

А.А. Даминов, В.В. Рагулин (ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Российская Федерация), **А.И. Волошин** (ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация), **А.Г. Телин** (ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Российская Федерация)

СОВРЕМЕННАЯ ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Azat A. Daminov, Viktor V. Ragulin (Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russian Federation), **Alexandr I. Voloshin** (RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation), **Aleksey G. Telin** (Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russian Federation)

CURRENT PRACTICE OF ANTI-CORROSION PROTECTION OF OIL WELL EQUIPMENT

Введение

В связи со вступлением большинства нефтяных месторождений на территории России на поздние стадии разработки проблема коррозии нефтепромыслового оборудования становится актуальней. Связано это, в основном, с ростом обводненности добываемой продукции, коррозионной агрессивности добываемых флюидов, интенсификацией добычи нефти.

Цели и задачи

Статья посвящена обзору и анализу различных методов защиты от коррозии подземного оборудования добывающих скважин в современных условиях.

Результаты

Приведены критерии технологической применимости и ограничения различных способов защиты от коррозии. Показано, что в современных условиях нефтедобывающие предприятия не ограничиваются применением какой-либо одной технологии противокоррозионной защиты, а используют комплекс противокоррозионных мероприятий в соответствии с их критериями применимости и технико-экономической целесообразностью.

© Даминов А.А., Рагулин В.В., Волошин А.И., Телин А.Г., 2020

Background

Due to the entry of the majority of oil fields in Russia into the late stages of development, the problem of oilfield equipment corrosion is urgent. This is mainly due to the increase in water content of the extracted products, the corrosive aggressiveness of the extracted fluids, and the intensification of oil production.

Aims and Objectives

The article is devoted to the review and analysis of various methods of protection against corrosion of underground equipment of producing wells in modern conditions.

Results

The criteria of technological applicability and limitations of various methods of corrosion protection are given. It is shown that in modern conditions, oil-producing enterprises use not any one anti-corrosion protection technology, but a set of anti-corrosion measures in accordance with their applicability criteria and technical and economic feasibility.

Ключевые слова: коррозия скважинного оборудования; осложненный фонд скважин; противокоррозионная защита; методы борьбы с коррозией

Key words: well equipment corrosion; complicated well stock; anticorrosion protection; corrosion control methods

С ростом обводненности добываемой продукции и переходом эмульсии через точку инверсии фаз, когда внешней фазой эмульсии становится пластовая вода, коррозионная агрессивность продукции кратно возрастает. Форсированный отбор пластовой продукции при интенсификации добычи нефти приводит к возрастанию скорости потока газожидкостной среды, выносу из породы пласта твердых частиц, что способствует коррозионно-абразивному воздействию на внутрискважинное оборудование (ВСО). Наиболее остро проблема коррозии ВСО стоит на нефтедобывающих предприятиях Западно-Сибирского региона, где коррозия в основном носит углекислотный характер, а скорость локального коррозионного проникновения может достигать до 30 мм/год [1, 2]. Коррозионный фонд составляет 10-15 % осложненного фонда добывающих скважин.

Для борьбы с коррозией подземного оборудования скважин используются следующие основные методы защиты:

- химические (ингибиторы коррозии, бактерициды, нейтрализаторы сероводорода, поглотители кислорода);

- технологические (обеспечение режима течения газожидкостной смеси (ГЖС) с минимальной коррозионной агрессивностью - предварительное удаление газов и механических примесей, снижение скорости потока, создание эмульсионного режима и т. д.);

- защитные покрытия (металлизационные и неметаллические);

- стали с повышенной коррозионной стойкостью (легирование коррозионностойкими металлами, удаление вредных примесей, специальная термообработка);

- применение неметаллического оборудования, не подверженного коррозии (стеклопластик, фторопласт, фарфор и т.д.);

- электрохимическая защита (станции катодной защиты, протекторы).

Если раньше основным методом защиты подземного оборудования скважин от коррозии считалось применение ингибиторов коррозии, то в последние 20 лет в нефтедобывающей отрасли современной России большое внимание уделяется также внедрению и других альтернативных методов противокоррозионной защиты ВСО.

Технологии ингибиторной защиты

В настоящее время применение ингибиторов коррозии является наиболее распространенным и эффективным способом защиты скважинного оборудования от коррозии, главным образом вследствие относительной дешевизны, отсутствия капитальных затрат при внедрении, гибкости и оперативности в применении при возникновении коррозионной ситуации.

В основном ингибиторы коррозии применяются по технологиям постоянного или периодического дозирования в затрубное пространство скважин с различными вариациями [2-8].

Эффективность применения ингибиторной защиты в огромной степени зависит от правильности выбора ингибитора коррозии и технологии его использования применительно к конкретным условиям эксплуатации. Так, на месторождениях Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского регионов коррозия ВСО носит в основном углекислотный характер, т.е. обусловлена присутствием в добываемой продукции растворенного CO_2 . Крайним проявлением CO_2 -коррозии является мейза-коррозия, скорость которой может достигать 45 мм в год [2]. На предприятиях Урало-Поволжского и Северо-Кавказского регионов

в добываемой продукции содержится также и сероводород, и коррозия носит смешанный характер. На большинстве месторождений в нефтепромысловых средах присутствуют бактерии, которые могут ускорить коррозию как за счет продуцирования сероводорода, так и за счет собственного участия в коррозионных процессах.

В большинстве сточных и подтоварных вод, идущих на цели поддержания пластового давления, обнаруживается также кислород, коррозионная агрессивность которого намного больше, чем у углекислого газа и сероводорода. Более того, кислород обнаруживается даже в продукции добывающих скважин [9]. При совместном присутствии кислорода, сероводорода и углекислого газа многократно возрастает риск локальной коррозии [10], а эффективность подавляющего большинства ингибиторов коррозии резко снижается.

В советское время эффективность разрабатываемых ингибиторов коррозии в соответствии с отраслевыми РД оценивалась исключительно по отношению к сероводородной коррозии.

Механизм защитного действия ингибиторов сероводородной коррозии обусловлен образованием барьерного хемоадсорбционного слоя на поверхности металла за счет химической связи между ионом железа и аминогруппой ингибитора через сульфидный мостик.

Современные ингибиторы коррозии для нефтедобывающей промышленности представляют собой сложные органические композиции из одной или нескольких активных основ в водно-спиртовых или углеводородных растворителях.

В качестве активной основы используют имидазолины, амины, амиды, четвертичные аммониевые основания, алкилпиридины, жирные кислоты, фосфатированные сложные эфиры и т.д., позволяющие образовывать адсорбционные связи.

Для защиты от кислотной коррозии при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) используются ингибиторы кислотной коррозии. Для систем, содержащих кислород, необходимо подбирать ингибиторы с несколькими активными основами, либо парал-

лельно с ингибитором дозировать поглотитель кислорода. Если в результате мониторинга коррозионной ситуации выявляется присутствие микробиологической составляющей коррозии, рекомендуется наряду с ингибированием проводить бактерицидные обработки, либо применять реагенты комплексного действия (ингибитор коррозии / бактерицид). Тяжелые растворы глушения на основе хлоридов и нитратов обладают высокой коррозионной агрессивностью и также нуждаются в ингибировании [9].

Традиционные ингибиторы коррозии, используемые в нефтедобыче, малоэффективны для ингибирования таких растворов, и подбор эффективных ингибиторов для подобных систем зачастую представляет сложную проблему. Современные ингибиторы коррозии являются ингибиторами смешанного типа, т.е. замедляют как катодную, так и анодную реакции на поверхности металла.

В нефтедобывающей промышленности ингибиторы подразделяют на нефтерастворимые, водорастворимые и вододиспергируемые.

Выбор типа реагента в основном зависит от того, какова структура ГЖС в защищаемом объекте.

Так, нефтерастворимые ингибиторы образуют более прочную защитную пленку на металле, чем водорастворимые [7] и предпочтительны в системах с эмульсионным режимом течения, а также при периодических ударных обработках. Применение нефтерастворимых ингибиторов по технологии постоянного дозирования через затруб не рекомендуется вследствие их накопления в нефтегазовом слое.

Водорастворимые ингибиторы коррозии эффективны в условиях расслоения ГЖС в трубопроводах, но не рекомендуются для защиты ВСО, т.к. их использование может привести к локальной язвенной коррозии [2].

Наиболее эффективно для защиты ВСО применение вододиспергируемых ингибиторов коррозии, обладающих высокой способностью перехода из нефтяной фазы в водную фазу [5].

Для защиты скважин, добывающих газ и газоконденсат, используются те же техно-

логии, что и для нефтяных скважин [7, 8]. При этом предпочтение отдается нефтерастворимым ингибиторам коррозии, при использовании которых рекомендуется применение технологии задавки ингибитора в пласт.

При применении технологий ингибиторной защиты на скважинах с высоким выносом механических примесей и значительными скоростями ГЖС эффективность ингибирования может значительно снизиться за счет гидроабразивного воздействия потока на пленку ингибитора [1, 2, 11].

Анализ литературных данных, а также результатов лабораторных исследований и опытно-промысловых испытаний (ОПИ) ингибиторов коррозии, проведенных авторами, позволил составить таблицу критериев применимости различных технологий ингибирования коррозии скважинного оборудования в зависимости от скорости ГЖС в скважине и количества взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой продукции (таблица 1).

В последнее время получают распространение технологии применения капсулированных ингибиторов, позволяющие обеспечить пролонгированный вынос ингибитора из скважины. При этом разные фирмы предлагают различные разновидности данной технологии. Так, капсулированный ингибитор Augacor C101 фирмы Baker Petrolite обладает плотностью, позволяющей находиться капсулам на границе раздела фаз «пластовая вода - нефть». При этом капсулы растворяются в углеводороде, а ингибитор - в воде. Капсулированный ингибитор коррозии Encaptron 95 фирмы Champion Technologies представляет собой водорастворимый ингибитор с плотностью больше 1, который можно опустить в зумпф.

В настоящее время основные производители нефтепромысловой химии в России также имеют в своем ассортименте капсулированные ингибиторы коррозии. Разнообразности технологии отработаны в различных

условиях и показали свою эффективность на фонде малодебитных скважин [12, 13].

Фирма Baker Petrolite предлагает также бинарный ингибитор коррозии CRONOX FILM-PLUS для периодических обработок скважин. После начальной обработки CRONOX FILM-PLUS обеспечивает защитный слой на металлической поверхности трубы в 2-4 раза дольше, чем обычные нефте- или вододиспергируемые ингибиторы.

Бинарные ингибиторы могут быть эффективными для защиты обсадной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ) в затрубе, а также при консервации скважин.

В последние годы получили распространение ингибиторы комплексного действия (ИКД), позволяющие эффективно бороться одновременно с двумя видами осложнений скважинного оборудования: коррозией и солеотложениями.

Авторами проведены лабораторные испытания большого количества ИКД отечественного производства для условий углекислотной коррозии и выпадения карбонатных солей. В ходе работ подобраны реагенты, позволяющие достичь эффективности ингибирования коррозии 90 % и более, эффективности ингибирования солеотложений - до 100 %.

Проведены ОПИ наиболее эффективных реагентов на нескольких месторождениях Западно-Сибирского региона по различным технологиям. Применение ИКД наиболее эффективно на скважинах с обводненностью более 80 %.

Для защиты всего ВСО, включая ПЭД и электроцентробежные насосы (ЭЦН), от коррозии и солеотложений необходимо применение ИКД по технологии непрерывного дозирования с использованием капиллярной трубки или по технологии закачки ингибитора в призабойную зону пласта (SQEEZE).

Развитие технологий, их совершенствование предполагают внедрение решений, адаптивных к окружающей среде.

Таблица 1. Критерии применимости различных технологий ингибирования коррозии скважинного оборудования

Технология ингибирования	Критерии применимости / ограничения
Периодическое ингибирование через затруб	КВЧ \leq 100 мг/л, скорость ГЖС на устье \leq 3 м/с
	КВЧ \leq 500 мг/л, скорость ГЖС на устье \leq 1 м/с
	При КВЧ > 500 мг/л не применима
	Не защищает корпус ПЭД
	Не применимо при работе скважины через затруб
Постоянное ингибирование через затруб	КВЧ \leq 100 мг/л, скорость ГЖС \leq 5 м/с
	КВЧ \leq 500 мг/л, скорость ГЖС \leq 2 м/с
	КВЧ \leq 1000 мг/л, скорость ГЖС \leq 1 м/с
	Не защищает корпус ПЭД
	Не применимо при работе скважины через затруб
Постоянное дозирование через капиллярную трубку	КВЧ \leq 100 мг/л, скорость ГЖС \leq 5 м/с
	КВЧ \leq 500 мг/л, скорость ГЖС \leq 2 м/с
	КВЧ \leq 1000 мг/л, скорость ГЖС \leq 1 м/с
	Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
	Возможность адресной защиты (включая ПЭД)
Задавка ингибитора в пласт (технология SCUEEZE)	Дебит \leq 200 м ³ /сут
	Термостабильность ингибитора
	Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
Использование погружного контейнера-дозатора	Дебит \leq 50 м ³ /сут
	Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии, наличие зумпфа
Примечания: ПЭД - погружной электродвигатель; ПРС - периодический ремонт скважин; КРС - капитальный ремонт скважин	

В этой связи в мире в области защиты металлов от коррозии идут интенсивные исследования и внедрение в практику технологий на основе так называемых «зелёных» ингибиторов коррозии, т.е. таких ингибиторов, которые либо быстро разлагаются в окружающей среде без образования токсичных химических соединений, либо набор действующих и вспомогательных веществ ингибитора изначально создан из природных веществ.

В качестве перспективных материалов для «зелёных» ингибиторов коррозии для различных сред рассматриваются такие биополимеры, как лигнин [14], поликофейная кислота [15], полиаспарагиновая кислота [16]. Широко исследуются непосредственно растительные экстракты в качестве ингибиторов коррозии в водных средах, в частности в минерализованной пластовой воде [17-25]. Большое внимание уделяется ингибирующим композициям на основе природных полисахаридов: перспективным направлением в области разработки новых ингибиторов на основе производных хитозана посвящены работы [26, 27].

При подборе ингибиторов коррозии для различных технологий в настоящее время учитываются не только физико-химические характеристики и защитное действие ингибиторов, но также их совместимость с другими реагентами, применяемыми на объекте [28], а также такие параметры, как время последнего действия пленки ингибитора, предельное напряжение сдвига для срыва пленки, способность противостоять локальной коррозии, коэффициент распределения между нефтяной и водной фазами, термостабильность и ряд других [11, 29]. При подборе ингибиторов для защиты оборудования, работающего в напряженном состоянии в сероводородсодержащих средах, необходимо их испытание на способность к торможению сульфидно-коррозионного растрескивания под напряжением.

Технологические методы защиты

Из технологических методов защиты, получивших распространение в последнее время, можно отметить следующие: приме-

нение скважинных дисковых фильтров, которые в отличие от щелевых фильтров обладают более высокой удельной площадью фильтрации [30], использование вихревых газосепараторов для удаления газов [31] и диспергирующих модулей для подготовки однородной ГЖС.

Защитные покрытия

Неметаллические покрытия

При всем многообразии защитных покрытий (как российских, так и импортных), лишь немногие из них можно успешно применять в тех условиях, в которых работает ВСО - повышенные давление и температура, высокие скорости потока, коррозионная среда, вынос механических примесей, «задиры» при спуско-подъемных операциях (СПО). На нефтяных месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья были испытаны различные типы полимерных защитных покрытий и технологий их нанесения [32-34]. Наибольшую надежность при испытании на скважинах в качестве внутреннего покрытия НКТ показывают эпоксидно-фенольные покрытия, наименьшую - полиуретановые.

Металлизационные и комбинированные покрытия

Комбинированные покрытия (металл + полимер) обеспечивают дополнительную надежность защиты основной конструкции за счет интерметаллидного протекторного слоя [34].

Для защиты корпусов ПЭД и ЭЦН используют металлизационные покрытия, т.к. они обладают лучшей теплопроводностью и большей износостойкостью. Технология высокоскоростного газопламенного напыления (HVOF) позволяет получать покрытия с меньшей пористостью и большей твердостью, чем технология электродуговой металлизации, что, в свою очередь, позволяет в разы увеличить наработку установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) до отказа [9, 35, 49].

В состав металлизационных покрытий обычно входят элементы с высокой коррозионной и абразивной стойкостью (хром, никель, титан, медь и др.). Для защиты внутренней поверхности муфт используется термомодиффузионное цинкование, обеспечивающее протекторную защиту основного металла, а также стойкость резьбы к «задирам».

Коррозионностойкие стали

Традиционно используемые в качестве материала для изготовления НКТ легированные марганцем стали не стойки к локальной коррозии в водных растворах хлоридов при наличии растворенного углекислого газа. Добавка хрома способствует существенному снижению скорости углекислотной коррозии. Добавка 1,0 % хрома способна снизить скорость коррозии в 1,5-2,0 раза, добавка 5 % хрома - в 3-5 раз. Добавка 12-14 % хрома переводит сталь в состояние «нержавеющей», повышая коррозионную стойкость в десятки раз. Кроме того, хромистые стали более устойчивы к высокотемпературной коррозии и абразивному износу, чем углеродистые и низколегированные стали. В последние годы НКТ из хромсодержащих сталей находят всё большее распространение в нефтяных компаниях для защиты от CO_2 -коррозии как в условиях высоких температур эксплуатации, так и в условиях выноса большого количества механических примесей [35-38]. Имеются примеры применения комбинированных подвесок НКТ, когда в коррозионно-опасной зоне подвеска собирается из нержавеющей НКТ, а в остальных зонах используются НКТ из обычной низколегированной углеродистой стали [8]. Состав и содержание легирующих элементов для коррозионностойких сталей подбираются в зависимости от условий эксплуатации, определяемых в основном содержанием CO_2 и H_2S , в соответствии с матрицами применимости [39].

Хромистые трубы не стойки к воздействию соляной коррозии [40], поэтому НКТ из них не рекомендуется устанавливать в скважины, где для удаления солеотложений используются СКО.

Применение неметаллического оборудования

Стеклопластиковые трубы

Полимерные (стеклопластиковые) трубы высокого давления считаются альтернативой металлическим, поскольку они позволяют полностью избежать коррозии. На сегодняшний день накоплен огромный опыт эксплуатации стеклопластиковых НКТ на нагнетательных скважинах систем поддержания пластового давления в нефтяных компаниях России и ближнего зарубежья. Отработаны технологии по применению НКТ на добывающих скважинах нефтяных компаний [41-43].

Электрохимическая защита (ЭХЗ)

Протекторная защита

Для защиты подземного скважинного оборудования, работающего в контакте с CO_2 - и H_2S -содержащими средами, рекомендуется применение протекторных сплавов на основе магния, цинка и алюминия. Промысловые испытания свидетельствуют об относительной эффективности применения протекторных устройств для защиты ВСО [44, 45, 48]. Для защиты корпуса УЭЦН протектор прикрепляется снизу к ПЭД, для защиты внутренней поверхности НКТ протекторные вставки устанавливаются в зоне муфтовых соединений.

Применение станций катодной защиты (СКЗ)

ЭХЗ с применением СКЗ обычно успешно используется для защиты от внешней коррозии эксплуатационных колонн при их контакте с агрессивными пластовыми водами или наличии внешнего источника электрокоррозии [46-49]. Электрохимическая защита с применением четвертой жилы кабеля позволяет осуществить также защиту от коррозии корпуса УЭЦН [47, 49]. К ограничениям в применении катодной защиты можно отнести большую энергоёмкость применения СКЗ, сложность обеспечения защитного потенциала на всей поверхности ВСО.

Критерии применимости различных методов противокоррозионной защиты скважинного оборудования

С учетом проведенной литературной проработки и проведенных ОПИ, в таблице 2 представлены данные по критериям применимости различных методов противокоррозионной защиты ВСО в зависимости от корро-

зионной агрессивности добываемой продукции.

В таблице 2 классификация коррозионной агрессивности К-1 соответствует измеренной с помощью образцов-свидетелей скорости равномерной коррозии менее 0,1 г/м²·ч, категория К-2 - скорости коррозии от 0,1 до 0,5 г/м²·ч, категория К-3 - скорости коррозии более 0,5 г/м²·ч.

Таблица 2. Критерии применимости различных технологий противокоррозионной защиты скважинного оборудования

Метод защиты	Критерии применимости / ограничения
Применение ингибиторов коррозии по различным технологиям	В соответствии с таблицей 1, категория скважин К-1, К-2, К-3
Применение низколегированных сталей с содержанием хрома ≤ 1 %	Категории скважин К-1, К-2
Применение сталей с повышенным содержанием хрома (3-9 %)	Категории скважин К-2, К-3
Применение нержавеющей сталей (содержание хрома 13 % и выше)	Категория скважин К-3 - подверженность коррозии в среде HCl; - подверженность к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением в сероводородсодержащих средах
Применение нержавеющей сталей (содержание хрома 13 % и выше, легированные Mo и Ni)	Категория скважин К-3 при наличии сероводорода
Применение стеклопластиковых НКТ	Категории скважин К-1, К-2, К-3. Нагнетательные скважины / добывающие скважины. Ограничения: - проведение СПО при Т не ниже минус 30 °С; - подверженность абразивному износу; - низкие страгивающие нагрузки по резьбе; - необходимость использования специального инструмента и переводников для монтажа-демонтажа; - Т _{раб.} ≤ 120 °С
Термодиффузионное цинковое покрытие (Neozinc)	Категории скважин К-2, К-3. - не стойко в кислых и щелочных средах

Продолжение таблицы 2

Метод защиты	Критерии применимости / ограничения
Комбинированное покрытие (Neozinc + Majorpack)	Категория скважин К-3. - нет ограничений*
Силикатно-эмалевое покрытие (МК-5)	Категория скважин К-3. - хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части
Эпоксидное покрытие (ПЭП-585, ТЕРМО-110, 150)	Категория скважин К-3. - отслаивание; - ограниченная термостойкость
Эпоксидно-фенольные покрытия (ТС3000F, ТС3000С, АРГОФ-ЭП)	Категория скважин К-3. - нет ограничений*
Полиэтиленовое покрытие	Категория скважин К-3. - «схлопывание» покрытия при сбросе давления в системе
Полиуретановое покрытие (PolyPlex-P)	Категория скважин К-3. - отслаивание
Полифенилсульфидные покрытия	Категория скважин К-3. - нет ограничений*
Электрохимическая защита с использованием СКЗ	Категория скважин К-2, К-3 - при наличии электрокоррозии для защиты наружной поверхности обсадных труб. - при использовании для защиты УЭЦН необходим спуск доп. кабеля или кабеля с 4 жилами; - не защищает внутреннюю поверхность НКТ
Протекторная защита	Категории скважин К-2, К-3. - ограниченная зона защиты; - обводненность $\geq 60\%$
Электродуговая металлизация	Категория скважин К-3 - для защиты УЭЦН. - пористость; - склонность к «задирам» при СПО
Высокоскоростное газопламенное напыление	Категория скважин К-3 - для защиты УЭЦН - не применимо для защиты внутренней поверхности НКТ
Примечание. * - по данным производителя	

Выводы

В современных условиях нефтедобывающие предприятия не ограничиваются применением какой-нибудь одной технологии противокоррозионной защиты, а используют комплекс противокоррозионных мероприятий

[50, 51] в соответствии с их критериями применимости и технико-экономической целесообразностью, что позволяет оптимизировать суммарные затраты от коррозионного ущерба и расходов на противокоррозионные мероприятия.

Список литературы

1. Daminov A., Ragulin V., Voloshin A. Analysis of Causes of High-Rate Corrosion Occurring at Electric Motors of Submersible Pumps // Russian Oil and Gas Technical: Materials of SPE Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2008. SPE-117407-MS. DOI: 10.2118/117407-MS.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 187 с.
3. Завьялов Е.В. Методы противокоррозионной защиты ГНО и НКТ. Результаты применения ингибиторов коррозии // Инженерная практика. 2011. № 1. Спецвыпуск.
4. Исрафилов Р.Т. Опыт ОАО «Варьеганнефтегаз» по защите подземного оборудования от коррозии с применением химреагентов // Инженерная практика. 2014. № 2. С. 81-82.
5. Фаритов А.Т. Результаты экспериментальной проверки эффективности различных технологий защиты от коррозии скважин на примере западносибирского нефтегазодобывающего предприятия // Инженерная практика. 2011. № 2. С. 70-77.
6. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 17-24.
7. Чирков Ю.А. Ингибиторы углекислотной и сероводородной коррозии для добычи природного газа серии «Инкоргаз». Опыт применения // Инженерная практика. 2019. № 5. С. 46-53.
8. Ляшенко А.В., Жирнов Р.А., Изюмченко Д.В. Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 4 (15). С. 28-35.
9. Даминов А.А. Основные причины и виды коррозии подземного оборудования на месторождениях ОАО «НК Роснефть». Основные технологии борьбы с коррозией // Инженерная практика. 2014. № 2. С. 77-80.
10. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. М.: Недра, 1976. 192 с.
11. Завьялов В.В., Якимов С.Б., Ключин И.Г. Комплексное исследование эффективности ингибиторов углекислотной коррозии для защиты подземного оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 3. С. 31-36.
12. Воловоденко А.В. Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 5. С. 87-89.
13. Тощевиков Л.Г. Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5 (44). С. 41-44.
14. Altwaiq A., Khouri S., Al-luaibi S., Lehmann R., Driicker H., Vogt C. The Role of Extracted Alkali Lignin as Corrosion Inhibitor // Journal of Mate

References

1. Daminov A., Ragulin V., Voloshin A. Analysis of Causes of High-Rate Corrosion Occurring at Electric Motors of Submersible Pumps. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Russian Oil and Gas Technical»*. Moscow, Russia, 2008, SPE-117407-MS. DOI: 10.2118/117407-MS.
2. Markin A.N., Nizamov R.E. *SO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [CO₂ Corrosion of Oilfield Equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 187 p. [in Russian].
3. Zavyalov E.V. *Metody protivokorroziionnoi zashchity GNO i NKT. Rezul'taty primeneniya ingibitorov korrozii* [Methods of Anticorrosive Protection of GNO and Tubing. Corrosion Inhibitor Results]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2011, No. 1. Special Issue. [in Russian].
4. Israfilov R.T. *Opyt OAO «Var'eganneftegaz» po zashchite podzemnogo oborudovaniya ot korrozii s primeneniem khimreagentov* [Experience of OJSC «Varyeganneftegaz» in the Protection of Underground Equipment from Corrosion Using Chemicals]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 2, pp. 81-82. [in Russian].
5. Faritov A.T. *Rezul'taty eksperimental'noi proverki effektivnosti razlichnykh tekhnologii zashchity ot korrozii skvazhin na primere zapadnosibirskogo neftegazodobyvayushchego predpriyatiya* [Results of Experimental Verification of the Effectiveness of Various Technologies for Protection Against Corrosion of Wells on the Example of a West Siberian Oil and Gas Production Enterprise]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2011, No. 2, pp. 70-77. [in Russian].
6. Kamaletdinov R.S. *Obzor sushchestvuyushchikh metodov bor'by s korroziyei neftepromyslovogo oborudovaniya* [Review of Existing Methods of Combating Corrosion of Oilfield Equipment]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2010, No. 6, pp. 17-24. [in Russian].
7. Chirkov Yu.A. *Ingibitory uglekislотноi i serovodorodnoi korrozii dlya dobychi prirodnogo gaza serii «Inkorgaz»*. *Opyt primeneniya* [Inhibitors of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Corrosion for Natural Gas Production of the Inkorgaz Series. Application Experience]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2019, No. 5, pp. 46-53. [in Russian].
8. Lyashenko A.V., Zhirnov R.A., Izumchenko D.V. *Opyt zashchity ot korrozii skvazhin pri dobyche uglevodorodnoi produktsii s vysokim soderzhaniem serovodoroda i dioksida ugleroda* [Experience in Corrosion Protection of Wells in the Production of Hydrocarbon Products with a High Content of Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» - Scientific-Technical Collection Book «Vesti Gazovoy Nauki»*, 2013, No. 4 (15), pp. 28-35. [in Russian].
9. Daminov A.A. *Osnovnyye prichiny i vidy korrozii podzemnogo oborudovaniya na mestorozhdeniyakh OAO «NK Rosneft'»*. *Osnovnyye tekhnologii bor'by s korroziyei* [The Main Causes and Types of Corrosion

rials and Environmental Science. 2011. Vol. 2. Issue 3. P. 259-270.

15. Souza F.S.D., Spinelli A. Caffeic Acid as a Green Corrosion Inhibitor for Mild Steel // *Corrosion Science*. 2009. Vol. 51. P. 642-649. DOI: 10.1016/j.corsci.2008.12.013.

16. Qian B., Wang J., Zheng M., Hou B. Synergistic Effect of Polyaspartic Acid and Iodide Ion on Corrosion Inhibition of Mild Steel in H₂SO₄ // *Corrosion Science*. 2013. Vol. 75. P. 184-192. DOI: 10.1016/j.corsci.2013.06.001.

17. Yamuna J., Noreen A. Corrosion Protection of Carbon Steel in Neutral Medium Using Citrus Medica [CM] Leaf as an Inhibitor // *International Journal of ChemTech Research*. 2015. Vol. 8. Issue 7. P. 318-325.

18. Mohammadi Z., Rahsepar M. Characterization of Mazuj Galls of Quercus in Fectoria Tree as Green Corrosion and Scale Inhibitor for Effective Treatment of Cooling Water Systems // *Research on Chemical Intermediates*. 2018. Vol. 44. P. 2139-2155.

19. Badiea A.M., Dammag H.A., Abdulghani A.S., Mohana K.N. Inhibition of Low Carbon Steel Pipes of Heat Exchangers in Industrial Water Medium by some Plants Extract // *Journal of Materials and Environmental Science*. 2013. Vol. 4. P. 390-403.

20. Deyab M.A., Osman M.M., Elkholy A.E., El-Taib Heikal F., Green Approach Towards Corrosion Inhibition of Carbon Steel in Produced Oilfield Water Using Lemongrass Extract // *RSC Advances*. 2017. Vol. 7. P. 45241-45251. DOI: 10.1039/C7RA07979F.

21. El-Taib Heikal F., Deyab M.A., Osman M.M., Elkholy A.E. Performance of Centaurea Cyanus Aqueous Extract Towards Corrosion Mitigation of Carbon Steel in Saline Formation Water // *Desalination*. 2018. Vol. 425. P. 111-122. DOI: 10.1016/j.desal.2017.10.019.

22. Deyab M.A. Inhibition Activity of Seaweed Extract for Mild Carbon Steel Corrosion in Saline Formation Water // *Desalination*. 2016. Vol. 384. P. 60-67. DOI: 10.1016/j.desal.2016.02.001.

23. Parthipan P., Narenkumar J., Elumalai P., Preethi P.S., Nanthini A.U.R., Agrawal A., Rajasekar A. Neem Extract as a Green Inhibitor for Microbiologically Influenced Corrosion of Carbon Steel API 5LX in a Hypersaline Environments // *Journal of Molecular Liquids*. 2017. Vol. 240. P. 121-127. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2017.05.059.

24. Wang H., Gao M., Guo Y., Yang Y., Hu R. A Natural Extract of Tobacco Rob as Scale and Corrosion Inhibitor in Artificial Seawater // *Desalination*. 2016. Vol. 398. P. 198-207. DOI: 10.1016/j.desal.2016.07.035.

25. Johnsirani V., Sathiyabama J., Rajendran S., Lydia Christy S.M., Jeyasundari J. The Effect of Eclipta Alba Leaves Extract on the Corrosion Inhibition Process of Carbon Steel in Sea Water // *Portugaliae Electrochimica Acta*. 2013. Vol. 31. Issue 2. P. 95-106.

26. Sangeetha Y., Meenakshi S., Sairam Sundaram C. Corrosion Mitigation of N-(2-Hydroxy-3-Trimethyl Ammonium) Propyl Chitosan Chloride as Inhibitor on Mild Steel // *International Journal of Bio-*

of Underground Equipment at the fields of OJSC NK Rosneft. Main Technologies for Combating Corrosion. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 2, pp. 77-80. [in Russian].

10. Gonik A.A. *Korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya i mery ee preduprezhdeniya* [Corrosion of Oilfield Equipment and Measures to Prevent it]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 192 p. [in Russian].

11. Zavyalov V.V., Yakimov S.B., Klyushin I.G. Kompleksnoe issledovanie effektivnosti ingibitorov uglekislotnoi korrozii dlya zashchity podzemnogo oborudovaniya [Complex Research of Efficiency of Carbonic Acid Corrosion Inhibitors Used for Protection of Underground Equipment]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2013, No. 3, pp. 31-36. [in Russian].

12. Volovodenko A.V. Opyt primeneniya kapsulirovannogo ingibitora korrozii Scimol WSC v skvazhinakh Kogalymnskogo mestorozhdeniya [Experience of Encapsulated Corrosion Inhibitors Application in Wells of Kogalymskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2013, No. 5, pp. 87-89. [in Russian].

13. Toshchevnikov L.G. Reshenie problemy korrozii GNO malodebitnogo fonda skvazhin [The Solution on Corrosion Problem of Downhole Pumping Equipment Marginal Wells]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz - Exposition Oil Gas*, 2015, No. 5 (44), pp. 41-44. [in Russian].

14. Altwaiq A., Khouri S., Al-luaibi S., Lehmann R., Driicker H., Vogt C. The Role of Extracted Alkali Lignin as Corrosion Inhibitor. *Journal of Materials and Environmental Science*, 2011, Vol. 2, Issue 3, pp. 259-270.

15. Souza F.S.D., Spinelli A. Caffeic Acid as a Green Corrosion Inhibitor for Mild Steel. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, pp. 642-649. DOI: 10.1016/j.corsci.2008.12.013.

16. Qian B., Wang J., Zheng M., Hou B. Synergistic Effect of Polyaspartic Acid and Iodide Ion on Corrosion Inhibition of Mild Steel in H₂SO₄. *Corrosion Science*, 2013, Vol. 75, pp. 184-192. DOI: 10.1016/j.corsci.2013.06.001.

17. Yamuna J., Noreen A. Corrosion Protection of Carbon Steel in Neutral Medium Using Citrus Medica [CM] Leaf as an Inhibitor. *International Journal of ChemTech Research*, 2015, Vol. 8, Issue 7, pp. 318-325.

18. Mohammadi Z., Rahsepar M. Characterization of Mazuj Galls of Quercus in Fectoria Tree as Green Corrosion and Scale Inhibitor for Effective Treatment of Cooling Water Systems. *Research on Chemical Intermediates*, 2018, Vol. 44, pp. 2139-2155.

19. Badiea A.M., Dammag H.A., Abdulghani A.S., Mohana K.N. Inhibition of Low Carbon Steel Pipes of Heat Exchangers in Industrial Water Medium by some Plants Extract. *Journal of Materials and Environmental Science*, 2013, Vol. 4, pp. 390-403.

20. Deyab M.A., Osman M.M., Elkholy A.E., El-Taib Heikal F., Green Approach Towards Corrosion Inhibition of Carbon Steel in Produced Oilfield Water Using Lemongrass Extract. *RSC Advances*, 2017,

logical Macromolecules. 2015. Vol. 72. P. 1244-1249. DOI: 10.1016/j.ijbiomac.2014.10.044.

27. Qing Zhao, Jixiang Guo, Guodong Cui, Tong Han, Yanhua Wu Chitosan Derivatives as Green Corrosion Inhibitors for P110 Steel in a Carbon Dioxide Environment // *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*. 2020. Vol. 194. P. 111150. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2020.111150.

28. Ситдииков С.С., Телин А.Г., Рагулин В.В., Волошин А.И., Даминов А.А. О совместимости ингибиторов в процессах добычи нефти // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 1. С. 34-36.

29. Даминов А.А. Исследование эффективности ингибиторной защиты нефтепромыслового трубопровода // *Инженерная практика*. 2014. № 7-8. С. 80-90.

30. Лыкова Н.А. Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей // *Инженерная практика*. 2017. № 3. С. 58-62.

31. Мусинский А.Н., Островский В.Г., Пещеренко С.Н. Перспективы развития вихревых газосепараторов с точки зрения энергоэффективности // *Территория «Нефтегаз»*. 2019. № 9. С. 38-49.

32. Ким С.К. Результаты ОПИ глубинно-насосного оборудования и НКТ с различными защитными покрытиями в осложненных условиях на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» // *Инженерная практика*. 2018. № 5. URL: <https://glavteh.ru/результаты-опи-гно-лукойл-коми/> (дата обращения: 01.11.2020).

33. Агафонова Г.Л., Кожяева А.В. Опыт применения лакокрасочных материалов для противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования ОАО АНК «Башнефть» // *Территория «Нефтегаз»*. 2012. № 3. С. 40-44.

34. Шуголь А.А. Многофакторная защитная система Majorpack: слагаемые успеха // *Инженерная практика*. 2018. № 4. URL: <https://glavteh.ru/защитная-система-majorpack/> (дата обращения: 01.11.2020).

35. Тарасов В.П. Применение технологии высокоскоростного газопламенного напыления для восстановления корродированных корпусов ПЭД // *Инженерная практика*. 2014. № 2. С. 84-85.

36. Степанов С.Г. Борьба с коррозией ГНО в ООО «РН-Ставропольнефтегаз» // *Инженерная практика*. 2014. № 2.

37. Воркожиков Р.А. Проблема коррозии подземного оборудования в ОАО «Томскнефть». Применяемые технологии защиты // *Инженерная практика*. 2014. № 2.

38. Фрейдлин М.О., Шадымухамедов С.А. Проблема выбора стали для насосно-компрессорных труб, эксплуатируемых в углекислотных средах // *Территория «Нефтегаз»*. 2011. № 3. С. 28-34.

39. Медведев А.П. Материалы НКТ для осложненных условий эксплуатации // *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. № 13-14. С. 130-133.

40. Ишмияров Э.Р., Даминов А.А., Волошин А.И., Пресняков А.Ю., Корабельников А.Г.

Vol. 7, pp. 45241-45251. DOI: 10.1039/C7RA07979F.

21. El-Taib Heakal F., Deyab M.A., Osman M.M., Elkholy A.E. Performance of Centaurea Cyanus Aqueous Extract Towards Corrosion Mitigation of Carbon Steel in Saline Formation Water. *Desalination*, 2018, Vol. 425, pp. 111-122. DOI: 10.1016/j.desal.2017.10.019.

22. Deyab M.A. Inhibition Activity of Seaweed Extract for Mild Carbon Steel Corrosion in Saline Formation Water. *Desalination*, 2016, Vol. 384, pp. 60-67. DOI: 10.1016/j.desal.2016.02.001.

23. Parthipan P., Narenkumar J., Elumalai P., Preethi P.S., Nanthini A.U.R., Agrawal A., Rajasekar A. Neem Extract as a Green Inhibitor for Microbiologically Influenced Corrosion of Carbon Steel API 5LX in a Hypersaline Environments. *Journal of Molecular Liquids*, 2017, Vol. 240, pp. 121-127. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2017.05.059.

24. Wang H., Gao M., Guo Y., Yang Y., Hu R. A Natural Extract of Tobacco Rob as Scale and Corrosion Inhibitor in Artificial Seawater. *Desalination*, 2016, Vol. 398, pp. 198-207. DOI: 10.1016/j.desal.2016.07.035.

25. Johnsirani V., Sathiyabama J., Rajendran S., Lydia Christy S.M., Jeyasundari J. The Effect of Eclipta Alba Leaves Extract on the Corrosion Inhibition Process of Carbon Steel in Sea Water. *Portugaliae Electrochimica Acta*, 2013, Vol. 31, Issue 2, pp. 95-106.

26. Sangeetha Y., Meenakshi S., SairamSundaram C. Corrosion Mitigation of N-(2-Hydroxy-3-Trimethyl Ammonium) Propyl Chitosan Chloride as Inhibitor on Mild Steel. *International Journal of Biological Macromolecules*, 2015, Vol. 72, pp. 1244-1249. DOI: 10.1016/j.ijbiomac.2014.10.044.

27. Qing Zhao, Jixiang Guo, Guodong Cui, Tong Han, Yanhua Wu Chitosan Derivatives as Green Corrosion Inhibitors for P110 Steel in a Carbon Dioxide Environment. *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*, 2020, Vol. 194, pp. 111150. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2020.111150.

28. Sitdikov S.S., Telin A.G., Ragulin V.V., Voloshin A.I., Daminov A.A. O sovsestnosti ingibitorov v protsessakh dobychi nefti [Compatibility of Inhibitors in Oil Production Processes]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft» - Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2012, No. 1, pp. 34-36. [in Russian].

29. Daminov A.A. Issledovanie effektivnosti ingibitornoj zashchity neftepromyslovogo truboprovoda [Investigation of the Effectiveness of Inhibitor Protection of an Oil Field Pipeline]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 7-8. S. 80-90. [in Russian].

30. Lykova N.A. Oborudovanie dlya raboty UETsN v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhanicheskikh primesei [Equipment for ESP Operation in Conditions of Intensive Removal of Mechanical Impurities]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 3, pp. 58-62. [in Russian].

31. Musinskii A.N., Ostrovskii V.G., Peshcherenko S.N. Perspektivy razvitiya vikhrevykh gazoseparatorov s tochki zreniya energoeffektivnosti [Prospects

Опыт подбора растворителей для удаления солей из нефтяных скважин с НКТ из стали, содержащей 13% хрома // Инженерная практика. 2018. № 11. URL: <https://glavteh.ru/опыт-подбора-растворителей-для-удаления/> (дата обращения: 02.11.2020).

41. Волков Р.С. Опыт применения стеклопластиковых трубопроводов и НКТ в нефтегазовой отрасли России и стран СНГ // Инженерная практика. 2019. № 9. URL: <https://glavteh.ru/применение-стеклопластиковых-нкт/> (дата обращения: 02.11.2020).

42. Малихина Л.В., Мутинов И.И., Сахавутдинов К.Г., Федотов Г.А. Опыт эксплуатации стеклопластиковых труб в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 99-101.

43. Гаврилюк Ю.А., Агафонов А.А., Назаров Д.А., Миллер В.К. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 1. С. 44-47.

44. Юрьев А.Н. Результаты ОПИ погружных протекторов для защиты ПЭД от коррозии на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Инженерная практика. 2020. № 5-6. URL: <https://glavteh.ru/результаты-опи-погружных-протекторов/> (дата обращения: 02.11.2020).

45. Ахметгареев Р.Ф. Опыт работы с осложненным фондом скважин на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Инженерная практика. 2012. № 12. URL: <https://glavteh.ru/опыт-работы-с-осложненным-фондом-сква/> (дата обращения: 03.11.2020).

46. Ибрагимов Н.Г., Гареев Р.М., Даутов Ф.И., Долгих С.А. Состояние и результаты катодной защиты эксплуатационных колонн скважин в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 134-137.

47. Вахитов Т.М., Хасанов Ф.Ф., Гарифуллин И.Ш., Акшенцев В.Г., Вахитова В.Г. Методы предупреждения коррозии скважинного оборудования в НГДУ «Уфанефть» // Нефтяное хозяйство. 2004. № 1. С. 75-77.

48. Зорина Г.Н., Савенков Д.В., Першуков В.В. Катодная защита обсадных труб скважин // Территория «Нефтегаз». 2012. № 9. С. 74-77.

49. Шакиров Э.И. Эксплуатация скважин коррозионного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз». Методы борьбы с коррозией // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 56-65.

50. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 62-66. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-62-66.

51. Еремеев А.В. Комплекс мероприятий, направленных на увеличение средней наработки на отказ глубинно-насосного оборудования на добывающем фонде скважин с высокой коррозионной активностью // Инженерная практика. 2019. № 5. С. 26-34.

for the Development of Vortex Gas Separators in Terms of Energy Efficiency]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2019, No. 9, pp. 38-49. [in Russian].

32. Kim S.K. Rezultaty OPI glubinno-nasosnogo oborudovaniya i NKT s razlichnymi zashchitnymi pokrytiami v oslozhnennykh usloviyakh na ob'ektakh ООО «LUKOIL-KOMI» [Results of Pilot Testing of Downhole Pumping Equipment and Tubing with Various Protective Coatings in Difficult Conditions at the Facilities of LLC LUKOIL-KOMI]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2018, No. 5. Available at: <https://glavteh.ru/результаты-опи-гн-лукойл-коми/> (accessed 01.11.2020). [in Russian].

33. Agafonova G.L., Kozhaeva A.V. Opyt primeneniya lakokrasochnykh materialov dlya protivokorroziionoi zashchity neftepromyslovoogo oborudovaniya ОАО ANK «Bashneft» [Experience of Using Paints and Varnishes for Anticorrosive Protection of Oilfield Equipment of JSC ANK «Bashneft»]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2012, No. 3, pp. 40-44. [in Russian].

34. Shugol A.A. Mnogofaktornaya zashchitnaya sistema Majorpack: slagaemye uspekha [Majorpack Multifactorial Defense System: the Ingredients for Success]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2018, No. 4. Available at: <https://glavteh.ru/защитная-система-majorpack/> (accessed 01.11.2020). [in Russian].

35. Tarasov V.P. Primeneniye tekhnologii vysokoskorostnogo gazoplamennogo napyleniya dlya vosstanovleniya korrodirovannykh korpusov PED [Application of High-Speed Gas-Flame Spraying Technology for the Restoration of Corroded SEM Housings]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 2, pp. 84-85. [in Russian].

36. Stepanov S.G. Bor'ba s korroziei GNO v ООО «RN-Stavropol'neftegaz» [Corrosion Control of Gas Pipelines at LLC RN-Stavropol'neftegaz]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 2. [in Russian].

37. Vorkozhokov R.A. Problema korrozii podzemnogo oborudovaniya v ОАО «Tomskneft». Primenyaemye tekhnologii zashchity [The Problem of Corrosion of Underground Equipment at OJSC Tomskneft. Applied Protection Technologies]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2014, No. 2. [in Russian].

38. Freidlin M.O., Shadymukhamedov S.A. Problema vybora stali dlya nasosno-kompressornykh trub, ekspluatiruemykh v uglekislotnykh sredakh [The Problem of Choosing Steel for Tubing Operating in Carbon Dioxide Environments]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2011, No. 3, pp. 28-34. [in Russian].

39. Medvedev A.P. Materialy NKT dlya oslozhnennykh uslovii ekspluatatsii [Tubing Materials for Difficult Operating Conditions]. *Neftegazovaya vertikal' - Oil and Gas Vertical*, 2011, No. 13-14, pp. 130-133. [in Russian].

40. Ishmiyarov E.R., Daminov A.A., Voloshin A.I., Presnyakov A.Yu., Korabel'nikov A.G. Opyt podbora rastvoritelei dlya udaleniya soleotlozhenii iz neftyanykh skvazhin s NKT iz stali, sodershashchei

13% khroma [Experience in the Selection of Solvents for Removing Scale Deposits from Oil Wells with Tubing Made of Steel Containing 13% Chromium]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2018, No. 11. Available at: <https://glavteh.ru/опыт-подбора-растворителей-для-удаления/> (accessed 02.11.2020). [in Russian].

41. Volkov R.S. Opyt primeneniya stekloplastikovyykh truboprovodov i NKT v neftegazovoi otrasli Rossii i stran SNG [Experience in the Use of Fiberglass Pipelines and Tubing in the Oil and Gas Industry in Russia and the CIS Countries]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2019, No. 9. Available at: <https://glavteh.ru/применение-стеклопластиковых-нкт/> (accessed 02.11.2020). [in Russian].

42. Malykhina L.V., Mutin I.I., Sakhabutdinov K.G., Fedotov G.A. Opyt ekspluatatsii stekloplastikovyykh trub v OAO «Tatneft'» [Glass-Fiber Pipes Operating Experience in Tatneft OAO]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2009, No. 4, pp. 99-101. [in Russian].

43. Gavriilyuk Yu.A., Agafonov A.A., Nazarov D.A., Miller V.K. Opyt primeneniya stekloplastikovyykh NKT na mestorozhdeniyakh OAO «Udmurtneft'» [Case History of Fiberglass Pipes at the Fields of Udmurtneft JSC]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'» - Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'»*, 2014, No. 1, pp. 44-47. [in Russian].

44. Yurev A.N. Rezultaty OPI pogruzhnykh protektorov dlya zashchity PED ot korrozii na mestorozhdeniyakh OOO «LUKOIL-Zapadnaya Sibir'» [Results of Pilot Testing of Submersible Protectors to Protect Submersible Motors from Corrosion at the Fields of LLC LUKOIL-Western Siberia]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2020, No. 5-6. Available at: <https://glavteh.ru/результаты-опыта-погружных-протекторов/> (accessed 02.11.2020). [in Russian].

45. Akhmetgareev R.F. Opyt raboty s oslozhnennym fondom skvazhin na mestorozhdeniyakh OOO «RN-Purneftegaz» [Experience in Working with Complicated Well Stock at the Fields of LLC RN-Purneftegaz]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2012, No. 12. Available at: <https://glavteh.ru/опыт-работы-с-осложненным-фондом-сква/> (accessed 03.11.2020). [in Russian].

46. Ibragimov N.G., Gareev R.M., Dautov F.I., Dolgikh S.A. Sostoyanie i rezul'taty katodnoi zashchity ekspluatatsionnykh kolonn skvazhin v OAO «Tatneft'» [Results of Commercially Applied Cathodic Protection of Well Casings in Tatneft OAO]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2009, No. 11, pp. 134-137. [in Russian].

47. Vakhitov T.M., Khasanov F.F., Garifullin I.Sh., Akshentsev V.G., Vakhitova V.G. Metody preduprezhdeniya korrozii skvazhinnogo oborudovaniya v NGDU «Ufanef't'» [Downhole Equipment Corrosion Prevention Measures in Ufanef't NGDU]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2004, No. 1, pp. 75-77. [in Russian].

48. Zorina G.N., Savenkov D.V., Pershukov V.V. Katodnaya zashchita obsadnykh trub skvazhin [Cathodic Protection of Well Casing]. *Territoriya «Neftgaz» - Oil and Gas Territory*, 2012, No. 9, pp. 74-77.

[in Russian].

49. Shakirov E.I. Eksploatatsiya skvazhin korrozionnogo fonda ООО «RN-Purneftegaz». Metody bor'by s korroziei [Operation of Wells in the Corrosion Fund of LLC RN-Purneftegaz. Corrosion Control Methods]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2010, No. 6, pp. 56-65. [in Russian].

50. Gilaev G.G. Metody bor'by s osnovnymi vidami oslozhnenii pri eksploatatsii skvazhin [Methods of Dealing with the Main Types of Complications During Well Operation]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2020, No. 4, pp. 62-66. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-62-66. [in Russian].

51. Ereemeev A.V. Kompleks meropriyatii, napravlennykh na uvelichenie srednei narabotki na otkaz glubinnogo nasosnogo oborudovaniya na dobyvayushchem fonde skvazhin s vysokoi korrozionnoi aktivnost'yu [A set of Measures Aimed at Increasing the Mean Time Between Failures of Downhole Pumping Equipment at the Producing Well Stock with High Corrosive Activity]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2019, No. 5, pp. 26-34. [in Russian].

Авторы

• Даминов Азат Абдуллович
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»
Эксперт отдела нефтепромысловой химии
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, д. 99/3
e-mail: DaminovAA@ufntc.ru

• Рагулин Виктор Владимирович, канд. техн. наук
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»
Главный технолог департамента
нефтепромысловой химии
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, д. 99/3
e-mail: ragulinvv@ufntc.ru

• Волошин Александр Иосифович, д-р хим. наук,
профессор
ООО «РН-БашНИПИнефть»
Старший эксперт
Российская Федерация, 450006, г. Уфа,
ул. Ленина, 86/1
e-mail: voloshinai3@mail.ru

• Телин Алексей Герольдович, канд. хим. наук,
член-корреспондент РАЕН
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»
Заместитель директора по научной работе
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, д. 99/3
e-mail: telinag@ufntc.ru

The Authors

• Daminov Azat A.
Ufa Scientific and Technical Center LLC
Expert of Oilfield Chemistry Division
99/3, Lenin str., Ufa, 450078,
Russian Federation
e-mail: DaminovAA@ufntc.ru

• Ragulin Viktor V., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa Scientific and Technical Center LLC
Chief Technologist of Oilfield Chemistry Department
99/3, Lenin str., Ufa, 450078,
Russian Federation
e-mail: ragulinvv@ufntc.ru

• Voloshin Alexandr I., Doctor of Chemical Sciences,
Professor
RN-BashNIPIneft LLC
Senior Expert
86/1, Lenin str., Ufa, 450006,
Russian Federation
e-mail: voloshinai3@mail.ru

• Telin Aleksey G., Candidate of Chemical Sciences,
Corresponding Member of RANS
Ufa Scientific and Technical Center LLC
Deputy Director for Scientific Work
99/3, Lenin str., Ufa, 450078,
Russian Federation
e-mail: telinag@ufntc.ru