

УДК 620.197.3

*У. Ж. ТАЖЕНБАЕВА<sup>1\*</sup>, Е. О. АЯПБЕРГЕНОВ<sup>2</sup>, Г. Ж. ЕЛИГБАЕВА<sup>3</sup>*<sup>1</sup>Satbayev University, Алматы, Республика Казахстан,<sup>2</sup>Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», Актау, Республика Казахстан,<sup>3</sup>Национальная академия наук Республики Казахстан, Алматы, Республика Казахстан.

\*E-mail: Ulzhan\_0802@mail.ru

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ**

**Аннотация.** При реализации производственных проектов в нефтегазовой отрасли одной из самых больших проблем является борьба с различными видами коррозии, которой подвергаются отдельные элементы промышленного оборудования. Крайне важно выбрать ингибитор коррозии, подходящий для конкретной среды. Выбор ингибиторов для того или иного объекта может быть трудной задачей, так как существует множество факторов, которые необходимо учитывать. В нефтегазовой промышленности понимание проблем коррозии, которые могут возникнуть, имеет большое значение, и знание того, какие ингибиторы использовать для борьбы с общей и локальной коррозией, экономит время и деньги в долгосрочной перспективе.

В статье приведены результаты исследования ингибиторов коррозии разных марок отечественного и зарубежного производства для использования на месторождении Узень: физико-химические характеристики (плотность, вязкость, температура застывания, массовая доля активного вещества, совместимость с промышленными водами месторождения, аминное число), эффективность действия ингибиторов коррозии в лабораторных условиях и на стендовой установке, имитирующей пластовые условия месторождения, с учетом давления, температуры, скорости течения жидкости и присутствия агрессивных компонентов – углекислого газа и сероводорода. Также исследовано влияние ингибиторов коррозии на процесс подготовки добываемой продукции.

**Ключевые слова:** коррозия, ингибитор коррозии, совместимость, эффективность, углекислый газ, сероводород, скорость коррозии.

**Введение.** Объектами воздействия коррозии являются металлы, сплавы, металлопокрытия, металлоконструкции машин, оборудование и сооружения. Они составляют большую часть нефтегазовых месторождений и действительный их срок службы в несколько раз ниже амортизационного и не превышает 5–10 лет без противокоррозионной защиты.

К мерам противокоррозионной защиты можно отнести – правильное проектирование трубопроводов, использование покрытий/эмалей/красок, очистку внутренней поверхности труб, специальные противокоррозионные

материалы, химикаты (бактерициды, ингибиторы), катодную и протекторную защиту и др.

Анализ исторических материалов по месторождению Узень показал, что коррозионная агрессивность добываемой продукции начала увеличиваться вследствие закачки воды в пласт для поддержания пластового давления, где использовалась смесь морской, альбсеноманской и сточной вод. Последняя, содержащая в своем составе растворенные кислород и сероводород, является весьма агрессивной [1–3].

Характерной особенностью системы поддержания пластового давления является ее большая разветвлённость, поэтому в большинстве случаев здесь приемлемы те способы защиты от коррозии, которые связаны с уменьшением коррозионной активности транспортируемой среды: подготовка воды, предотвращение попадания в среду кислорода или его удаление, ингибирование, предотвращение развития микроорганизмов.

На рисунке 1 представлен внешний вид образцов трубопроводов, вырезанных из поврежденных участков месторождения Узень.



Рисунок 1 – Внешний вид образцов трубопроводов, вырезанных из поврежденных коррозией участков

Чаще всего разрушению в виде язв, канавок и сплошного коррозионного износа подвергается область нижней образующей внутренней поверхности трубопровода.

Для защиты от коррозионного разрушения внутренней поверхности трубопроводов на месторождении Узень разные годы применялись различные виды химических реагентов (ТНФН, органический ингибитор И-1-В, ингибитор коррозии СК-378 фирмы «Серво», Норуст РА-23/Д, Бактирам-607, Нефтехим-1, СНПХ-6013, Дон-52, ИКВ-4В, Север-1, СНПХ-6002, кислоты

ЭФК, KW-2103, KW-2700, KP-2215, Реакор-2Д, Реакор-7, Реакор-21, Додиген М1-730, Додикор-3742, Додикор 4712, Аманат-8001 и др.).

Все ингибиторы коррозии в зависимости от характера агрессивной среды, можно подразделить на следующие группы [4–8]:

Ингибиторы коррозии для			
сероводород-содержащих сред	кислород-содержащих сред	сероводород-содержащих углекислотных сред	бактерицидного действия
<ul style="list-style-type: none"> <li>• высшие алифатические амины и их соли;</li> <li>• алкилзамещенные этаноламины;</li> <li>• диамины;</li> <li>• алкилированные полиамины;</li> <li>• моноолеаты диаминов;</li> <li>• оксиды аминов;</li> <li>• соли дициклогексиламинов и жирных кислот;</li> <li>• производные лутидина, оксихинолина, акридина, пиридина, имидазолина;</li> <li>• фосфорсодержащая кислота, этаноламин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• первичные амины C<sub>8</sub>-C<sub>25</sub> или их смеси;</li> <li>• неолы;</li> <li>• фосфорная кислота;</li> <li>• диэтиленгликоль;</li> <li>• таловое масло;</li> <li>• ароматические углеводороды (нефрас);</li> <li>• крекинг остаток</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• α-аминоспирты C<sub>8</sub>-C<sub>20</sub>;</li> <li>• вещества на основе жирной кислоты;</li> <li>• первичные алифатические амины или изоалканы в сме-си кислотой и формальдегидсодержащими соединениями</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• первичные алифатические фракции C<sub>8</sub>-C<sub>18</sub></li> <li>• продукты взаимодействия первичных и вторичных алифатических аминов с техническим диметилфосфитом</li> </ul>

На текущий период добываемая продукция на месторождении Узень обладает высокой обводненностью, попутно-добываемая вода, в свою очередь, содержит значительное количество углекислого газа, сероводорода, СВБ, механических примесей и др. агрессивные компоненты.

Целью данной работы является комплексное исследование химических реагентов для борьбы с коррозией на примере месторождения Узень.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Подбор оптимального ингибитора для защиты оборудования от коррозии проводился в комплексе лабораторных исследований:

– по агрегатному состоянию в качестве ингибиторов допускаются только порошкообразные вещества и не расслаивающиеся жидкости (результаты физико-химических свойств представлены в таблице 1). Не допускается содержание в жидкостях крупно взвешенных и оседающих примесей;

– ингибитор должен обладать полной совместимостью с минерализованной (пластовой) водой месторождения Узень без расслаивания и образования осадка;

– ингибитор должен быть совместим с базовым деэмульгатором;

– при заданных условиях степень снижения скорости коррозии не должна быть менее 90 %.

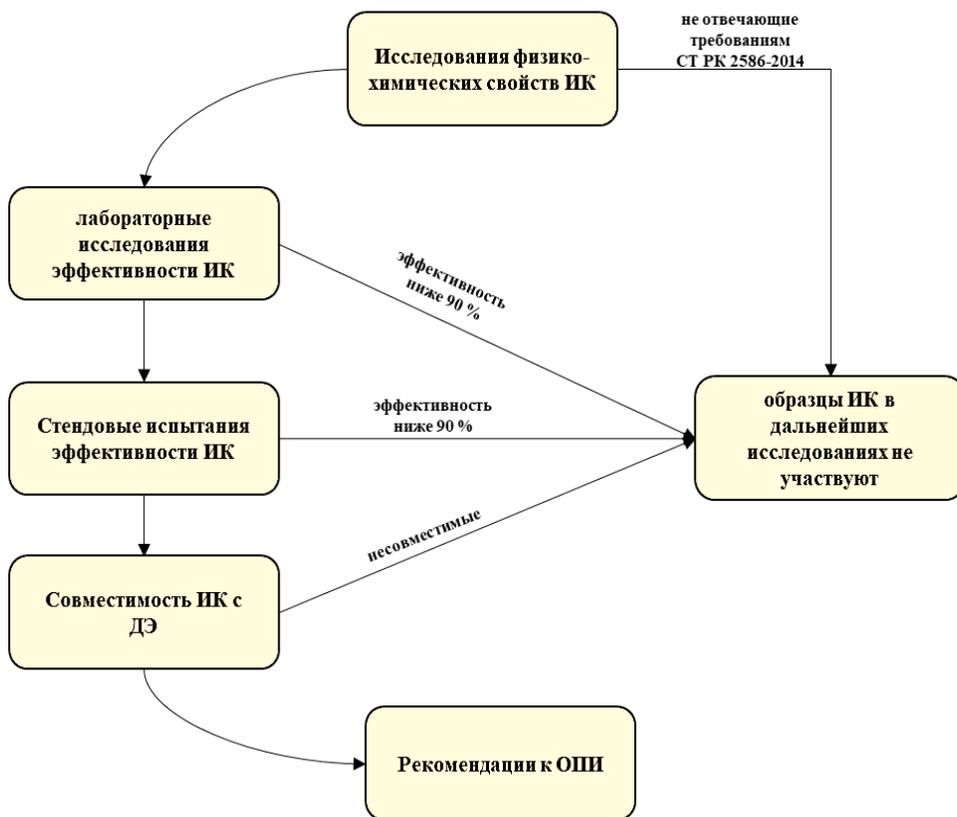


Рисунок 2 – Алгоритм подбора ингибитора коррозии

Алгоритм подбора ингибитора коррозии приведен на рисунке 2.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследования физико-химических свойств ингибиторов коррозии выполнялись согласно ТУ СТ РК 2586-2014 (таблица 1).

Приведённые в таблице 1 результаты показывают, что испытуемые ингибиторы коррозии, за исключением: образец №4, образец №17 и образец №18, представляют собой однородные жидкости с допустимыми значениями плотности, вязкости и массовой доли активных веществ, устойчивые к отрицательным температурам (- 40 °С).

Заключение о совместимости, либо несовместимости, ингибитора с минерализованной водой делается по результатам визуального определения. При несовместимости ингибитора с пластовой водой раствор мутнеет и в нем возникают вязкий гель или образования взвешенных коллоидных хлопьев. В этом случае, или при выделении реагента в отдельную фазу, результат испытания считается отрицательным. Ингибиторная система должна иметь

Таблица 1 – Физико-химические свойства испытуемых образцов химических реагентов

№	Наименование реагента	Наименование показателя						
		Внешний вид	$\rho$ при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	массовая доля активного вещества, %	кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	температура застывания, °С	рН среды	аминное число, мг HCl/г
	<i>Норма по СТ РК 2586-2014</i>	<i>бесцветная жидкость или от светло-жёлтого до темно-коричневого цвета</i>	<i>750–1400</i>	<i>не более 70</i>	<i>не более 100</i>	<i>не более 35</i>	<i>не нормируется</i>	
1	Образец №1	однородная жидкость темно-коричневого цвета	915,2	30,4	5,5	< –40	5	6,3
2	Образец №2	однородная жидкость темно-коричневого цвета	906,7	15,1	2,9	< –40	5,5	3,8
3	Образец №3	однородная жидкость темно-коричневого цвета	969,6	35,5	6,1	< –40	7,71	19,0
4	Образец №4	однородная жидкость темно-коричневого цвета	877,3	47,0	61,3	–3	9,9	37,9
5	Образец №5	однородная жидкость темно-коричневого цвета	916,6	25,9	6,0	< –40	6,35	9,4
6	Образец №6	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	1059,4	30,6	63,6	< –40	3,47	8,1
7	Образец №7	однородная жидкость темно-коричневого цвета	1049,9	30,6	24,4	< –40	7,98	16,5
8	Образец №8	однородная жидкость темно-коричневого цвета	957,3	18,8	10,6	< –40	5,91	18,4
9	Образец №9	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	953,6	19,5	5,5	< –40	9,6	9,1
10	Образец №10	однородная прозрачная жидкость светло-жёлтого цвета	888,6	25,5	6,7	< –40	0,7	–
11	Образец №11	однородная жидкость темно-коричневого цвета	1081,1	28,5	44,6	< –40	9,1	17,4
12	Образец №12	однородная прозрачная жидкость жёлтого цвета	949,8	18,2	5,8	< –40	5,97	15,9
13	Образец №13	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	956,6	17,4	5,36	< –40	6,1	17,9
14	Образец №14	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	956,1	23,8	12,03	< –40	6,3	34,2
15	Образец №15	однородная прозрачная бесцветная жидкость	940,3	28,9	6,31	< –40	5,1	1,1
16	Образец №16	однородная жидкость темно-коричневого цвета	880,4	19,9	1,95	< –40	8,9	5,9

17	Образец №17	однородная прозрачная бесцветная жидкость	1358,5	57,9	21,83	– 14	5,89	–
18	Образец №18	однородная прозрачная бесцветная жидкость	1374,0	55,3	17,47	– 33	5,83	–
19	Образец №19	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	949,7	22,7	4,23	< –40	6,6	3,7
20	Образец №20	однородная жидкость темно-коричневого цвета	885,5	25,9	54,57	< –40	8,1	31,5
21	Образец №21	однородная жидкость темно-коричневого цвета	953,6	29,6	19,11	< –40	7,5	3,6
22	Образец №22	однородная жидкость темно-коричневого цвета	865,4	26,8	11,18	< –40	7,44	–

полную совместимость с нефтепромысловыми водами месторождения без расслаивания и образования осадков. По результатам исследования не все исследуемые образцы ингибиторов коррозии водорастворимы. При смешении, некоторых образцов, с минерализованной водой месторождения Узень растворы мутнеют, некоторые образуют вязкую гелеобразную массу, вызывают расслоение жидкости, образование твёрдого осадка не наблюдается [9-11].

Таким образом, по результатам определения физико-химических характеристик и совместимости с минерализованными водами месторождения Узень дальнейшие лабораторные исследования проводились со следующими химическими реагентами: образец №3, образец №8, образец №9, образец №13, образец №15, образец №19, образец №21.

Лабораторные исследования по оценке скорости коррозии проводились на установке для оценки эффективности ингибиторов коррозии гравиметрическим методом ГРП-НПХ-05 в соответствии с ГОСТ 9.506-87, ГОСТ 9.905-82.

По результатам лабораторных исследований, при дозировке 30 г/т образец №15 и образец №21 показали защитный эффект выше 90 %, образец №9 и образец №13 проявляют эффективность при 40 г/т, образец №19–50 г/т. Остальные образцы ингибиторов коррозии (образец №3, №7 и №8) показавшие недостаточно высокие результаты, в дальнейших стендовых испытаниях не участвовали.

Согласно алгоритму подбора ингибиторов коррозии, реагенты, показавшие эффективность выше 90 % и снижающие скорость коррозии до 0,1 мм/год, были испытаны на стендовой установке.

**Стендовые испытания.** Стендовая установка представляет собой герметичную систему, которая включает в себя термошкаф, поддерживающий температуру до 300 °С, автоматизированный бесперебойный насос, позволяющий поддерживать во время всего эксперимента заданные давление и циркуляцию жидкости в присутствии агрессивных газов (углекислый газ, сероводород).

Сущность метода заключается в экспозиции металлических образцов в испытываемой среде в условиях движения жидкости относительно образцов и

оценке скорости коррозии по потере их массы отнесённой к единице поверхности за время его пребывания в агрессивной среде.

Для имитации пластовых условий месторождения при стендовых испытаниях в испытуемую среду были добавлены максимальное количество углекислого газа и сероводорода, по месторождению, на момент исследований.

Результаты стендовых испытаний представлены на рисунке 3.

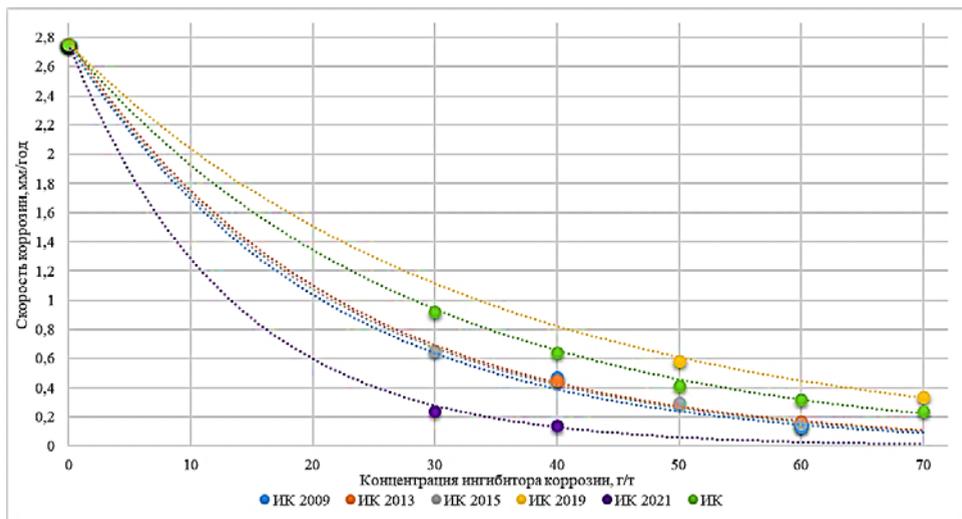


Рисунок 3 – Результаты стендовых испытаний эффективности ингибитора коррозии

Таким образом, по результатам стендовых исследований следующие ингибиторы коррозии: образец №9 (60 г/т), №13 (60 г/т), №15(60 г/т), №21 (40 г/т) были испытаны на совместимость с базовым деэмульгатором месторождения Узень.

**Совместимость ингибиторов коррозии с базовым деэмульгатором.** При обработке нефти месторождения смесью ингибиторов коррозии и деэмульгатора не должен нарушаться процесс подготовки нефти. Исследования совместимости ингибиторов коррозии с базовым деэмульгатором проводились методом «BOTTLE TEST» на водонефтяной эмульсии месторождения Узень, содержащей 40 % связанной воды. Сущность метода заключается в визуальном наблюдении за расслаиванием эмульсии и водоотделением в стеклянных сосудах (бутылях-отстойниках).

Из рисунка 4 видно, что при совместном введении в исходную водонефтяную эмульсию месторождения Узень базового деэмульгатора и подобранных ингибиторов коррозии не наблюдается отрицательное влияние на процесс подготовки и обезвоживания нефти. При этом выделяющаяся вода не имеет мутность, наблюдается чёткая граница раздела фаз, промежуточный слой отсутствует, отмечается небольшой налёт на стенках отстойника.

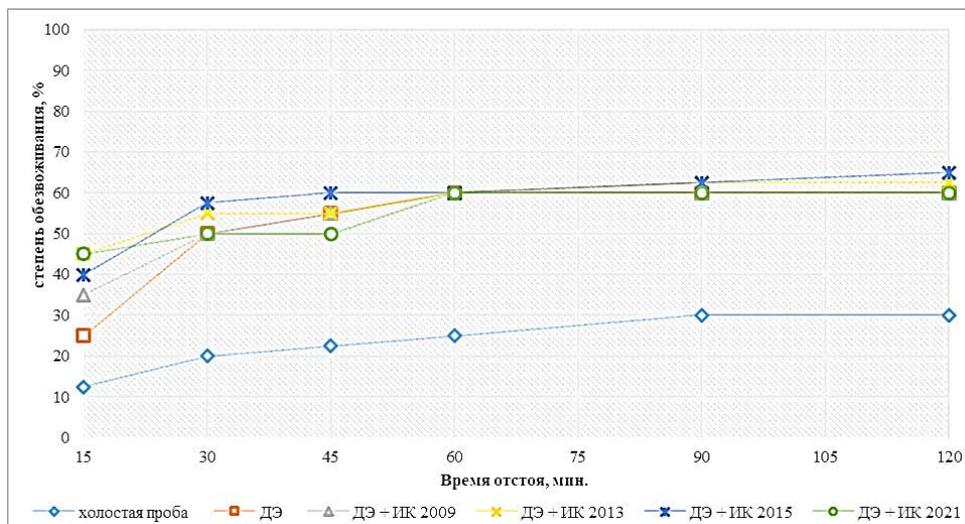


Рисунок 4 – Кинетика выделения воды в присутствии подобранных ИК и базового деэмульгатора

**Заключение.** Проведены исследования по оценке физико-химических характеристик химических реагентов, целью которых является контроль качества исследуемых реагентов на соответствия техническим условиям.

Оценка защитного эффекта ингибиторов коррозии проведена гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.506-87. Стендовые испытания были проведены в условиях, приближённых к условиям исследуемого месторождения с добавлением в среду агрессивных газов (сероводород и углекислый газ).

По результатам комплексных исследований следующие химические реагенты показали защитный эффект от коррозии выше 90 %: образец №9, №13, №15, №21.

*Работа была выполнена в центре научно-лабораторных исследований Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз».*

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. – М.: Металлургия, 1976. 472 с.
- [2] Апраксина Л.М., Сигаев В.Я. Коррозия металлов и методы оценки их химической стойкости. СПб., 2008.
- [3] Юшин Е.С. Оценка коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах. – Ухта, 2014. 298 с.
- [4] Гоник А.А. Предотвращение коррозионных отложений сульфида железа в погружных электронасосах нефтяных скважин // Защита металлов. – 2002. – Т. 38, № 2.
- [5] Вагапов Р.К. Об ингибиторной защите оборудования добывающих нефтяных скважин // Коррозия: материалы, защита. изд. – М., 2007. – № 2.

- [6] Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1998. – 437 с.
- [7] Елеманов Б.Д., Герштанский О.С. Осложнения при добыче нефти. – М.: Наука, 2007. 420 с.
- [8] Фахрутдинова А.Р., Мукаддисов Н.И., Елпидинский А.А., Гречухина А.А. Составы ингибиторов коррозии для различных сред // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – С. 272-276.
- [9] Алдыяров Т.К., Нефедов А.Н., Байбатыров Е.Н., Оралбаева К.Б., Кундыбаев М.Е., Долгих Р.В. Исследования процессов коррозии на нефтепроводах АО «КазТрансОйл». – Алматы, 2015. 508 с.
- [10] Шипигузов И.А., Колесова О.В., Вахрушев В.В., Казанцев А.Л., Пойлов В.З. Современные ингибиторы коррозии // Вестник ПНИПУ. – 2016. – № 1. – С. 114-129.
- [11] Лебедев П.В. Антикоррозионные и бактерицидные свойства новых ингибирующих композиций серии «ИНКОРГАЗ»: Дис. ... канд. хим. наук: 05.17.03. – Тамбов, 2013.

## REFERENCES

- [1] Zhuk N.P. Kurs teorii korrozii i zashchity metallov. M.: Metallurgiya, 1976. 472 p.
- [2] Apraksina L.M., Sigaev V.Ya. Korroziya metallov i metody otsenki ikh khimicheskoi stoikosti. SPb., 2008.
- [3] Yushin E.S. Otsenka korroziionno-ustalostnogo sostoyaniya nasosno-kompressornykh trub v mineralizovannykh sredakh. Ukhta, 2014. 298 p.
- [4] Gonik A.A. Predotvrashchenie korroziionnykh otlozhenii sul'fida zheleza v pogruzhnykh elektronasosakh neftyanykh skvazhin // Zashchita metallov. 2002. Vol. 38, No. 2.
- [5] Vagapov R.K. Ob ingibitornoj zashchite oborudovaniya dobyvayushchikh neftyanykh skvazhin // Korroziya: materialy, zashchita izd. M., 2007. No. 2.
- [6] Gafarov N.A., Goncharov A.A., Kushnarenko V.M. Korroziya i zashchita oborudovaniya serovodородsoderzhashchikh neftegazovykh mestorozhdenii. M.: Nedra, 1998. 437 p.
- [7] Elemanov B.D., Gershtanskii O.S. Oslozhneniya pri dobyche nefti. M.: Nauka, 2007. 420 p.
- [8] Fakhrutdinova A.R., Mukatdisov N.I., Elpidinskii A.A., Grechukhina A.A. Sostavy ingibitorov korrozii dlya razlichnykh sred // Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta. 2013. P. 272-276.
- [9] Aldyayarov T.K., Nefedov A.N., Baibatyrov E.N., Oralbaeva K.B., Kundybaev M.E., Dolgikh R.V. Issledovaniya protsessov korrozii na nefteprovodakh AO «KazTransOil». Almaty, 2015. 508 p.
- [10] Shipiguzov I.A., Kolesova O.V., Vakhrushev V.V., Kazantsev A.L., Poilov V.Z. Sovremennye ingibitory korrozii // Vestnik PNIPU. 2016. No. 1. P. 114-129.
- [11] Lebedev P.V. Antikorroziionnye i bakteritsidnye svoistva novykh ingibiruyushchikh kompozitsii serii «INKORGAZ»: Dis. ... kand. khim. nauk: 05.17.03. Tambov, 2013.

Резюме

Ұ. Ж. Тәженбаева, Е. О. Аяпбергенов, Г. Ж. Елікбаева

ӨЗЕН КЕН ОРНЫ ЖАҒДАЙЫНДА КОРРОЗИЯҒА ҚАРСЫ ҚОЛДАНЫЛАТЫН  
ХИМИЯЛЫҚ РЕАГЕНТТЕРДІ ЗЕРТТЕУ

Мұнай-газ өндіру саласындағы өндірістік жобаларды жүзеге асыру барысында кедергі туғызатын негізгі мәселелердің бірі – өндірістік қондырғылардың жеке бөлшектеріне әсер ететін әртүрлі коррозия процесстері. Арнайы ортаға сәйкес келетін коррозия ингибиторларын таңдау өте маңызды. Әрбір жеке объекті үшін қолайлы ингибиторды таңдау көптеген коррозияға әсер ететін факторлардың кесірінен қиын тапсырма болып табылады. Мұнай-газ өндірісінде коррозия процессін терең ұғыну маңызды. Біркелкі коррозия мен окшауланған коррозияға қарсы қолданылатын тиімді ингибиторларды таңдау – болашақта қондырғылардың ұзақ мерзім жұмыс істеуі мен олардың жөндеу жұмыстарына кететін қаржыны үнемдеуге мүмкіндік береді.

Мақалада Өзен кен орны жағдайындағы отандық және шетелде өндірілген әртүрлі коррозия ингибиторларын жан-жақты зерттеу нәтижелері ұсынылған. Соның ішінде коррозия ингибиторларының физикалық-химиялық сипаттамалры (тығыздық, тұтқырлық, қату температурасы, белсенді заттың массалық үлесі, кен орнында өндірілген сулармен сәйкестігі, амин саны), зертханалық және кен орнының жағдайларын қайталауға (қысым, температура, судың ағыс жылдамдығы, көмірқышқыл газы мен күкіртсутек секілді белсенді компоненттерді ортаға енгізу) мүмкіндік беретін стандарттік қондырғыда эффективтілігі зерттелген. Сонымен қатар коррозия ингибиторларының мұнайды өңдеу жұмыстарына әсері қарастырылған.

Зертханалық жұмыстар ЖШС «ҚазМұнайГаз Инжиниринг» филиалы «ҚазҒЗЖИмұнайгаз»-дың ғылыми-зертханалық зерттеу орталығында жүргізілді.

**Түйін сөздер:** коррозия, коррозия ингибиторы, эффективтілік, көмірқышқыл газы, күкіртсутек, коррозия жылдамдығы.

Summary

*U. Zh. Tazhenbayeva, Ye. O. Ayapbergenov, G. Zh. Yeligbayeva*

STUDY OF CHEMICAL REAGENTS AGAINST CORROSION PROCESSES  
IN THE CONDITIONS OF THE UZEN FIELD

One of the biggest challenges in oil and gas production projects is dealing with the various types of corrosion to which certain parts of field equipment are exposed. Selecting the right corrosion inhibitor for the specific environment is extremely important. Choosing inhibitors for a particular location can be a difficult task because there are many factors to be considered. Understanding the corrosion problems that can arise is important in the oil and gas industry, and knowledge of which inhibitors to use to deal with general and localized corrosion will save time and money in the long run.

This article presents the results of studies of various brands of domestic and foreign corrosion inhibitors for use in the Uzen field: physical and chemical characteristics (density, viscosity, freezing temperature, mass fraction of active substance, compatibility with field waters, amine number), efficiency of corrosion inhibitors in laboratory conditions and on a bench simulating field reservoir conditions, taking into account pressure, temperature, fluid flow rate, as well as aggressive components - hydrogen sulfide and carbon dioxide. In addition, studies of corrosion inhibitors' effect on the process of preparation of production are also given.

The works were carried out in the center of scientific and laboratory research of KMG Engineering branch "KazNIPImunaygas" LLP.

**Keywords:** corrosion, corrosion inhibitor, compatibility, efficiency, carbon dioxide, hydrogen sulphide, corrosion rate.

#### Information about authors:

<i>Tazhenbayeva Ulzhan Zhaksylykovna</i>	PhD student, Non-commercial joint-stock company "Satbayev University", the department "Chemical technologies of organic substances and polymers", Almaty, the Republic of Kazakhstan; Ulzhan_0802@mail.ru; <a href="https://orcid.org/0000-0003-2846-6972">https://orcid.org/0000-0003-2846-6972</a>
<i>Ayapbergenov Yerbolat Ozarbayevich</i>	Head of laboratory of oilfield chemistry, KMG Engineering branch "KazNIPImunaygas" LLP, Aktau, the Republic of Kazakhstan; ayapbergenov_e@kaznipi.kz; <a href="https://orcid.org/0000-0003-3133-222X">https://orcid.org/0000-0003-3133-222X</a>
<i>Yeligbayeva Gulzhakhan Zhakparovna</i>	D. in Chemistry, Academician of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Almaty, the Republic of Kazakhstan; gulzhakh@yandex.ru; <a href="https://orcid.org/0000-0002-7098-5437">https://orcid.org/0000-0002-7098-5437</a>