



**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

**MATERIALS AND EQUIPMENT FOR
CORROSION PROTECTION**

Article type: original

Тип статьи: научная, оригинальная

<https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.115.1-1>

**Исследование технологических и защитных свойств ингибиторов
коррозии на объектах газовых месторождений**

А.Д. Гайзуллин, Р.К. Вагапов✉

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717, Московская обл, г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. На многих газовых и газоконденсатных месторождениях в добываемой продукции наблюдается повышенное содержание диоксида углерода, что в присутствии конденсационных или пластовых вод приводит к проявлениям на углеродистых и низколегированных сталях углекислотной коррозии, характеризующейся опасными локальными дефектами. Одним из основных способов защиты стального оборудования и трубопроводов на газовых объектах от внутренней коррозии, в том числе и от углекислотной коррозии, является ингибиторная защита. В статье рассмотрены основные требования, предъявляемые к применяемым на газовых и газоконденсатных месторождениях ингибиторам коррозии по технологическим и защитным свойствам. Среди важных технологических параметров ингибиторов коррозии исследованы растворимость в различных растворителях, эмульсообразование, стойкость товарной формы и растворов ингибирующих реагентов к низким температурам. Они важны как для возможности применения ингибиторов коррозии (дозирования, применения при реальных эксплуатационных режимах и др.), так и для исключения негативных последствий в процессах по переработке газа и газового конденсата и выделения их из добываемых флюидов. Изучены возможности использования химического и физического методов для разделения эмульсии «газовый конденсат - вода», образованной из-за высоких концентраций ингибиторов коррозии в эксплуатационных средах. Для снижения негативного влияния эмульсеобразования исследованы оптимальные концентрации и режимы применения в таких условиях деэмульгаторов и повышенных температур соответственно. Для защиты от углекислотной коррозии изучены защитные свойства для двух основных технологий применения ингибиторов коррозии: постоянного и переменного дозирования в рабочие среды. Проведен сравнительный анализ эффективности защиты от общей и локальной коррозии и последствия ингибиторной пленки при этих двух режимах применения ингибиторов.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, эмульсеобразование, методы разрушения эмульсии, пленкообразующие свойства ингибиторов, метод поляризационного сопротивления, последствия ингибиторов, локальные дефекты

Для цитирования: Гайзуллин А.Д., Вагапов Р.К. Исследование технологических и защитных свойств ингибиторов коррозии на объектах газовых месторождений // Практика противокоррозионной защиты. – 2025. – Т. 30, № 1 – С. 6-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.115.1-1>

Статья получена 22.10.2024. Принята к публикации 21.01.2025. Опубликовано 01.03.2025.

Конфликт интересов. Вагапов Р.К. является членом редакционной коллегии журнала «Практика противокоррозионной защиты» с 2023 г., но не имеет отношения к решению опубликовать данную статью. Статья прошла принятую в журнале процедуру рецензирования. Об иных конфликтах интересов авторы не заявляли.

**Study of Technological and Protective Properties of Corrosion Inhibitors
at Gas Field Facilities**

Artur D. Gaizullin, Ruslan K. Vagapov✉

LLC Gazprom VNIIGAZ ,
bld. 1, 15, Gazovikov St., Razvilka, Leninsky municip., Moscow region, 142717, Russian Federation

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. At many gas and gas condensate fields, the extracted products contain increased levels of carbon

dioxide, which in the presence of condensation or formation water leads to carbon dioxide corrosion on carbon and low-alloy steels, characterized by dangerous local defects. One of the main methods of protecting steel equipment and pipelines at gas facilities from internal corrosion, including carbon dioxide corrosion, is inhibitor protection. The article considers the main requirements for corrosion inhibitors used at gas and gas condensate fields in terms of technological and protective properties. Among the important technological parameters of corrosion inhibitors, the following were studied: solubility in various solvents, emulsion formation, resistance of the commercial form and solutions of inhibitor reagents to low temperatures. They are important both for the possibility of using corrosion inhibitors (dosing, use in real operating conditions, etc.), and for eliminating negative consequences in the processes of processing gas and gas condensate and separating them from the produced fluids. The possibilities of using chemical and physical methods for separating the emulsion «gas condensate - water» formed due to high concentrations of corrosion inhibitors in operating environments have been studied. To reduce the negative impact of emulsion formation, optimal concentrations and modes of application in such conditions of demulsifiers and elevated temperatures, respectively, were studied. To protect against carbon dioxide corrosion, protective properties were studied for two main technologies of applying corrosion inhibitors: constant and variable dosing in working environments. A comparative analysis of the effectiveness of protection against general and local corrosion and the aftereffect of the inhibitor film was carried out under these two modes of inhibitor application.

Keywords: carbon dioxide corrosion, emulsion formation, methods of emulsion destruction, film-forming properties of inhibitors, polarization resistance method, aftereffect of inhibitors, local defects

For citation: Gaizullin, A. D., Vagapov, R. K. (2025). Study of technological and protective properties of corrosion inhibitors at gas field facilities. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 30(1), 6-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.115.1-1>

Received October 22, 2024. Accepted for publication January 21, 2025. Published March 01, 2025.

Conflict of interest. Ruslan K. Vagapov has been a member of the editorial board of the journal "Theory and Practice of Corrosion Protection" since 2023, but was not involved in the decision to publish this article. The article passed the journal's peer review procedure. The authors declared no other conflicts of interest.

Введение

Одной из наиболее актуальных на газовых месторождениях является проблема углекислотной коррозии (УКК) [1, 2]. Удобным и целесообразным способом защиты стального оборудования и газопроводов от образования опасных локальных дефектов [3, 4], характерных для УКК, служат ингибиторы коррозии (ИК) [5, 6].

На газовых месторождениях к ингибирующим реагентам предъявляются, помимо защитных, также и технологические требования [7-9]. Это связано с тем, что ИК должны не только защищать от внутренней коррозии, но и не должны сказываться на технологических процессах при переработке газа. Они должны быть растворимы в растворителях, стойки к низким температурам, не образовывать эмульсий в водно-углеводородной среде и др. Отметим, что условия эксплуатации газовых месторождений отличаются от нефтяных как составом добываемых флюидов (газ и стабильный газовый конденсат), так и технологическими процессами и режимами по их экстракции и переработке в полезные углеводородные продукты. Опыт ингибирования УКК на газовых объектах, который расширяется в по-

следние годы, показал [5, 10], что при их использовании могут наблюдаться некоторые последствия, связанные с отрицательным воздействием на технологические режимы при подготовке и переработке газа. Поэтому на газовых объектах для ИК не менее важными, чем защитные, являются их технологические свойства, и этому уделяется особое внимание. Например, при эксплуатации установки регенерации метанола, применяемого на газовых объектах в качестве ингибитора гидратообразования, снижается эффективность работы аппаратов из-за недостаточного разделения образовавшейся устойчивой эмульсии, состоящей из нестабильного конденсата и водометанольного раствора. Стабилизирует такую эмульсию присутствие повышенных количеств ИК в этой смеси [10]. Нечеткое разделение эмульсии может привести к существенным потерям углеводородного конденсата, а также к уносу жидкости и попаданию их из-за проскока в аппараты, приводя к недостаточной степени осушки газа [11]. Получаемые из добытых флюидов газ и углеводородный конденсат могут быть конечными продуктами, что требует их качественного и достаточного отделения [12].

Однако заметим, что указанные проблемы не всегда бывают связаны с самим ингибирующим реагентом или его свойствами. Они могут быть обусловлены, например, техническими ограничениями самих систем подачи химических реагентов, которые не были запроектированы изначально должным образом. Это, в свою очередь, приводит к сложностям с дозированием ИК, отсутствием четкого регулирования его подаваемого количества и др. Эксплуатационные условия и особенности газового объекта могут потребовать т.н. «ударных» ингибиторных обработок для создания ингибиторной пленки, например скважинного оборудования, что будет приводить к залповым выносам больших количеств ингибитора коррозии. Такие условия могут привести к повышенным нагрузкам на сепарационное оборудование объектов по подготовке и переработке добываемого газа, когда повышенное содержание ингибитора коррозии в жидкой двухфазной среде будет приводить к возникновению эмульсии по ранее описанному механизму.

В связи с вышеизложенным, необходимо изначально оценивать и учитывать возможные риски применения ИК с учетом особенностей, технических и технологических возможностей/ограничений конкретного ингибируемого газового объекта. Исходя из потенциальных проблем при ингибировании, на этапах подбора ИК необходимо искать и подбирать способы их решения. Для обеспечения защиты стальной поверхности ИК должен обладать хорошими адсорбционными свойствами, обеспечивая устойчивое и продолжительное ингибирующее последствие.

Цель статьи – исследование пленкообразующих и основных технологических свойств ИК и методов борьбы с эмульсиями, возникающими в процессе добычи и переработке газа и газового конденсата.

Методика проведения

Метод измерения эмульсеобразования основан на визуальном наблюдении за процессом, временем и полнотой расслоения эмульсии «углеводородная фаза–вода», которая образовалась при эксплуатации на газовом месторождении в условиях при-

менения ингибитора коррозии. Фиксировалось изменение внешнего вида (полнота разделения, прозрачность фаз или др.) при дозировке деэмульгатора или нагреве эмульсии. Растворимость оценивалась в спирте (этанол), воде (дистиллированная вода) и углеводороде (керосин) при добавлении в них заданной концентрации ИК, встряхивании и выдержке до 7 суток. Ингибитор коррозии считался полностью растворимым, если смесь сохраняла однородность (без признаков эмульсии, расслоения или выпадения осадка). Стойкость к низким температурам (T) оценивалась при охлаждении пробирки с ИК до $T = -60\text{ }^{\circ}\text{C}$ и определением наличия/отсутствия подвижности жидкости при наклоне пробирки с пробой на 45° . При выполнении испытаний по технологическим параметрам ИК были использованы методики, регламентированные и более подробно описанные в СТО Газпром 9.3-007-2007 [13].

Пленкообразующие свойства ИК исследовались в модели конденсационной воды (МКВ) с общей минерализацией $1,031\text{ г/л}$ методом линейного поляризационного сопротивления (ЛПР). Солевой состав МКВ включал $783,5\text{ мг/дм}^3\text{ NaCl}$, $91\text{ мг/дм}^3\text{ KCl}$, $81,7\text{ мг/дм}^3\text{ NaHCO}_3$, $30,2\text{ мг/дм}^3\text{ CaCl}_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $10,1\text{ мг/дм}^3\text{ MgCl}_2$, $34,5\text{ мг/дм}^3$ и Na_2SO_4 . Пленка ИК наносилась при погружении стальных образцов из стали Ст20 в раствор ИК (время экспозиции 1 час). Испытания методом ЛПР проводились на цилиндрических образцах (ЛПР-датчиках) из стали Ст3 в ячейках при постоянных перемешивании и продувке CO_2 . Коррозионные эксперименты проводились при $T=22\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Значения скорости общей коррозии ($K_{\text{ЛПР}}$) замерялись коррозиметром «Эксперт-004». Скорость локальной коррозии ($K_{\text{лок.}}$) определяли по измерению глубины коррозионного поражения на ЛПР-датчиках. Были испытаны два ИК, которые являлись промышленно выпускаемыми реагентами на основе амин- и имидазолин-содержащих соединений.

Визуальная оценка коррозионного воздействия стальных образцов проводилась на металлографическом микроскопе ЛОМО РВ-21-2 (ЛОМО, РОССИЯ) с цифровой видеокамерой МС-12 (увеличение изображения поверхности стали до 100 раз).

Результаты и их обсуждение

Технологические свойства

Растворимость ИК в различных средах является важным параметром, поскольку они взаимодействуют с эксплуатационными средами, такими как жидкие углеводороды, спирт и вода. На газовых промыслах обычно используются растворы ИК в углеводородных или спиртовых растворителях, а не их товарная форма. Распределение ИК между водной (водноспиртовой) и углеводородной фазами в эксплуатационных средах газовых объектов влияет на его защитные свойства [14, 15]. В воде ИК может полностью растворяться, диспергироваться или не растворяться. Хорошая растворимость ИК в агрессивной водной фазе способствует более эффективному ингибированию стали за счет улучшения адсорбции вещества на металлической поверхности. Диспергирование ИК в водную фазу поможет создать его гидрофобную пленку на защищаемой поверхности стали. Если активный компонент ИК является гидрофобным соединением, не растворяется в воде и преимущественно полностью переходит (растворяется) в углеводородную фазу, то он не сможет защитить от коррозии из-за отсутствия или недостаточной его концентрации в водной

среде.

Метод определения растворимости ИК основывался на визуальном анализе смеси «ингибитор–растворитель», получаемой посредством механического смешивания составляющих. Для этого готовили смеси со следующими концентрациями ИК ($C_{ИК}$) в растворителе: 0,1%; 1%; 5%; 10%...50%. В роли растворителей применяли этанол, керосин и дистиллированную воду [13]. Как видно (табл. 1), ингибитор «ИК1» полностью растворяется в этиловом спирте и воде. После смешения со спиртом образуется пена, которая разрушается в течение нескольких секунд. При смешении «ИК1» с водой пена также образуется при $C_{ИК}$ до 20% и сохраняется до 24 часов, что может негативно сказаться на технологических процессах переработки газа. В органическом растворителе реагент «ИК1» не растворяется.

Одним из негативных последствий отсутствия растворимости ИК в эксплуатационных средах может быть образование осадка, который будет забивать аппараты, фильтры или способствовать образованию отложений на стенках оборудования, например, на теплообменниках [16].

Еще одним условием эксплуатации ИК, когда могут выпасть осадки, являются по-

**Таблица 1. Результаты испытания растворимости ингибитора «ИК1»
(Р – растворим, НР – не растворим)**

Table 1. Results of the solubility test of the inhibitor «IK1» (P - soluble, HP – insoluble)

Растворитель / Solvent	$C_{ИК}$ об. %	Результаты испытаний / Test results					
		После смешивания / After mixing	Через 1 ч / In 1 hour	Через 3 ч / In 1 hour	Через 24 ч / In 1 hour	Через 72 ч / In 1 hour	Через 168 ч / In 1 hour
Этиловый спирт / Ethanol	0,1...20	Р, пена	Р	Р	Р	Р	Р
	30	Р, пена	Р	Р	Р	Р	Р
	40	Р, пена	Р	Р	Р	Р	Р
	50	Р, пена	Р	Р	Р	Р	Р
Дистиллированная вода / Distilled water	0,1...20	Р, пена	Р, пена	Р, пена	Р, пена	Р	Р
	30	Р, пена	Р, пена	Р, пена	Р	Р	Р
	40	Р, пена	Р, пена	Р, пена	Р	Р	Р
	50	Р, пена	Р	Р	Р	Р	Р
Керосин / Kerosene	0,1...50	НР					

ниженные T в зимний период. Одним из требований является то, что реагент не должен терять подвижность (загустевать или затвердевать) при отрицательных T : не ниже $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Заметим, что применение ИК в условиях сурового климата Крайнего Севера, где температура окружающей среды может опускаться значительно ниже вышеуказанного значения, требует отдельного внимания и рассмотрения. В таких случаях проводятся дополнительные исследования, включая наблюдения за поведением ИК до $T=-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ или даже $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. В ходе исследований было установлено (табл. 2), что различные образцы товарных форм ИК могут проявлять отличающуюся стойкость к низким T . Так, образец «ИК1», достигнув $T=-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, помутнел, а при дальнейшем понижении до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ приобрел вязкую консистенцию и стал малоподвижным. Другой реагент «ИК2» сохранил свой исходный внешний вид и подвижность во всем исследованном диапазоне температур.

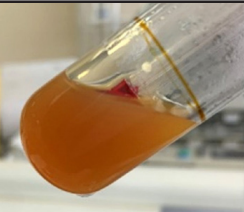
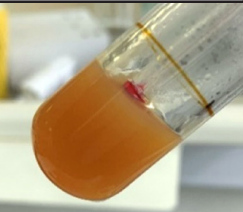
Поскольку ИК применяются не в исходном товарном виде, а в виде растворов в растворителе, что отмечалось выше, то актуальным является исследование их растворения и стойкости к низким T самих растворов. К негативным последствиям на открытом воздухе в зимнее время могут привести застывание или выпадение осадка в растворе ИК при его транспортировке по ингибиторопроводам к точке дозирования, а также сложности с растворением и

смешиванием более вязкого при отрицательных температурах ИК с растворителем. Для этого было проведено исследование растворимости двух образцов ИК в спирте, предварительно охлажденных до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, когда реагент становится более вязким при низких T . И спирт, и ИК могут храниться в условиях окружающей среды. В связи с чем раствор ИК может готовиться при низких T . Для этого пробирки со спиртом и обоими ИК по отдельности охлаждали до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Затем их смешивали путем добавления охлажденного спирта в пробирку с ИК (рис. 1). В отличие от комнатной T смешение при минус $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ происходит медленнее. Через 15 секунд перемешивания ингибитор «ИК2» растворяется полностью. В то время как для полного растворения реагента «ИК1» необходимо уже 75 секунд перемешивания.

Как уже отмечалось выше, ИК, являясь поверхностно-активными веществами, способны при определенных концентрациях формировать эмульсии [17], что может негативно сказаться на производственных процессах. Присутствие ИК не должно оказывать негативного влияния на время разделения эмульсии, усложняя отделение углеводородов от воды. Образование промежуточного слоя между ними может привести к вышеуказанным проблемам при переработке добытых флюидов.

Заметим, что процесс образования эмульсий может быть обусловлен как естественными эмульгаторами, например, ас-

Таблица 2. Внешний вид товарной формы ингибиторов «ИК1» и «ИК2» при различных T
Table 2. View of the commercial form of inhibitors «IC1» and «IC2» at different T

$T, ^{\circ}\text{C}$	+20	-40	-50	-60
«ИК1» / «IC1»				
«ИК2» / «IC2»				

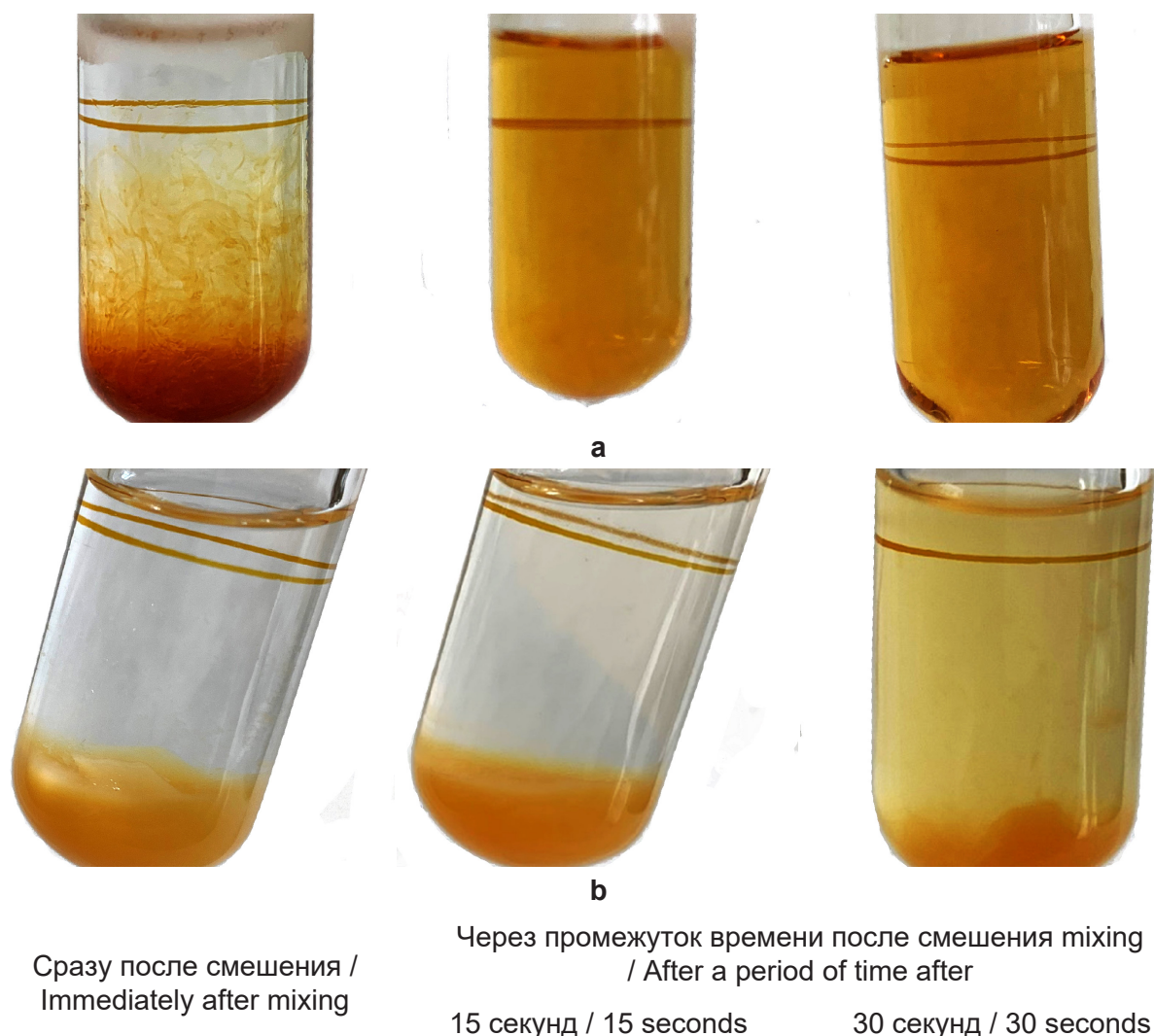


Рис. 1. Результаты смешения ингибиторов со спиртом при температуре минус 50 °С:
a – «ИК2»; b – «ИК1»

Fig. 1. Results of mixing inhibitors with alcohol at a temperature of minus 50 °C: a – «IC2»; b – «IC1»

фальтово-смолистыми веществами, парафинами или другими углеводородами, так и механическими примесями, среди которых могут быть и продукты коррозии, содержащиеся в трубопроводе [18].

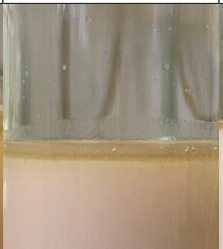
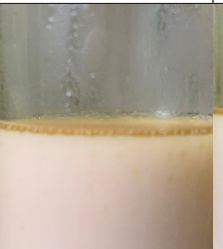
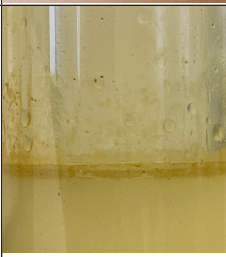
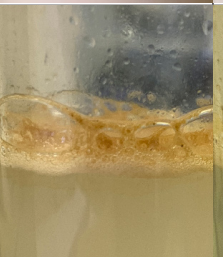
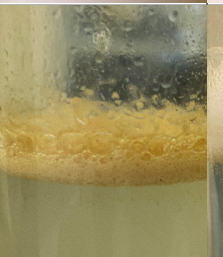
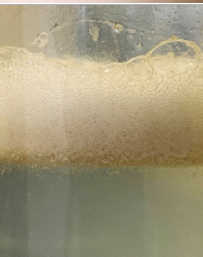
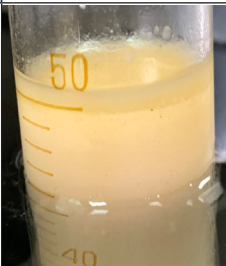
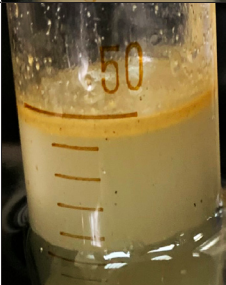
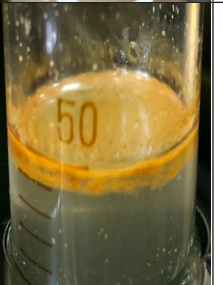
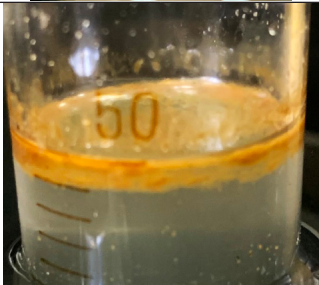
Существуют разные способы разрушения эмульсий. Среди них можно выделить термический способ (физический метод) и добавление деэмульгатора (химический метод), не требующие внесения существенного изменения в конструкции оборудования объектов переработки газа. Сообщается об исследовании возможности применения волнового воздействия (ультразвуковое, импульсное магнитное, электромагнитное поле, постоянное магнитное поле) для разрушения эмульсий [18, 19]. Однако такие

методы волнового воздействия не всегда способны самостоятельно справиться и разделить эмульсию. Требуется их совместное использование с теми же физическим и химическим методами. К тому же они требуют специального приборного сопровождения для создания волнового воздействия.

В связи с этим нами были проведено исследование эффективности деэмульгатора и термического способа на промышленных (естественных) эмульсиях (Проба № 1 и Проба № 2), образовавшихся на газовом месторождении. Результаты исследования представлены в табл. 3. Добавление деэмульгатора в объеме до 0,3 мл позволило эффективно разделить эмульсию в Пробе 2. Однако дозировка деэмульгатора ($V_{деэм}$),

Таблица 3. Влияние химического и термического методов на расслоение двух проб естественных эмульсий

Table 3. Effect of chemical and thermal methods on the stratification of two samples of natural emulsions

Химический метод / Chemical method					
$V_{\text{деэм}}, \text{ мл} / V_{\text{дем}}, \text{ ml}$	0	0,1	0,3	0,5	1
Проба №1 / Sample №1					
Проба №2 / Sample №2					
Термический метод / Thermal method					
$T, ^\circ\text{C} / T, ^\circ\text{C}$	+25	+35	+45	+55	
Проба №1 / Sample №1					
Проба №2 / Sample №2					

начиная от 0,3 мл и выше, хоть и улучшала разделение эмульсии (водный фаза становилась более прозрачной), но начинала оказывать негативное влияние на систему. При этом присутствие деэмульгатора стимулировало и повышало образование пены

с ростом $V_{\text{деэм}}$ (табл. 3). Дальнейшее добавление деэмульгатора привело к образованию более устойчивой эмульсии. На Пробу № 1 добавление деэмульгатора не оказало положительного влияния.

Схожие результаты были получены и

при воздействии термического метода на эмульсии. На Пробу №1 нагрев до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ не влиял на разделение эмульсии также, как и дальнейшее повышение T до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Разделение на фазы Пробы № 2 начинается при $T = +45\text{ }^{\circ}\text{C}$, улучшаясь при повышении до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Положительный эффект для Пробы № 2 выражается не только в отделении углеводородной фазы, но и в повышении прозрачности водного слоя.

С помощью метода хроматомасс-спектрометрии было выявлено гораздо большее процентное соотношение высокомолекулярных углеводородов, включая парафинистых соединений, в газовом конденсате Пробы 1, что могло способствовать его большей склонности к эмульсеобразованию и устойчивости эмульсии (рис. 2).

Основными способами ингибиторных обработок скважинного оборудования и промышленных трубопроводов являются либо непрерывное дозирование реагента в эксплуатационные среды, либо периодическая (т.н. «ударная») обработка большим количеством ИК для создания ингибиторной пленки на поверхности стали. Эффективность применения ИК зависит от правильности выбора как самого реагента, так и технологии его подачи [20]. При любой технологии использования ИК одним из основных свойств, влияющих на защиту от внутренней коррозии, является их способность прочно ад-

сорбироваться на стали. Отличием двух технологий применения ИК будет то, что при постоянном дозировании происходит подпитка для поддержания ингибиторной пленки. В то время как при периодической ингибиторной обработке ИК должен обладать более повышенными пленкообразующими свойствами, чтобы обеспечить защиту от УКК на протяжении продолжительного периода до следующей «ударной» закачки. При отсутствии пленки ИК, ее удалении из-за пониженных пленкообразующих свойств или десорбции в процессе эксплуатации, например поток движущейся среды, в этих местах будут создавать условия для развития локальной УКК на стали [6, 21, 22].

Несмотря на актуальность защитных и пленкообразующих параметров ИК, они остаются мало изученными. При этом нередко методические приемы, применяемые для моделирования такого рода агрессивных воздействий на пленку ИК, в недостаточной мере имитируют реальные условия эксплуатации объекты добычи углеводородов [23]. Одним из основных методов изучения пленкообразующих свойств является метод ЛПР, который нередко используется для этих целей [24]. При этом тестируется десорбция предварительно созданной на стальной поверхности ингибиторной пленки во времени и таким способом определяется способность ИК сохранять сплошность, за-

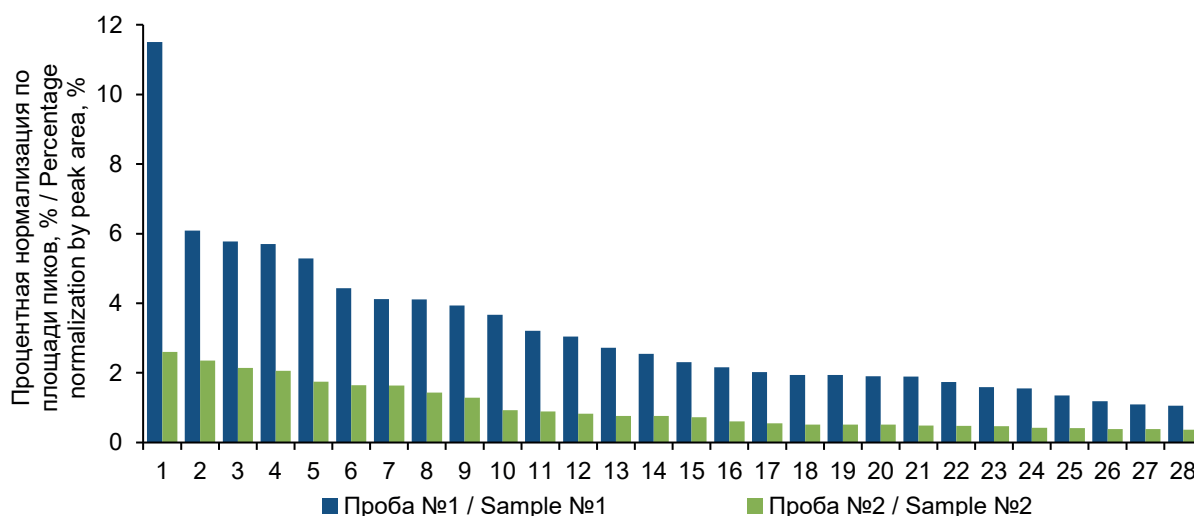


Рис. 2. Качественный состав промышленных проб газового конденсата (нумерация приведена по различным компонентам)

Fig. 2. Qualitative composition of field samples of gas condensate (numbering is given for different components)

щищая сталь от коррозии, и время последующих действий в коррозионной водной среде. Это требует проведения продолжительных испытаний, в ходе которых ингибитор будет частично переходить в водную фазу и растворяться в ней. Однако большинство коррозионных опытов, в том числе и продолжительных, проводятся в одном и том же испытательном растворе, который будет уже недостаточно агрессивен из-за присутствия растворившегося в нем ИК. Хотя в реальных условиях газового месторождения будет происходить движение и замена потока агрессивной жидкости, контактирующей с пленкой ИК на стальной поверхности [25].

В связи с этим, для имитации реальных промышленных условий нами в процессе испытаний методом ЛПР производилось несколько замен водного раствора для оценки стойкости пленки ИК при наиболее агрессивных режимах. При исследовании десорбции пленки Ингибитора 1 со стального электрода методом ЛПР были проведены две серии испытаний: без и с двухкратной сменой водного раствора с минерализацией $1,031 \text{ г/дм}^3$ за время испытаний (рис. 3 и табл. 4).

Исследования авторов [26] стойкости ингибиторных пленок на нефтяном объекте также подтверждают важность адсорбционных свойств ИК. Наибольшую эффективность показали реагенты при хемосорбции их на стальной поверхности. В таких условиях эффективность пленки ИК не всегда будет зависеть от ее толщины. Как обнаружили исследователи [27] при тестировании трех промышленно применяемых пленкообразующих ИК, наибольшую эффективность показал реагент 1 с наименьшей толщиной слоя. При хорошей стойкости ИК, которая определяется его адгезионными свойствами, агрессивные условия и среды не смогли его удалить со стали (реагент 1 сохранился на 100% поверхности). Пленка другого реагента 2, изначально наиболее толстая, но с неравномерной толщиной по стали из-за имеющихся глобул (кластеров) ИК, после испытаний стала тоньше. Это произошло при воздействии динамических условий, которые сгладили ингибиторную пленку, как бы «расплющивая» ее по поверхности стали. По данным авторов пленка реагента

2 сохранилась на 60% поверхности, а его защитные свойства от коррозии были наихудшие. По ингибирующим свойствам реагент 3 находился посередине между двумя другими пленкообразующими ИК и после испытаний сохранился на 80% защищаемой поверхности.

Видно (рис. 3), что $K_{\text{ЛПР}}$ в отсутствии ИК достигает $1,8 \dots 2,0 \text{ мм/год}$, а динамика его изменения в течение опыта имеет схожий характер при параллельных испытаниях (кривые 1 и 2). Смена испытательного раствора не влияет на его значения. Испытания пленочного «ИК3» показали, что $K_{\text{ЛПР}}$, будучи на первой неделе ниже пограничного значения $0,1 \text{ мм/год}$, которое позволяет относить условия эксплуатации к коррозионно-агрессивным, начинает расти после первой смены раствора (через 8 дней) и достигает $0,45 \dots 0,7 \text{ мм/год}$ (через 22 дня). После второй замены водного среды (через 22 дня) продолжается повышение $K_{\text{ЛПР}}$, достигая $1,2 \dots 1,4 \text{ мм/год}$ к моменту окончания эксперимента. Сравнение двух параллельных опытов с «ИК3» показало идентичность их защитных свойств (кривые 3 и 4 на рис. 3). Испытания «ИК4», предназначенного для постоянного дозирования, с поддержанием на протяжении всего времени эксперимента его $C_{\text{ИК}} = 200 \text{ мг/л}$ в воде подтвердило эффективность ($K_{\text{ЛПР}}$ ниже $0,1 \text{ мм/год}$) данной технологии ингибиторной защиты от УКК (кривые 5 и 6 на рис. 3). При этом, если после первой замены агрессивного раствора (через 8 дней) не добавлять «ИК4», то значения $K_{\text{ЛПР}}$ через 12 дней начинают интенсивный рост, возрастая до $1,1$ и $1,8 \text{ мм/год}$ через 22 и 36 дней соответственно (кривая 8 на рис. 3). В промежуток между 9 и 12 днями данных условий испытаний пленка «ИК4», созданная на ЛПР-образцах, сохраняла сплошность и обеспечивала защиту от УКК. Похожий период времени (до 4 дней) обеспечивалась защита стали «ИК4», когда уже после второй замены раствора (через 22 дня) можно не дозировать «ИК3» (кривая 7 на рис. 3). За последующие 6 дней отсутствия ИК в водной среде значения $K_{\text{ЛПР}}$ быстро выросло до $1,4 \text{ мм/год}$.

Анализ внешнего вида показал (табл. 4), что после испытаний локальные дефекты не образовались только на ЛПР-датчи-

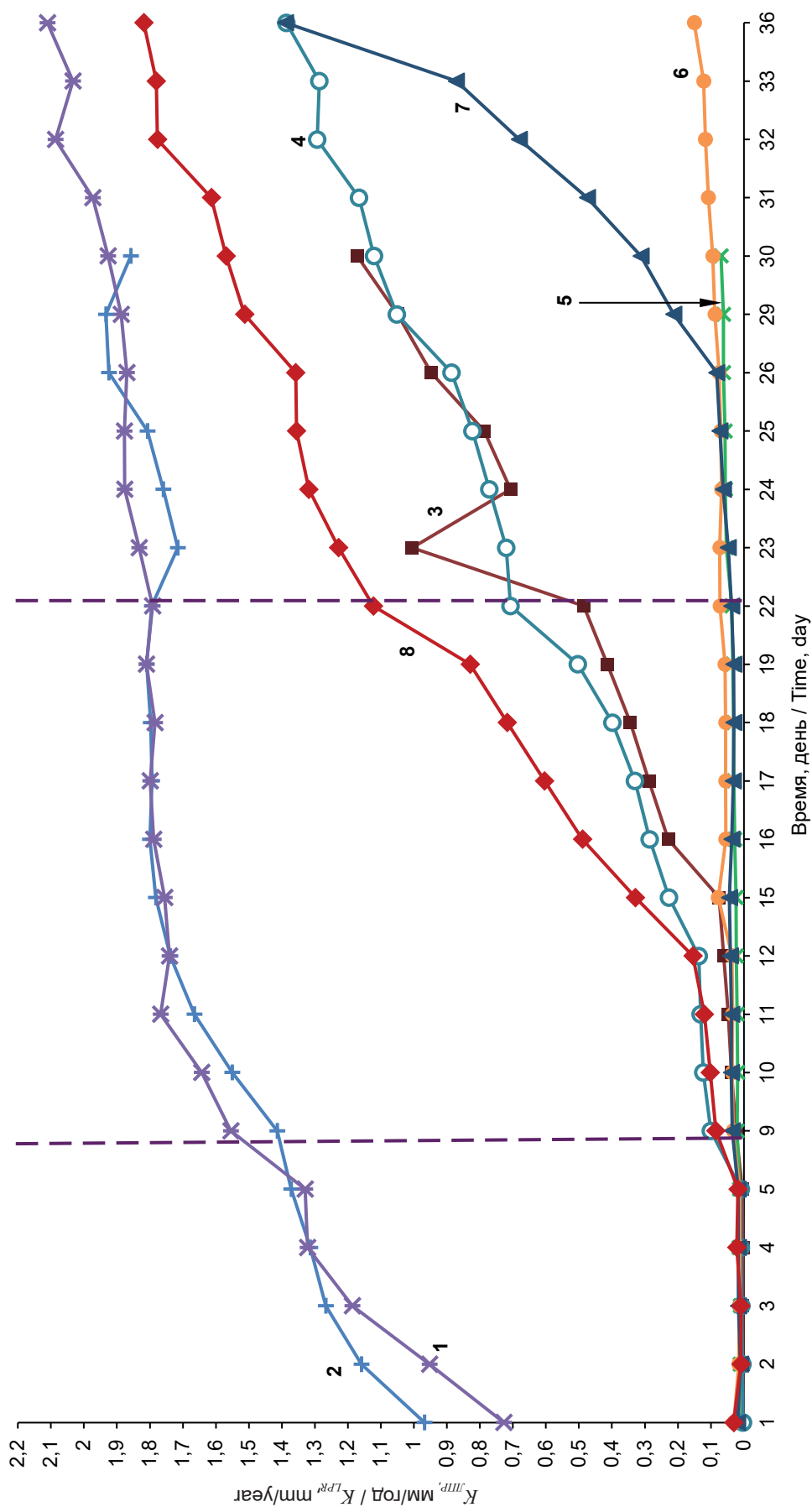
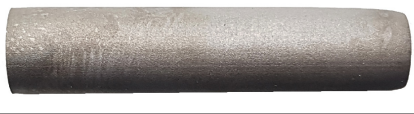
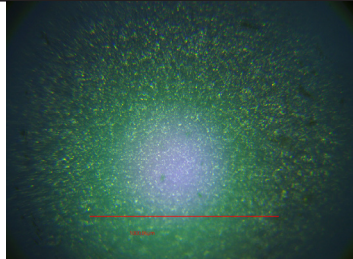
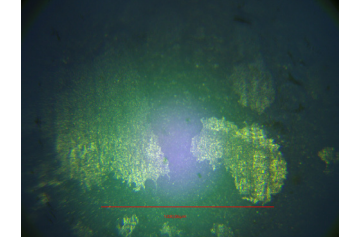
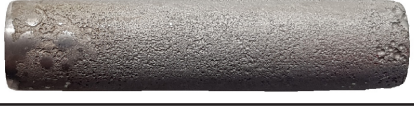
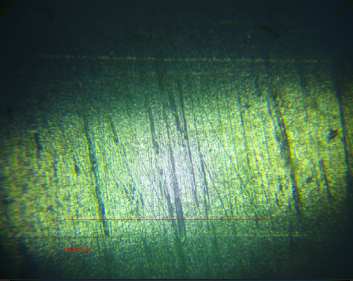
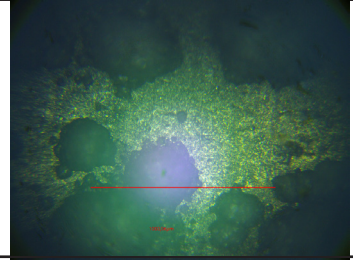
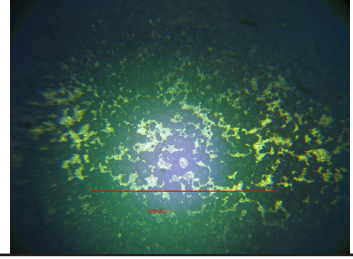


Рис. 3. Динамика изменения скорости коррозии стальных образцов от времени по результатам ЛПР-измерений: 1, 2 – без добавления ингибитора; 3, 4 – пленка «ИК3»; 5, 6 – «ИК4» ($C_{ик} = 200$ мг/л, постоянно); 7 – «ИК4» ($C_{ик} = 200$ мг/л, двукратно); 8 – «ИК4» ($C_{ик} = 200$ мг/л, однократно). Пунктирной линией обозначены периоды обновления водного раствора

Fig. 3. Dynamics of change in the corrosion rate of steel samples over time based on the results of LPR measurements: 1, 2 – without adding inhibitor; 3, 4 – film «IK3»; 5, 6 – «IK4» ($C_{ci} = 200$ mg/l, constantly); 7 – «IK4» ($C_{ci} = 200$ mg/l, twice); 8 – «IK4» ($C_{ci} = 200$ mg/l, once). The dotted line indicates the periods of renewal of the aqueous solution

Таблица 4. Значения и вид образцов после испытаний методом ЛПР (на фото отрезок сфокусированного изображения составляет 1000 μm). Нумерация образцов соответствует значениям, указанным на рис. 3

Table 4. Values and appearance of samples after testing by the LPR method (in the photo, the segment of the focused image is 1000 μm). The numbering of the samples corresponds to the values indicated in Fig. 3

Номер образца / Sample number	$K_{\text{лок.}}$, мм/год / $K_{\text{loc.}}$, mm/year	Внешний вид образцов после испытаний / View of samples after testing	
		Макро / Macro	Микро / Micro
1	—		
			
3	0,949...2,674		
			
5	—		
7	2,258...3,975		
8	0,686...1,059		
			

ках, экспонируемых в условиях без ИК и с постоянным присутствием $C_{ИК} = 200$ мг/л в водной среде. После испытаний с пленкой из реагента «ИКЗ» на стальных образцах образовались локальные повреждения со $K_{лок} = 0,949...2,674$ мм/год. Как после первой замены раствора, так и после второй, пленка «ИК4» оказалась мало эффективной от локальной УКК: значение $K_{лок}$ находилось в диапазонах 2,258...3,975 и 0,458...1,059 мм/год.

Выводы

1. Помимо защитных свойств, к ингибиторам коррозии, применяемым на газовых месторождениях, предъявляются ряд технологических требований для возможности применения и исключения негативного воздействия на объекты переработки газа и газового конденсата. Растворимость ингибиторов коррозии позволяет дозировать ингибиторы коррозии из их растворов в разных растворителях. Дополнительно хорошая растворимость и стойкость ингибиторов и их растворов позволяет избежать выпадения осадков и засорения элементов оборудования механическими примесями. Добавление ингибитора в концентрациях, достаточных для защиты от коррозии, не должно способствовать эмульсообразованию в системе «стабильный конденсат – вода».

2. Химический и термический способы позволяют разрушать образованные эмульсии, которые были отобраны с объектов переработки газового месторождения. Нагревание до $+40...+60$ °C способствует лучшему отделению углеводородной фазы из эмульсии. Добавление деэмульгатора позволяет разделять эмульсии до определенной оптимальной дозировки реагента, превышение которой приводит к негативным последствиям в виде пенообразования или повторного эмульсообразования. Наибольшей стойкостью обладают эмульсии, в которые входят газовые конденсаты, содержащие высокомолекулярные углеводороды.

3. Метод поляризационного сопротивления позволяет оценивать последствие образованной пленки ингибитора коррозии по степени ее десорбции в процессе испытаний. Примененный способ многократной замены водной фазы позволяет проводить

оценку пленкообразующих параметров ингибиторов коррозии в наиболее агрессивных условиях, близких к реальным эксплуатационным режимам. В местах отслоения нестойких в условиях углекислотной коррозии пленок ингибиторов образуются глубокие локальные дефекты, фиксируемые после испытаний. Стойкость пленкообразующих свойств ингибиторов коррозии следует оценивать не только по скорости общей, но и локальной коррозии.

Литература

1. Кантюков Р.Р., Запечалов Д.Н., Вагпов Р.К. Исследование коррозионной активности сред и стойкости используемых материалов в условиях присутствия агрессивного диоксида углерода // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2021. – Т. 64. – № 11. – С. 793-801. <https://doi.org/10.17073/0368-0797-2021-11-793-801>
2. Вагпов Р.К. Стойкость сталей в эксплуатационных условиях газовых месторождений, содержащих в добываемых средах агрессивный CO_2 // Материаловедение. – 2021. – № 8. – С. 41-47. <https://doi.org/10.31044/1684-579X-2021-0-8-41-47>
3. Alamr A.H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview // Engineering Failure Analysis. – 2020. – V. 116. – Article 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>
4. Mansoori H., Mirzaee R., Esmaeilzadeh F. et. al. Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline // Engineering Failure Analysis. – 2017. – V. 82. – P. 16-25. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.08.012>
5. Меньшиков С.Н., Мельников И.В., Байдин И.И. и др. Эффективность применения ингибитора коррозии «СОНКОР-9020»: результаты промысловых испытаний на установке комплексной подготовки газа - низкотемпературной сепарации Юбилейного НГКМ // Газовая промышленность. – 2020. – № 11 (809). – С. 40-47.
6. Paolinelli L.D., Brown B., Simison S.N. et. al. Inhibition of CO_2 corrosion of carbon steel with 1% Cr. // Materials Chemistry and Physics. – 2012. – V. 136, № 2-3. – P. 1092-1102. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2012.08.055>
7. Слугин П.П., Ягафаров И.Р., Кантюков

Р.Р. и др. Научный анализ технического состояния и защиты скважинного оборудования и промысловых трубопроводов ПАО «Газпром» в условиях добычи и транспортировки коррозионно-агрессивного газа. Часть 1 // Газовая промышленность. – 2023. – № 9 (854). – С. 64-71.

8. Набутовский З.А., Антонов В.Г., Филиппов А.Г. Проблемы коррозии и ингибиторной защиты на месторождениях природного газа // Практика противокоррозионной защиты. – 2000. – № 3 (17). – С. 50-56. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=9141839>

9. Вигдорович В.И., Стрельникова К.О. Критерии оценки защитной эффективности ингибиторов коррозии // Конденсированные среды и межфазные границы. – 2011. – Т. 13, № 1. – С. 24-28.

10. Слугин П.П., Полянский А.В., Ермилов О.М. Способ повышения извлечения конденсата на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 1 (73). – С. 33-37.

11. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Александров В.В. и др. Опыт модернизации технологического оборудования подготовки газа залежей ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. – 2019. – Т. 782. – С. 64-70.

12. Prokopyov A.V., Istomin V.A., Fedulov D.M. et. al. Increasing the Efficiency of Hydrocarbons C5+ Extraction from the Gas of Condensate Fields by a Low-Temperature Absorption Process // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2019. – V. 53, № 5. – P. 886-892. <https://doi.org/10.1134/S0040579518050214>

13. СТО Газпром 9.3-007-2010 Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа. – М: Газпром экспо, 2011. – 91 с.

14. Касенова Ж.С. Исследование распределения ингибиторов коррозии между водной и нефтяной фазами // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 1 (132). – С. 15-18. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-132-1-15-18>

15. Hernández Zarate K.A., Guzmán Castañeda J.I., Cosmes López L.J. et. al. A new method to estimate the partition of corrosion

inhibitors // Corrosion Reviews – 2023. – V. 42, № 3. – P. 331-340. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2023-0040>

16. Колосов В.М., Власова Г.В., Пивоварова Н.А. и др. Проблемы образования отложений в технологическом оборудовании при переработке газового конденсата // Газовая промышленность. – 2019. – № 3 (781). – С. 73-82.

17. Муравьева С.А., Мельников В.Г. Влияние строения азотосодержащих соединений на их пеногасящую и деэмульгирующую способность // Теоретические основы химической технологии. – 2005. – Т. 39, № 1. – С. 83-87.

18. Романова Ю.Н., Мусина Н.С., Марютина Т.А. Влияние различных видов волнового воздействия на разрушение стойких гельсодержащих водонефтяных эмульсий // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2018. – № 7. – С. 7-15. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2018-84-7-7-15>

19. Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю., Степаненко И.Б. и др. Технология разрушения стойких водонефтяных эмульсий магнитным воздействием // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2021. – № 2. – С. 7-12.

20. Вагапов Р.К., Запечалов Д.Н. Возможности использования и выбор технологии ингибиторной защиты от коррозии объектов добычи газа, характеризующихся присутствием агрессивного диоксида углерода // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 1 (81). – С. 72-79.

21. Askari M., Aliofkhazraei M., Ghaffari S. et. al. Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 58. – P. 92-114. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>

22. Shamsa A., Barker R., Hua Y. et. al. Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion // Corrosion Science. – 2020. – V. 176. – Article 108916. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2020.108916>

23. Papavinasam S., Revie R.W., Attard M. et. al. Comparison of Laboratory Methodologies to Evaluate Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Pipelines // Corrosion. – 2003. – № 10 (59). – P. 897-912. <https://doi.org/10.5006/1.3287711>

24. De Marco R., Durnie W., Jefferson A. et. al. Persistence of Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors // *Corrosion*. – 2002. – № 4 (58). – P. 354-363. <https://doi.org/10.5006/1.3287686>

25. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А., Яровой В.В. Моделирование режимов движения потока среды по газопроводу в процессе коррозионных испытаний // *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*. – 2023. – № 10 (89). – С. 40-46. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2023-89-10-40-46>

26. De Marco R., Durnie W., Jefferson A. et. al. Surface Analysis of Adsorbed Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors // *Corrosion*. – 2001. – № 1 (57). – P. 9-18. <https://doi.org/10.5006/1.3290335>

27. Menendez C.M., Bojes J.M., Lerbscher J. Obtaining Batch Corrosion Inhibitor Film Thickness Measurements Using an Optical Profiler // *Corrosion*. – 2011. – № 3 (67). – P. 035003-1-035003-12. <https://doi.org/10.5006/1.3560117>

References

1. Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K. (2021). Media corrosiveness and materials resistance at presence of aggressive carbon dioxide. *Izvestiya. Ferrous Metallurgy*, 64(11), 793-801. <https://doi.org/10.17073/0368-0797-2021-11-793-801> (in Russ.)

2. Vagapov, R. K. (2022). Resistance of Steels under Operating Conditions of Gas Fields Containing Aggressive CO₂ in the Produced Media. *Inorganic Materials: Applied Research*, 13(1), 240-245. <https://doi.org/10.1134/S2075113322010397> (in Russ.)

3. Alamr, A. H. (2020). Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview. *Engineering Failure Analysis*, 116, Article 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>

4. Mansoori, H., Mirzaee, R., Esmaeilzadeh, F. et. al. (2017). Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 82, 16-25. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.08.012>

5. Menshikov, S. N., Melnikov, I. V., Baidin, I. I. et. al. (2020). Effectiveness of Soncor-9020 corrosion inhibitor: results of field tests at the low-temperature separation complex gas treatment plant, Yubileynoye oil, gas, and condensate field. *Gas Industry of Russia*, 809(11), 40-

47. (in Russ.)

6. Paolinelli, L. D., Brown, B., Simison, S. N. et al. (2012). Inhibition of CO₂ corrosion of carbon steel with 1% Cr. *Materials Chemistry and Physics*, 136(2-3), 1092-1102. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2012.08.055>

7. Slugin, P. P., Yagafarov, I. R., Kantyukov, R. R. et.al. (2023). Scientific analysis of the technical status and protection of well equipment and field pipelines of PJSC Gazprom under conditions of corrosive gas production and transportation. Part 1. *Gas Industry of Russia*, 854(9), 64-71. (in Russ.)

8. Nabutovsky, Z. A., Antonov, V. G., Filippov, A. G. (2020). Problems of corrosion and inhibitor protection at natural gas fields. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 17(3), 50-56. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=9141839> (in Russ.)

9. Vigdorovich, V. I., Strelnikova, K. O. (2011). Criteria to assess the protective effectiveness of corrosion inhibitors. *Kondensirovannyye Sredy i Mezhfaznye Granitsy*, 13(1), 24-28. (in Russ.)

10. Slugin, P. P., Polyansky, A. V., Ermilov, O. M. (2018). Methods for increasing the recovery of condensate at the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 73(1), 33-37. (in Russ.)

11. Koryakin, A. Yu, Kobychiev, V. F., Alexandrov, V. V. et al. (2019). Experience of modernization of technological equipment for gas preparation of the reserves of Achimov sequence of the Urengoy oil, gas and condensate field. *Gas Industry of Russia*, 782, 64-70. (in Russ.)

12. Prokopov, A. V., Istomin, V. A., Fedulov, D. M. et. al. (2019). Increasing the Efficiency of Hydrocarbons C₅+ Extraction from the Gas of Condensate Fields by a Low-Temperature Absorption Process. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 53(5), 886-892. <https://doi.org/10.1134/S0040579518050214>

13. STO Gazprom 9.3-007-2010 Corrosion protection. Methodology for laboratory testing of corrosion inhibitors for equipment for the production, transportation and processing of corrosive gas. – M.: Gazprom Expo, 2011. – P. 91. (in Russ.)

14. Kassenova, Zh. S. (2021). Study of Portioning of Corrosion Inhibitors between

Water and Oil Phases. *Science and Technology of Hydrocarbons*, 132(1), 15-18. <https://doi.10.32935/1815-2600-2021-132-1-15-18> (in Russ.)

15. Hernández Zarate K. A., Guzmán Castañeda J. I., Cosmes López L.J. et. al. (2023). A new method to estimate the partition of corrosion inhibitors. *Corrosion Reviews*, 42(3), 331-340. <https://doi.10.1515/corr-rev-2023-0040>

16. Kolosov, V. M., Vlasova, G. V., Pivovarova, N. A. et al. (2019). Problems of sediment formation in technological equipment in the processing of gas condensate. *Gas Industry of Russia*, 781(3), 73-82. (in Russ.)

17. Murav'eva, S. A., Mel'nikov, V. G. (2005). Effect of the structure of nitrogen-containing compounds on their defoaming and demulsifying abilities. *Theoretical foundations of chemical engineering*, 39(1), 81–84. <https://doi.10.1007/pl00022165>

18. Romanova, Yu. N., Musina, N. S., Maryutina, T. A. (2018). The impact of different types of wave action on the destruction of stable gel-containing water-oil emulsions. Industrial laboratory. *Diagnostics of materials*, 84(7), 7-15. <https://doi.10.26896/1028-6861-2018-84-7-7-15> (in Russ.)

19. Lekomtsev, A. V., Stepanenko, I. B., Derendyaev, K. A. et al. (2021). Investigation of Ultrasonic Impact Technology for Breaking Stable Water-Oil Emulsions in Phase Inversion Conditions. *Chemical and Petroleum Engineering*, 57, 3-9. <https://doi.10.1007/s10556-021-00886-0> (in Russ.)

20. Vagapov, R. K., Zapevalov, D. N. (2020). Inhibitor Corrosion Protection for Gas Production Facilities with Carbon Dioxide Presence: Application Feasibility and Technology

Selection. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 81(1), 72-79. (in Russ.)

21. Askari, M., Aliofkhazraei, M., Ghaffari, S. et. al. (2018). Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, 92-114. <https://doi.10.1016/j.jngse.2018.07.025>

22. Shamsa, A., Barker, R., Hua, Y. et. al. (2020). Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion. *Corrosion Science*, 176, Article 108916. <https://doi.10.1016/j.corsci.2020.108916>

23. Papavinasam, S., Revie, R.W., Attard, M. et. al. (2003). Comparison of Laboratory Methodologies to Evaluate Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Pipelines. *Corrosion*, 59(10), 897-912. <https://doi.10.5006/1.3287711>

24. De Marco R., Durnie W., Jefferson A. et. al. (2002). Persistence of Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors. *Corrosion*, 58(4), 354-363. <https://doi.10.5006/1.3287686>

25. Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A., Yarkovoy, V. V. (2023). Simulation of the Modes of Medium Flow Movement through a Gas Pipeline during Corrosion Tests. *Industrial laboratory. Diagnostics of materials*, 89(10), 40-46. <https://doi.10.26896/1028-6861-2023-89-10-40-46> (in Russ.)

26. De Marco, R., Durnie, W., Jefferson, A. et. al. (2001). Surface Analysis of Adsorbed Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors. *Corrosion*, 57(1), 9-18. <https://doi.10.5006/1.3290335>

27. Menendez, C. M., Bojes, J. M., Lerbscher, J. (2011). Obtaining Batch Corrosion Inhibitor Film Thickness Measurements Using an Optical Profiler. *Corrosion*, 67(3), 035003-1 - 035003-12. <https://doi.10.5006/1.3560117>

Информация об авторах

Артур Дамирович Гайзуллин, м.н.с., Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Московская область, Российская Федерация

Руслан Кизитович Вагапов, д.т.н., к.х.н., начальник лаборатории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Российская Федерация

Information about authors

Artur D. Gaizullin, junior scientist, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation

Ruslan K. Vagapov, Doc. of Technical Sciences, Cand. Sci. in Chemistry, Head of Laboratory, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation