

УДК 628.147.22

**ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ИНГИБИТОРОВ,  
ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ**



**REVIEW AND ANALYSIS OF MODERN INHIBITORS USED ON FIELDS  
IN CONDITIONS OF INCREASED CORROSION ACTIVITY**

**Горпинченко Алексей Николаевич**

заместитель генерального директора по общим вопросам,  
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»  
swengorr@yandex.ru

**Аннотация.** Одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является наработка на отказ промышленного оборудования. В условиях осложнённой добычи средняя продолжительность работы оборудования в несколько раз ниже заявленного срока службы завода-изготовителя. Одним из влияющих факторов является коррозия оборудования. Вопрос о разработке мер защиты от коррозионной активности внутрискважинного оборудования является немаловажным, т.к. борьба с коррозией – это не только продление срока службы оборудования и снижение эксплуатационных затрат на ремонт, но и улучшение экономических показателей добычи на промыслах. В статье проведён анализ методов и технологий защиты внутрискважинного оборудования от осложнений, вызванных коррозионной активностью на месторождениях Западной Сибири. Рассмотрена классификация современных рецептур (по действующему веществу) ингибиторов коррозии, а также перспективы по применению более совершенных реагентов. Выполнен анализ технологий и сопутствующих им химических реагентов, применяющихся для борьбы с коррозией на месторождениях Западной Сибири.

**Ключевые слова:** анализ причин возникновения коррозии; выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности; ингибиторы, применяемые при повышенной коррозионной активности; технологии предотвращения процессов коррозии; технологии выявления коррозионно-опасных участков; требования к потребительским свойствам ингибиторов коррозии; расчёт потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии.

**Gorpinchenko Alexey Nikolaevich**

Deputy Chief executive officer  
for general affairs,  
LLC «Gazprom personnel»  
project «Achim Development»

**Annotation.** One of the priorities in the operation of oil and gas fields is the time between failures of field equipment. In conditions of complicated production, the average duration of equipment operation is several times lower than the declared service life of the manufacturer. One of the influencing factors is equipment corrosion. The issue of developing measures to protect against corrosion activity of downhole equipment is important, because Corrosion control is not only about extending the life of equipment and reducing operating costs for repairs, but also improving the economic performance of production in the fields. The article analyzes the methods and technologies for protecting downhole equipment from complications caused by corrosive activity in the fields of Western Siberia. The classification of modern formulations (according to the active substance) of corrosion inhibitors, as well as the prospects for the use of more advanced reagents, are considered. The analysis of technologies and accompanying chemical reagents used to combat corrosion in the fields of Western Siberia has been carried out.

**Keywords:** analysis of the causes of corrosion; identification of problem areas prone to corrosive activity; inhibitors used for increased corrosivity; technologies for preventing corrosion processes; technologies for detecting corrosive areas; requirements for consumer properties of corrosion inhibitors; calculation of the need for inhibitors to protect wells from corrosion.

**Анализ причин возникновения коррозии**

Одним из факторов, способствующих развитию аномально высокой коррозии подвешенного оборудования, является его работа в области давлений ниже давления насыщения. Интенсивное разгазирование скважинных флюидов в зоне подвески УЭЦН приводит к выпадению на поверхности металла карбонатных осадков и их местному стохастическому удалению в результате кавитационных процессов при образовании и схлопывании на поверхности металла газовых пузырьков. Это вызывает образование гальванопар и развитие локальной коррозии с аномально высокими скоростями.

Скорость кавитационного износа прямо пропорциональна квадрату скорости потока:

$$V_{кав} = a \cdot V_{эжс}^2,$$

где  $a$  – коэффициент пропорциональности;  $V_{эжс}$  – скорость газожидкостной смеси.

Поэтому увеличение скорости ГЖС в 2 раза приводит к четырёхкратному возрастанию скорости кавитационного износа.

В условиях коррозионно-агрессивного воздействия на металл пластовых флюидов основная отрицательная роль абразивных частиц, представленных в основном песком и пропантом, заключается в непрерывном удалении формирующейся защитной плёнки с поверхности металла, что позволяет протекать электрохимическому процессу коррозии с высокой скоростью.

Отсутствие в попутно добываемой воде растворённого кислорода и сероводорода позволяет предположить, что электрохимическая коррозия протекает по механизму углекислотной коррозии, связанной с наличием в попутно добываемой продукции углекислого газа.

Скорость углекислотной коррозии прямо пропорциональна парциальному давлению  $\text{CO}_2$  и температуре и описывается уравнением Де Ваарда-Миллиамса:

$$\lg(V_{\text{кор}}) = 6,467 - \frac{1710}{273 + t} + 0,67 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2}),$$

где  $V_{\text{кор}}$  – скорость коррозии, мм/год;  $P_{\text{CO}_2}$  – парциальное давление  $\text{CO}_2$ , МПа;  $t$  – температура, °С.

Для условий эксплуатации скважин месторождений западной Сибири скорость углекислотной коррозии может достигать значений 30-40 мм/год.

### **Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности Метод дефектоскопии**

Дефектоскопия – область науки и техники, целью которой является выявление дефектов деталей и узлов методами неразрушающего контроля, а также анализ корреляционных соотношений между параметрами.

#### **Ультразвуковой метод контроля**

Ультразвуковые волны, используемые в дефектоскопии, представляют собой упругие колебания, возбуждаемые в материале изделия, при этом частицы материала не перемещаются вдоль направления движения волны; каждая частица, совершив колебательное движение относительно своей первоначальной ориентации, снова занимает исходное положение, а колебательное движение совершает следующая частица и т.д. В гомогенных телах, особенно металлах, ультразвуковые волны распространяются как направленные лучи, а на границе с воздухом практически дают 100 %-ное отражение.

Ультразвук обладает способностью неограниченного проникновения в глубину и обнаружения дефектов любых размеров и расположения.

#### **Акустико-эмиссионный метод**

Акустическая эмиссия – это пассивный метод неразрушающего контроля. Главная цель её использования – выявление трещин, разломов, расслоений, коррозионных процессов. При этом она помогает находить не статические, а развивающиеся дефекты. Именно они являются наиболее опасными, т.к. грозят серьёзными неприятностями в самом ближайшем будущем.

Акустико-эмиссионный метод контроля основан на явлении, заключающемся в генерации упругих волн в твёрдых телах при их деформировании (нагрузении), что позволяет по результатам регистрации и анализа параметров упругих волн акустической эмиссии оценивать уровень напряжений и динамику развития дефектов в нагружаемых объектах контроля.

Акустико-эмиссионный метод, в отличие от ультразвукового импульсного метода контроля, является пассивным, а активную роль выполняют развивающиеся в материале контролируемого объекта дефекты, представляющие собой источники энергии акустической эмиссии.

Акустико-эмиссионный метод обладает высокой чувствительностью к развивающимся дефектам, превосходящей другие методы, например, обнаруживает приращение трещины порядка долей миллиметра. Для этого метода геометрические размеры и ори-

ентация дефекта не имеют существенного значения; он имеет также меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов.

#### ***Магнитопорошковый метод контроля***

Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля основан на притяжении магнитных частиц силами неоднородных магнитных полей, образующихся над дефектами в намагниченных объектах, с образованием в зонах дефектов индикаторных рисунков в виде скоплений магнитных частиц. Наличие и протяжённость индикаторных рисунков регистрируют визуально, с помощью оптических приборов или автоматическими устройствами обнаружения и обработки изображений.

Магнитопорошковый метод позволяет обнаруживать поверхностные и подповерхностные дефекты типа нарушений сплошности материала: трещины различного происхождения (шлифовочные, ковочные, штамповочные, закалочные, усталостные, деформационные, травильные и др.), флокены, закаты, надрывы, волосовины, расслоения, дефекты сварных соединений (трещины, непровары, шлаковые, флюсовые и окисные включения, подрезы) и др.

Наиболее распространён в практике магнитной дефектоскопии деталей бурового и нефтепромыслового оборудования, как в эксплуатации, так и при капитальном ремонте магнитопорошковый метод, основанный на визуальном наблюдении за осаждением частиц магнитного порошка в местах расположения дефектов.

#### ***Капиллярный метод контроля***

Задача капиллярной дефектоскопии заключается в обнаружении невооружённым глазом поверхностных дефектов путём искусственного повышения контрастности дефектного и неповреждённого участков, что достигается изменением светоотдачи дефектных участков поверхности вследствие нанесения специальных веществ на поверхность контролируемых объектов. В основе капиллярной дефектоскопии лежат следующие физические явления: капиллярное проникновение, сорбция и диффузия, люминесценция, световой и цветовой контрасты.

Капиллярные методы основаны на капиллярном проникании индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материалов объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя. Капиллярные методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяжённости (для протяжённых дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности.

#### ***Вихретоковый метод контроля***

Вихретоковые методы контроля основаны на взаимодействии внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля. Плотность вихревых токов в объекте зависит от геометрических и электромагнитных параметров контролируемого объекта, а также от взаимного расположения измерительного вихретокового преобразователя и объекта контроля.

#### ***Радиографический метод контроля***

Радиографический метод контроля применяется для выявления в сварных соединениях трещин, непроваров, пор, шлаковых, окисных и других включений, а также выявления прожогов, подрезов, оценки величины выпуклости и вогнутости корня шва, которые невозможно проконтролировать визуально. Радиографическому контролю подвергаются сварные соединения трубопроводов (технологических, промышленных), воздухоборников, сепараторов, теплообменников, отстойников, вертикальных резервуаров типа РВС, трубных систем котлов и др.

#### **Зарубежные технологии выявления коррозионно-опасных участков**

Для обследования промышленных трубопроводов с внешней стороны компания «Sapphire Technologies Inc.» применяет системы «TesTex», основанные на технологии LFET (метод низкочастотного электромагнитного поля). Этот метод состоит в наведении электромагнитного поля внутри исследуемого участка трубы, после чего измеряется электромагнитный сигнал. Любые изменения в сигнале регистрируются и сравниваются

ся с сигналами, полученными при калибровке для определения величины утонения стенки. Данный метод позволяет обнаруживать дефекты, расположенные как с внешней, так и с внутренней стороны объекта контроля, проводить контроль ферромагнитных и цветных металлов. Метод LFET не требует применения контактной жидкости и зачистки поверхности. Контроль может проводиться через зазор или покрытие толщиной до 5 мм, допускается присутствие однородной поверхностной окалины.

Обследование промышленного трубопровода методом LFET позволяет обнаружить точечную и сплошную коррозию и эрозию, точно определить участок локализации коррозии и величину утонения в процентах от номинальной толщины стенки трубы. Для уточнения параметров дефектов, обнаруженных при помощи LFET, может использоваться ультразвуковая толщинометрия. В то время как LFET является количественным методом, а использование ультразвуковой толщинометрии является простым и удобным в применении, сочетание этих двух методов неразрушающего контроля позволяет перепроверить полученные результаты и повысить достоверность контроля.

#### **Анализ современных ингибиторов, применяемых при повышенной коррозионной активности**

В таблице 1 приведены рекомендуемые области применения ингибиторов коррозии.

**Таблица 1** – Рекомендуемые области применения ингибиторов коррозии

<b>Область применения</b>	<b>Ингибиторы коррозии</b>
Для защиты нефтепромышленного оборудования от сероводородной коррозии и коррозии, вызываемой смесью сероводорода и углекислого газа, могут применяться также при солянокислотных обработках скважин. Замедляют коррозию сталей в растворах серной и соляной кислот	И-1-А, И-1-В, «Север-1», И-3-А, И-4-А, И21-Д
Для защиты от коррозии нефтегазопромышленного оборудования, вызываемой пластовыми и сточными водами, как содержащими, так и не содержащими сероводород	И-4-Д
Для защиты нефтегазопромышленного оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород	«Тайга-1» (И-5-ДНК), «Тайга-2» (И-5-ДТМ), И-30-Д, Газохим, Нефтехим, И-2-Е, И-К-10
Для подавления жизнедеятельности СВБ, для защиты нефтегазопромышленного оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород или смесь сероводорода с углекислотой	И-К-40

#### **«CONQOR 404»**

«CONQOR 404» – высокоэффективный ингибитор коррозии общего назначения на основе водорастворимых органофосфорных соединений. Этот реагент относится к пассивирующему типу ингибиторов, который образует защитную плёнку на металлических поверхностях, защищающую буровое оборудование, обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы от коррозионной агрессии. Внешний вид: янтарно-жёлтая жидкость. Температура вспышки: > 93 ° С. Температура замерзания: – 23 ° С.

«CONQOR 404» эффективно ингибирует коррозию металлических поверхностей бурового оборудования даже при относительно малых концентрациях во всех типах буровых растворов на водной основе. Он также достаточно эффективен при борьбе с кислородной коррозией в азрированных растворах, малоглинистых, недиспергирующих, полимерных системах и калиевых растворах. Данный ингибитор рекомендуется применять на шельфовых месторождениях, подверженных кислородной коррозии.

#### **«Катасол 28-1»**

Препарат для защиты от коррозии нефтепромышленного оборудования, контактирующего со средами, содержащими сероводород. Защитный эффект при дозировке 50 мг/дм<sup>3</sup> составляет 90–96 % на всем протяжении защищаемой системы.

«Катасол 28-1» сочетает в себе способность предотвращать сероводородную коррозию с эффективностью действия в качестве гидрофобизатора. Внешний вид: жидкость коричневого цвета со слабым специфическим запахом. Плотность 0,9–1,15 г/см<sup>3</sup>. Раство-

римость в минерализованной воде 12 г/см<sup>3</sup>. Растворимость в углеводородах: не ограничена.

«Катасол 28-1» используется при кислотных обработках скважин. Он замедляет взаимодействие кислотных компонентов с известковой породой, способствуя расширению призабойной зоны пласта гидрофобизации капилляров, по которым происходит приток нефти/газа к скважине.

#### **«Напор-1007»**

Для эффективной защиты трубопроводов от коррозии и нефтепромыслового оборудования от химической коррозии продукт дозируется в водонефтяные эмульсии или сточные воды в концентрации от 15 до 30 г/м<sup>3</sup>. Для подавления планктонных форм СББ при бактерицидных обработках «Напор-1007» применяется в концентрации от 100 до 150 г/м<sup>3</sup> в зависимости от заражённости объекта и устойчивости культуры СББ. Высокая антикоррозионная активность подтверждается результатами опытно-промышленных испытаний на промыслах.

Технологический процесс не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти и не ухудшает её качество. Ингибитор и продукты его разложения не отравляют катализаторы, применяемые при переработке нефти, а также не ухудшают качество нефтепродуктов. Введение ингибитора «Напор-1007» в нефтепромысловые среды подавляет рост сульфатовосстанавливающих бактерий. Внешний вид: однородная жидкость от светло-жёлтого до коричневого цвета. Плотность 0,9 г/см<sup>3</sup>. Растворимость: в ароматических углеводородах, спиртах, в воде диспергирует.

#### **«Олазол-Т2П»**

Используется «Олазол» для защиты от коррозии в сероводородных кислых средах высокопрочных и углеродистых сталей.

Основные компоненты: смесь моноамида олеиновой кислоты (часть в общем объёме – 10 %) и производных имидазолина (90 % в общем объёме). Растворимость ингибитора: растворим в ацетоне, растворах минеральных кислот, воде, углеводородах, спиртах. Эффективная концентрация: 1 г/л. Область применения: для защиты нефтегазодобывающего оборудования и систем нефтесбора, в сероводородных кислых средах. Степень защиты: 96–97,8 %.

Данный ингибитор рекомендуется применять на месторождениях с высоким содержанием сероводорода. Примером таких месторождений в России являются Иси́мовское и Астраханское газоконденсатные месторождения.

#### **«Викор-1»**

Нефтерастворимый вододиспергируемый ингибитор коррозии «Викор-1» предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводного транспорта от коррозии в системах сбора обводнённой нефти, поддержания пластового давления и утилизации сточных вод, межпромысловой перекачки; для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий, вызывающих микробиологическую коррозию.

Ингибитор коррозии «Викор-1» технологичен, обладает широким защитным действием, не оказывает отрицательного влияния на процесс нефтепереработки и качество товарной нефти. Основные компоненты: соль имидазолина, ОП-10 и растворитель. Растворимость ингибитора: вододиспергируемый. Эффективная концентрация: 30 мг/л. Область применения: для защиты водо- и нефтепроводов для транспортировки сред в присутствии углекислого газа и сероводорода до 15 мг/л. Степень защиты: 85–90 %.

#### **«ИНК-1»**

Реагент предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования, систем поддержания пластового давления, сбора и транспорта нефти от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород и углекислоту. Предназначен для дозирования в системы ППД, нефтесбора, системы подготовки воды.

Применяется как при непрерывном, так и периодическом дозировании, в случае перерывов в дозировании реагента рекомендуется проводить периодические обработки повышенной концентрацией реагента для создания защитной адсорбционной плёнки на поверхности металла. Реагент «ИНК-1» не оказывает отрицательного воздействия на работу деэмульгаторов, рекомендуется для подачи непосредственно на приём подающих насосов. Растворимость ингибитора: вододиспергируемый. Эффективная концентрация: 15–30 мг/л. Степень защиты: 85–95 %.

Данный ингибитор рекомендуется применять в условиях месторождений с высоким углекислотным фактором.

**«Додиген 4482-1»**

Ингибитор применяется на Астраханском газоконденсатном месторождении. Основные компоненты: разработан на основе реагента «Додиген 481». Эффективная концентрация: 25 мг/л.

Область применения: для защиты скважин, а также системы сбора и транспорта газоконденсатной смеси на ГПЗ от сред, содержащих углекислый газ и сероводород.

Для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород применяют «Амфикор», «Нефтехим-1», «Газохим-1», «Тилаз».

**«Амфикор»**

Реагент «Амфикор» представляет собой водорастворимую соль производных азот- и фосфорсодержащих соединений в растворителе.

Водорастворимый ингибитор коррозии «Амфикор» предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, углекислоту. Для эффективной защиты водоводов, нефтесборных коллекторов и другого нефтепромыслового оборудования от коррозии ингибитор дозируется в водонефтяные эмульсии или сточные воды в концентрации 15–50 г/м<sup>3</sup>. Высокая антикоррозионная эффективность продукта подтверждается результатами промышленного применения на промыслах. Объем применения составляет 1,5–2 тыс. тонн/год. Основные компоненты: аммонийная соль алкилфосфористой кислоты в растворителе. Растворимость ингибитора: растворим в воде. Эффективная концентрация: 15–50 мг/л. Область применения: для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, углекислоту и одновременно кислород. Степень защиты: 85–95 %.

**«Нефтехим-1»**

Ингибитор коррозии «Нефтехим-1» по составу представляет собой смесь продуктов реакции аминов с жирными кислотами таллового масла, либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот (соль алифатических аминов с жирными кислотами) с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды, моторные топлива, сольвенты (нефрасы), эфиросодержащие и спиртосодержащие смеси, продукты оксиэтилирования и алкилирования технических спиртов, парафинов и другие растворители и добавки, обеспечивающие ингибитору технологичность применения, усиливающие его диспергируемость, частичную водорастворимость и адгезию к поверхности защищаемого оборудования и коммуникаций, находящихся в средах с высокой солевой минерализацией, содержащих углекислый газ, кислород, сероводород и другие агрессивные примеси.

Ингибитор коррозии «Нефтехим-1» образует устойчивую защитную плёнку на поверхности углеродистой стали. Эффективен для защиты от общей и локальной коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, растворённые двуокись углерода и кислорода.

Основные компоненты: смесь продукта конденсации кислот таллового масла и аминов в растворителе и добавкам. Растворимость ингибитора: растворим в нефти, в воде диспергирует. Эффективная концентрация: 30–50 г/м<sup>3</sup>. Область применения: для защиты нефтегазопромыслового оборудования, коммуникаций и наземного оборудования системы ППД от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород до 300 мг/л, смесь сероводорода с углекислотой, кислород. Степень защиты: 95–98 %.

**«Тилаз»**

Предназначен для защиты от коррозии высоконапорных и выкидных трубопроводов, транспортирующих высокообводнённые минерализованные газожидкостные и водно-солевые среды, содержащие хлориды, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S и другие агрессивные компоненты; защищает от коррозии подземное оборудование нефтяных скважин, водоперекачивающее оборудование.

Ингибитор подавляет питтинговую, язвенную и другие виды локальной коррозии; в 3–5 раз снижает содержание водорода в стали; подавляет коррозионное растрескивание и тормозит процесс наводороживания металла. «Тилаз» не влияет на процессы

деэмульсации нефти, подготовку нефти к переработке, её переработку. Основные компоненты: продукт синтеза олеиновой кислоты, диэтанолamina (ДЭА) и борной кислоты. Растворимость ингибитора: растворим в органических растворителях и минеральных маслах. Эффективная концентрация: 30–50 мг/л. Степень защиты: 85–90 %.

### **Технологии предотвращения процессов коррозии**

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов коррозии в добывающих скважинах с применением химических реагентов:

- 1) периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) капиллярное дозирование;
- 3) установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) использование капсулированных ингибиторов;
- 5) задавка ингибитора в пласт;
- 6) дозирование с помощью УДР.

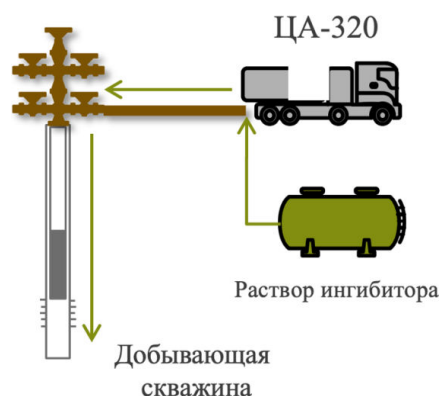
### **Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство**

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство. Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин без их остановки является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводнённости являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объёма ингибитора насосом. При использовании данной технологии существуют два пути поступления ингибитора на приём УЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины. При выводе скважины после глушения часть затрубного пространства заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затрубное пространство в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При снижении поступления жидкости из пласта скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворённый ингибитор поступает на приём УЭЦН. При замещении раствора глушения в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на приём насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная закачка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины под давлением. В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора, нерастворимого в нефти, протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор ингибитора задавливается на забой скважины, а её эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое.

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5 % раствора ингибитора в воде для первой закачки реагента на забой скважины. При последующих закачках объём раствора должен быть не менее 1 м<sup>3</sup>. Раствор готовится на попутно добываемой воде или воде, близкой к пластовой по минерализации, для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счёт сил гравитации.

Выполняется обвязка оборудования путём подсоединения выкидной линии цементировочного агрегата (ЦА-320) к внешней затрубной задвижке скважины (рис. 1). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора. Не останавливая работу скважинного насоса, следует произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше 3–4 МПа.



**Рисунок 1** – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Расчёт массы ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины производят по формуле:

$$M_{инг} = 2 \cdot C_{ур} \cdot Q_{ж} \cdot T_0 \cdot 10^{-3},$$

где  $M_{инг}$  – масса ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины, кг;  $C_{ур}$  – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или остаточную скорость коррозии, г/м<sup>3</sup>;  $Q_{ж}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут.;  $T_0$  – периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут.;  $10^{-3}$  – множитель перевода граммов в килограммы; 2 – коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток.

Основные достоинства: защитой обеспечены следующие зоны – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование; отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатками являются повышенный расход реагента по сравнению с методом постоянного дозирования, ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах и нестабильный расход реагента.

### Капиллярное дозирование ингибитора

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме в затрубное пространство с помощью установку дозирования реагента через специальную капиллярную трубку в область приёма насоса.

Благодаря импульсной трубке, которая подаёт ингибитор на приём насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, снижая риск уменьшения фильтрационно-емкостных свойств. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спускоподъёмных операциях (СПО), а также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки.

Технология подачи происходит следующим образом: по скважинному капиллярному трубопроводу 5, закреплённому на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель 7, перед которым установлен протектолайзер 6 для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приёмную сетку УЭЦН (рис. 2). Расход реагента может быть значительно снижен по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование представлено дозировочной установкой 1, наземным трубопроводом 2 и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ингибитора коррозии (как правило, товарная форма)  $G$  (кг/сут.) рассчитывается по формуле:

$$G = Q_{ж} \cdot C_{ур} \cdot 10^{-3}.$$



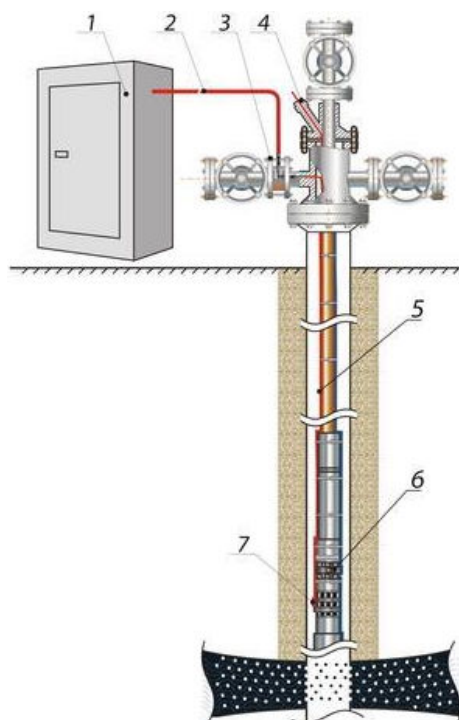


Рисунок 2 – Подача химического реагента в приёмную сетку глубинного электроцентробежного насоса

Производительность дозирующего насоса  $q$  (дм<sup>3</sup>/час) вычисляют по формуле:

$$q = \frac{Q_{ж} \cdot C_{ур} \cdot 10^{-3}}{24 \cdot \rho \cdot P_{ук}},$$

где  $Q_{ж}$  – объём добываемой жидкости, м<sup>3</sup>/сут.;  $\rho$  – плотность ингибитора, кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ук}$  – доля ингибитора коррозии в дозирующем растворе (при закачке товарной формы реагента  $P_{ук} = 1$ );  $C_{ук}$  – концентрация ингибитора коррозии, г/м<sup>3</sup>.

#### Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования

Погружные скважинные контейнеры, например, «Трил» (рис. 3), представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнер крепится к нижней части насосной установки во время проведения ремонта скважины. Через перфорированные отверстия в стенках контейнера добываемая жидкость омывает поверхность реагента, обеспечивая его рабочую концентрацию. Определённая скорость подачи ингибитора (обычно, растворённого в водной среде) обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 360 сут.). За счёт своей автономности данная технология удобна в применении на удалённых месторождениях, доступ к которым затруднён. Однако ограничения, связанные с объёмом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода.

Одно из технологических ограничений технологии связано с максимальной нагрузкой на колонну. Исходя из этого, с учётом массы и состава размещаемой композиции и желаемого времени защиты оборудования можно оценить границу применимости технологии по дебиту жидкости. Преимущества технологии – это гарантированное присутствие ингибитора в продукции скважин, нет необходимости постоянного обслуживания дозирующих устройств. Недостатки – сложность точной дозировки ингибитора; возможно быстрое расходование ингибитора за счёт высокого дебита жидкости (более 80 м<sup>3</sup>/сут.); увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Как правило, ингибирующая композиция из-за ограниченной растворимости может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора в интервале обводнённости от 20 до 80 %.

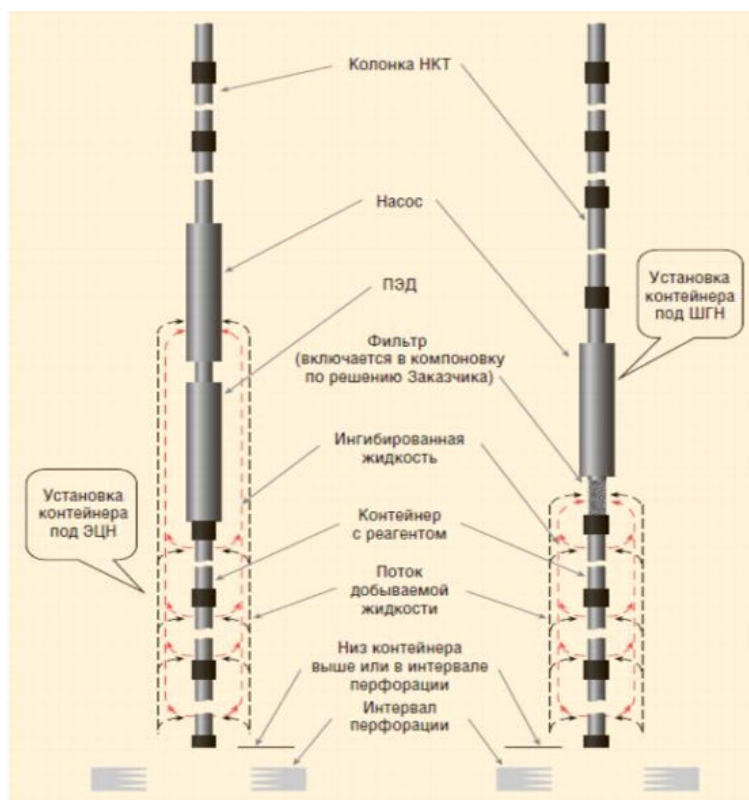


Рисунок 3 – Схема компоновки контейнера «Трил» в скважине

### Задавка ингибиторов в пласт (технология «Squeeze»)

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в Западном Техасе, Grayburg Jackson и Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе Натрона (Вайоминг) и т.д. В отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Суть данной технологии заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта. За счёт адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор «закрепляется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, ПЗП и наземных коммуникаций.

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время капитального ремонта в соответствии с основным планом капитального ремонта скважины (КРС).

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- с наличием ЗУМПФа (открытый интервал перфорации);
- с исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации;
- с исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- с исправным состоянием фонтанной арматуры скважины (наличие дублирующей буферной задвижки), работоспособностью центральной, коллекторной и затрубной задвижек.

Давление задавливания определяется приёмистостью пласта и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5 % раствора ингибитора в попутно добываемой воде или воде, близкой к пластовой по минерализации, используя расчётное количество ингибитора.

В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводнённости продукции скважины. Кроме того, «Squeeze treatment» не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удалённых скважин.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта в связи с за­давкой в него значительных объёмов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов и различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин.

Технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный насос организует значительный перепад давления в ПЗП и высокоскоростные потоки жидкости, из-за чего ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы.

#### **Дозирование с помощью установки дозирования реагента**

Установка дозирования реагента (рис. 4) предназначена для дозированного ввода жидких ингибиторов коррозии в затрубное пространство скважины с помощью насоса дозатора. В настоящее время данная технология подачи реагента является классической и получила своё распространение ввиду её эффективности при эксплуатации. Преимущества УДР в том, что дозирование ингибитора осуществляется непрерывно в заданном интервале подачи реагента в скважину, также возможна дозаправка контейнера УДР по мере израсходования реагента. Из недостатков данного метода ингибиторной защиты выделяется высокая стоимость оборудования, зависимость от развитой инфраструктуры по хранению, закачке реагентов, а также службы по заправке и контролю работы дозирующего оборудования.



Рисунок 4 – Установка дозирования химического реагента

#### **Требования к ингибиторам коррозии с учётом условий и способов эксплуатации скважин**

##### ***Требования к потребительским свойствам ингибиторов***

Ингибиторы коррозии для применения с дозирующими устройствами должны быть жидкими продуктами. Температура застывания и температура, соответствующая вязкости 800 сСт (максимальная вязкость жидкости, перекачиваемой дозирующими насосами), должны быть соответственно минус 50 и минус 40 °С.

Ингибиторы не должны обладать высокой токсичностью для людей. Наиболее приемлемы продукты 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76.

Температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения, а также пределы взрываемости паров ингибитора с воздухом не должны превышать этих показателей для светлых нефтепродуктов. При одинаковых показателях по защитным свойствам, вязкости и токсичности предпочтение следует отдавать невзрывоопасным, негорючим соединениям.

Ингибиторы при рабочих концентрациях не должны оказывать разрушающее действие на уплотнительные материалы, применяемые в насосах, задвижках, фланцевых соединениях.

Для перевозки, хранения и закачки ингибиторов должны применяться стандартные технические средства.

Защитные свойства ингибиторов не должны изменяться при хранении в течение года в закрытых ёмкостях, на открытых площадках и в неотапливаемых складских помещениях при температуре окружающей среды от минус 50 до плюс 40 °С.

#### **Специальные требования**

Ингибиторы не должны повышать устойчивость эмульсии «нефть – вода», ухудшать действие деэмульгаторов, вызывать вспенивание эмульсии и отдельно водной и углеводородной фаз после их расслоения.

Защитное действие ингибиторов должно сохраняться при температуре коррозионной среды на забое скважины.

Ингибиторы не должны способствовать развитию сульфатвосстанавливающих бактерий. Предпочтительны ингибиторы, обладающие бактериостатическими или бактерицидными свойствами.

Ингибиторы не должны нарушать химическое равновесие минерализованной водной фазы эмульсии «нефть – вода».

Ингибиторы должны быть устойчивыми к коагуляции в минерализованной пластовой воде.

Ингибиторы должны сохранять защитные свойства в присутствии реагентов, предотвращающих отложение солей и парафина.

Ингибиторы не должны ухудшать качество отделяемой от нефти воды, т.е. способствовать увеличению в ней нефти и механических примесей.

Вода, содержащая ингибитор, при закачке в продуктивные горизонты не должна уменьшать проницаемость горных пород.

Ингибиторы и продукты их разложения не должны отравлять катализаторы, применяемые при переработке нефти, и ухудшать качество получаемых нефтепродуктов.

В состав ингибиторов не должны входить соединения, содержащие органически связанный хлор.

Ингибиторы и их растворы при применении по методу закачки в призабойную зону пласта не должны вызывать набухание горных пород, составляющих продуктивный пласт.

Ингибиторы, применяемые для защиты газлифтных скважин по методу непрерывной закачки, для исключения возможности образования гидратов в трубопроводе для нагнетания газа и межтрубном пространстве не должны содержать воду.

Ингибиторы должны обладать способностью перехода в водную фазу при разделении эмульсии «нефть – вода».

Защитная способность ингибиторов должна быть не менее 90 % при определении в соответствии с требованиями ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности» и ГОСТ 9.514-99 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности».

#### **Расчёт потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии**

Удельный расход химического реагента определяется на основании статистических данных фактического удельного расхода за год, предшествующий планируемому (или средний расход за несколько предшествующих лет).

Потребность в ингибиторе для защиты скважин и внутрискважинного оборудования от коррозии на год по каждому защищаемому объекту рассчитывается по формуле:

$$X_{ик}(i) = k_i \cdot Q_{ж}(i) \cdot q \cdot 10^{-6} \cdot 365,$$

где  $X_{ик}(i)$  – потребность в ингибиторе коррозии для обработок  $i$ -той скважины на данном месторождении на планируемый период (365 дней), м<sup>3</sup>;  $k_i$  – коэффициент пересчёта планируемого увеличения или снижения дебита добываемой жидкости

$i$ -той скважины на последующий год (данные отдела разработки);  $Q_{ж(i)}$  – среднесуточный текущий дебит  $i$ -той скважины, м<sup>3</sup>;  $q$  – удельный расход ингибитора коррозии, г/м<sup>3</sup>;  $10^{-6}$  – перевод граммы в тонны; 365 – количество дней в году.

Потребность в ингибиторе коррозии в целом по заданному месторождению рассчитывается с учётом осложнённого коррозией фонда скважин и определяется по формуле:

$$X_{ук} = \sum_{i=1}^n X_{ук(i)},$$

где  $X_{ук}$  – годовая потребность в ингибиторе коррозии по осложнённому фонду скважин заданного месторождения, м<sup>3</sup>;  $n$  – общее количество скважин осложнённого коррозией фонда, шт.

### Литература

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромышленного оборудования. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 187 с.
2. Хайдерсбах Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2015. – 480 с.
3. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвып. № 2. – С. 74–78.
4. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Проведение исследований по измерению скорости коррозии в системе сбора газа Песцовой площади Уренгойского НГКМ // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: сборник материалов международной научно-практической конференции (15–17 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2022.
5. Дикилиев Р.И. Комплексный подход при обосновании выбора технологии борьбы с коррозией на месторождениях Западной Сибири: бакалаврская работа / науч. рук. Т.С. Глызина. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020.
6. Метод оценки скорости углекислотной коррозии трубопроводов систем сбора нефти / В.О. Доманский [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2016. – № 11. – С. 51–54.
7. Ерехинский Б.А., Исаев А.Н., Осипова Г.Н. К вопросу о причинах коррозионного разрушения элементов фонтанной арматуры на скважине № 2114 УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2016. – № 1. – С. 32–34.
8. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё // Коррозия Территория Нефтегаз. – 2011. – № 1 (18). – С. 18–25.
9. Исмаилов О.Д. оглы. Разработка универсального ингибитора коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 234–237.
10. Кашковский Р.В., Ибатуллин К.А. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 3. – С. 71–91.
11. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH : материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2022. – Т. 1. – С. 17–22.
12. Микроорганизмы нефтяного пласта как одна из причин внутренней коррозии нефтепромышленных коммуникаций / И.О. Орлова [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 136–138.
13. Поварова Л.В., Самарин М.А., Тараник Р.А. Причины коррозии нефтепромышленных трубопроводов и способы их защиты // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
14. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия СО<sub>2</sub> / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
15. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
16. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
17. Савенок О.В., Горпинченко А.Н., Порывкин П.П. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромышленного оборудования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.

## References

1. Markin A.N., Nizamov R.E. CO<sub>2</sub>-corrosion of oilfield equipment. – M. : JSC «VNIOENG», 2003. – 187 p.
2. Heidersbach R. Corrosion protection and metallurgy of oil and gas production equipment. – SPb. : COP «Profession», 2015. – 480 p.
3. Artemenkov V.Yu., Koryakin A.Yu., Dikamov D.V. Organization of corrosion monitoring in the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy OGCF // Gas Industry. – 2017. – Special issue № 2. – P. 74–78.
4. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Samoilo M.I. Carrying out studies to measure the corrosion rate in the gas gathering system of Pestsovaya area of Urengoy OGCF // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbons: collection of international scientific and practical conference materials (15–17 November 2022, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : Saint-Petersburg Mining University, 2022.
5. Dikiliev R.I. Complex approach in substantiating the choice of technology to combat corrosion in the fields of Western Siberia: bachelor's thesis / Supervisor. T.S. Glyzinna. – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2020.
6. Method of estimating the rate of carbon dioxide corrosion of pipelines of oil gathering systems / V.O. Domanskii [et al.] // Oilfield Business. – 2016. – № 11. – P. 51–54.
7. Erekhinsky B.A., Isaev A.N., Osipova G.N. On the causes of corrosion damage of wellhead fittings in well No. 2114 UKPG-22 of Achimov deposits of the Urengoy OGCF // Corrosion. Territory Neftegaz. – 2016. – № 1. – P. 32–34.
8. Ivanovsky V.N. Corrosion of downhole equipment and methods of protection against it // Corrosion Territory Neftegaz. – 2011. – № 1 (18). – P. 18–25.
9. Ismailov O.D. oglu. Development of a universal corrosion inhibitor // Bulatov Readings. – 2020. – V. 2 – P. 234–237.
10. Kashkovsky R.V., Ibatullin K.A. Some aspects of carbon dioxide corrosion of steel equipment and pipelines of oil and gas fields // Science and Technology in the gas industry. – 2016. – № 3. – P. 71–91.
11. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovsky [etc.] // REFERATOTECH : materials of II International Scientific-Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2022. – V. 1. – P. 17–22.
12. Oil reservoir microorganisms as one of the causes of internal corrosion of oilfield communications / I.O. Orlova [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – V. 2. – P. 136–138.
13. Povarova L.V., Samarin M.A., Taranik R.A. Causes of corrosion of oilfield pipelines and methods of their protection // Bulatovkie readings. – 2021. – V. 2. – P. 32–39.
14. Laboratory tests to assess the corrosion aggressiveness of media in the presence of CO<sub>2</sub> / V.V. Polnikov [et al.] // Bulatov readings. – 2020. – V. 2. – P. 368–371.
15. Influence of corrosion of oil and gas equipment and extra curvature of wells on the productivity of oil production / O.V. Savenok [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – V. 2. – P. 174–178.
16. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Features of operation of oil and gas wells in conditions of high corrosive aggression // Science. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
17. Savenok O.V., Gorpichenko A.N., Poryvkin P.P. Analysis of corrosion-mechanical failures of structural materials of oil and gas field equipment // Nauka. Technics. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 3. – P. 133–147.