основанным на измерении массы образца-свидетеля (купона) после его выдержки в коррозионной среде. В системах трубопроводов данный метод применяют для контроля коррозии в потоке рабочей среды или в «застойных зонах», где устанавливают специальные коррозионные катушки. Для возможности извлечения коррозионных катушек без остановки технологического процесса их устанавливают в трубопровод по схеме байпаса;
- контроль наличия в рабочей среде потока бактерий, способствующих развитию коррозии, в частности СВБ, путём отбора проб отложений в различных точках системы (коллекторы, емкости, вход/выход газопровода и др.).

Опыт эксплуатации морских трубопроводов зарубежными странами показывает, что в системах коррозионного мониторинга для осуществления связи между средствами сбора информации о состоянии средств ПКЗ и МТ используется следующие способы и методы:

- запись данных на электронный накопитель, установленный непосредственно под водой. В необходимые сроки заполненный накопитель заменяется на новый при помощи водолаза или дистанционно управляемого аппарата (ДУА);
- передача данных по акустическому каналу в блок приёма данных установленный на ДУА при непосредственном его приближении к сенсорам (датчикам);



– считывание данных в режиме и их передача по оптическому кабелю на приёмные блоки, установленные над водой, откуда далее по радиочастоте (GPS, УКВ, космос и др.) в базу данных (БД).

Кроме того, измеренные данные могут отображаться на подводных мониторах (например, CP Gun) с которых могут быть записаны на видео с ДУА. Некоторые подобные решения приведены на рисунке 2.

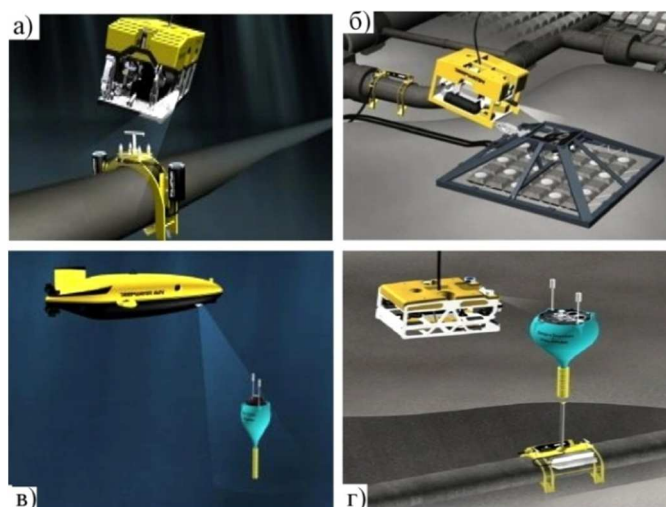


Рисунок 2 – Считывание (видеозапись) данных коррозионного мониторинга морского трубопровода с применением ДУА: а, б – по средству видеозаписи; в, г – по акустическому каналу

Для электропитания подводных средств КМ возможно использование долговременных элементов питания, активируемых морской водой. Учитывая тяжёлые условия эксплуатации, в которых выполнение ремонтных работ или ТО оборудования КМ дорогостоящее, а порой вообще невозможное, необходимо устанавливать дублирующие системы и оборудование (датчики и др.) и средства передачи или приёма данных.

Срок службы оборудования системы КМ должен быть не менее срока эксплуатации МТ при условии замены расходимых материалов и оборудования. Передача данных от средств КМ может осуществляться по кабелю или по гидроакустическому каналу в зависимости от того, что наиболее приемлемо в конкретном случае. Устройства с гидроакустической связью требуют наличия аккумуляторов, поэтому в этом случае необходимо учитывать срок службы аккумулятора.

Экономический эффект от рассмотренных мероприятий обусловлен снижением затрат на проведение мониторинга морских сооружений. Основным эффектообразующим фактором является снижение эксплуатационных затрат за счёт сокращения объема водолазных работ и аренды водного транспорта (катера). Оценка эффекта выполнена для трубопроводов континентального шельфа России из расчёта эксплуатационных затрат на одну точку мониторинга при контроле параметров ЭХЗ с периодичностью два раза в год.

В настоящее время контроль состояния средств защиты от коррозии морских участков осуществляется только визуально при спуске водолазов (без проведения электрометрических измерений) – вариант «без проекта». Вариант «с проектом» предусматривает разработку приборного парка для проведения электрометрических измерений в автоматическом режиме, накопления полученных результатов и последующей их передачи в службу защиты от коррозии эксплуатирующей организации.

Эксплуатационные затраты при проведении обследования включают аренду катера и услуги водолазной бригады. Продолжительность расчётного периода составляет 10 лет. Оценка эксплуатационных затрат проведена аналоговым методом с использованием данных организаций предоставляющих данные виды услуг. Водолазные работы проводятся на глубинах до 30 м. Периодичность водолазного обследования принята: ежегодно в течение первых 3 лет эксплуатации, затем 1 раз в 3 года.

Таким образом, предлагаемая к внедрению система проведения коррозионного мониторинга позволит оперативно выявлять на ранних стадиях коррозионные повреждения стенок трубы, изменение скорости коррозии, определение участков, на которых защита от коррозии неэффективна, отслеживать эффективность противокоррозионных мероприятий, принятых при эксплуатации трубопровода, а следовательно, обеспечить технически надёжную, экологически безопасную и экономически рентабельную эксплуатацию подводных нефтегазопроводов. Эти мероприятия позволят снизить риски, избежать аварий и экологических катастроф в акватории, где проложены объекты трубопроводного транспорта углеводородов.



Литература:

1. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надёжности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 331 с.
2. Маричев Ф.Н., Гетманский М.Д., Тетерина О.П. Внутренняя коррозия и защита трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – 44 с.
3. Защита от коррозии: учебное пособие / Ф.М. Мустафин [и др.]. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2004. – Т. 1. – 806 с.
4. Защита трубопроводов от коррозии: учебное пособие / Ф.М. Мустафин [и др.]. – СПб. : Недра, 2005. – Т. 2. – 617 с.
5. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
6. Внутренняя коррозия шлейфов добывающих скважин / Н.И. Васильев [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 19–22.
7. Анализ коррозионного износа трубопроводов и тепловых сетей / Н.М. Маликов [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 150–152.
8. Плешивцев В.Г., Пак Ю.А., Филиппов Г.А. Факторы, влияющие на эксплуатационную надёжность трубопроводов // Деформация и разрушение. – 2007. – № 1. – С. 6–11.
9. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
10. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
11. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
12. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
13. Родионова И.Г., Бакланова О.Н., Зайцев А.И. О роли неметаллических включений в ускорении процессов локальной коррозии нефтепромысловых трубопроводов из углеродистых и низколегированных сталей // Металлы. – 2004. – № 5. – С. 13–18.
14. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
15. Тимирханов И.Ф. Проблема обеспечения коррозионной надёжности основных трубных конструкций райзера // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 274–276.

References:

1. Zavyalov V.V. Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development. – M. : VNIIOENG, 2005. – 331 p.
2. Marichev F.N., Getmanskiy M.D., Teterina O.P. Internal corrosion and protection of pipelines in West Siberian oil fields. – M. : VNIIOENG, 1981. – 44 p.
3. Corrosion protection: textbook / F.M. Mustafin [et al.]. — Ufa : DizaynPolygraphServis, 2004. – Vol. 1. – 806 p.
4. Protection of pipelines against corrosion: tutorial / F.M. Mustafin [et al.]. – SPb. : Nedra, 2005. – Vol. 2. – 617 p.
5. Ecological aspects in building of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
6. Internal corrosion of production well plumes / N.I. Vasiliev [et al.] // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 19–22.
7. Analysis of corrosion wear of pipelines and heat networks / N.M. Malikov [et al.] // Bulatovskie Vzhетки. – 2020. – Vol. 6. – P. 150–152.
8. Pleshivtsev V.G.; Pak Yu.A.; Filippov G.A. Factors influencing upon the pipeline operational reliability (in Russian) // Deformation and destruction. – 2007. – № 1. – P. 6–11.
9. Povarova L.V. Environmental risks associated with oil field operation // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 2. – P. 112–122.
10. Povarova L.V., Kusov G.V. Regulatory and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
11. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Analysis of modern methods of protection of oilfield equipment from corrosion // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
12. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
13. Rodionova I.G., Baklanova O.N., Zaitsev A.I. About a role of non-metallic inclusions in acceleration of processes of local corrosion of oil-field pipelines from carbon and low-alloy steels // Metals. – 2004. – № 5. – P. 13–18.
14. Influence of corrosion of oil and gas equipment and above-normative curvature of wells on productivity of oil production / O.V. Savenok [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
15. Timirkhanov I.F. The problem of ensuring the corrosion reliability of the main pipe structures of the riser // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 274–276.