

УДК 622.276.7

ПРИМЕНЕНИЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА ПРОБЛЕМНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Д.Х. Хасанов, М.А. Сихаев

На месторождении Узень основными причинами коррозии подземного оборудования являются высокая обводненность нефти и наличие в добываемой продукции кислых газов (H_2S и CO_2). Коррозия насосно-компрессорных труб приводит к преждевременной остановке скважин, аварийности и в результате уменьшению добычи нефти. В статье рассмотрена природа коррозионной среды, а также масштабы, причины и условия происхождения сероводородной и углекислотной коррозии. Приведены результаты лабораторных исследований образцов марки стали 25ХМФА после эксплуатации. В настоящее время обносится новый подход к решению проблемы коррозии путем проведения опытно-промышленного испытания насосно-компрессорных труб марки стали 25ХМФА, стойкой к коррозии.

Ключевые слова: коррозия подземного оборудования, межремонтный период скважины, агрессивная коррозионная среда, закачка сточной и морской воды, сульфатвосстанавливающие бактерии.

На месторождении Узень основными причинами отказов скважин является негерметичность насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), которая составляет более 20% от общего числа подземных ремонтов. К главной проблеме можно отнести влияние агрессивной коррозионной среды.

Коррозия подземного оборудования носит локальный (язвенный) характер разрушения. Наличие твердых (абразивных) частиц в добываемой обводненной нефти вызывает коррозию НКТ, приводящую к существенному утоньшению металла и сквозным разрушениям подвески.

По степени агрессивности действия на коррозионный процесс и разнообразию форм проявления сероводород – наиболее сильный из всех известных стимуляторов коррозии.

Месторождение Узень находится в разработке с 1965 г., и вскрытый глубоким бурением разрез представлен осадочными отложениями триасового, юрско-го, мелового и четвертичного возрастов. Юрские отложения, с которыми связана промышленная нефтегазоносность месторождения Узень, залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В процессе разведки месторождения Узень в юрской продуктивной толще было выделено 13 продуктивных горизонтов (с 13 по 25). Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении Узень служат песчаники и алевролиты [1].

Разработка месторождения Узень на протяжении всего периода осуществлялась с поддержанием пластового дав-

ления путем закачки в пласт различного характера вод: артезианских, морских, пресных и сточных. В начале разработка месторождения кратковременно осуществлялась с закачкой альбсеноманской воды, затем длительный период в пласты месторождения закачивалась в основном морская вода, частично – волжская. По мере естественного роста обводнения продукции скважин в пласты месторождения все в больших объемах закачивалась сточная вода, попутно добываемая вместе с нефтью [1].

Закачка сточной и морской воды, не прошедшей биохимической обработки, привела к появлению сульфатвосстанавливающих бактерий (далее – СВБ), железобактерий (далее – ЖБ), тионовых бактерий (далее – ТБ) и углеводородокисляющих бактерий (далее – УОБ). Существенным фактором, способствующим стимуляции сульфаторедукции на месторождении Узень, является закачка холодной морской воды, что привело к снижению температуры в призабойной зоне нагнетательных скважин с 80–100°C до 32–36°C и к формированию активного биоценоза СВБ [2].

СВБ представляют наибольшую коррозионную опасность среди бактерий. Характерной особенностью коррозии, происходящей в присутствии СВБ, является наличие на металлической поверхности отложений в виде темной корки и рыхлых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидроксидов железа. Следовательно, процесс сероводородной коррозии стали в водных растворах стимулируют не

только H_2S и HS^- (ион гидросульфид), но и продукты коррозии – сульфиды железа Fe_xS_y . Сульфид железа является эффективным катодом, т.е. обладает более положительным потенциалом, чем сталь. Это обычно приводит к образованию глубоких точечных поражений в виде питтингов, скорость образования которых растет во времени, и сквозная перфорация металла может возникнуть уже через несколько месяцев, о чем свидетельствуют низкие показатели межремонтного периода (далее – МРП) на месторождении Узень.

Все вышеперечисленные виды бактерий участвуют в жизнедеятельности СВБ или же самостоятельно выделяют агрессивные агенты, усиливающие сероводородную и общую коррозию. К наиболее значимым факторам для жизнедеятельности бактерий относятся условия обитания микроорганизмов: состав и степень минерализации вод, температура, pH среды. Минерализация среды оказывает существенное влияние на жизнедеятельность СВБ. СВБ встречаются только в тех водах, где значение катионного коэффициента, рассчитываемого по формуле $K = ([Ca^{2+}] + [Mg^{2+}]) / ([K^+] + [Na^+])$, не превышают значений 0,36–0,40 [3].

Катионный коэффициент $K < 0,4$, pH = 5–7, обводненность > 50%, закачка холодной сточной и морской воды и снижение температуры пласта до 30–40°C создают идеальные условия на месторождении Узень для развития группы бактерий.

Действие СВБ носит точечный характер, образуя дефекты НКТ в виде язвенной коррозии (до 5 мм/г.), особенно при малой скорости потока <2 м/с [4]. При более высокой скорости потока 2–8 м/с и наличии углекислоты (CO_2 до 240 мг/л), откладывается карбонатная пленка и удаляется потоком, образовывая новое локальное отложение, которое называется мейза-коррозия (до 45 мм/г.) [4].

Пластовые условия месторождения Узень включают повышенную концентрацию CO_2 , соответственно, одним из ведущих механизмов коррозии является углекислотная коррозия (продукт коррозии $FeCO_3$) [5].

На месторождении Узень в 2019 г. для борьбы с сероводородной и углекислотной коррозией начались опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) по применению НКТ марки стали 25ХМФА на 3 добывающих скважинах. ОПИ проводились с целью уменьшения количества отказов скважин и, соответственно, увеличения МРП.

Для осуществления ОПИ НКТ марки стали 25ХМФА в условиях месторождения Узень было принято решение выделить 3 зоны для спуска, где закачка в пласт осуществляется морской и сточной водой, а также с наибольшим и наименьшим содержанием сероводорода и углекислого газа в добываемой продукции. Немаловажным критерием для ОПИ были частые отказы скважин по причине коррозии и негерметичности НКТ подземного оборудования (табл. 1).

Таблица 1. Параметры скважин для ОПИ

№скв.	Фактические параметры до ОПИ					Дата начала ОПИ
	МРП, сут	Кол-во ПРС до ОПИ, ед.	Содержание CO_2 , %	Содержание H_2S , г/м ³	Содержание H_2S , ppm	
25**	43	8	2,569	1,61	1135,3	30.06.2019
83**	57	6	0,362	0,82	576,1	01.07.2019
23**	68	5	0,472	0,01	7,2	06.07.2019

После завершения ОПИ на скважине 25** были отобраны образцы НКТ для лабораторного исследования. Образцам была присвоена внутренняя маркировка Е9. По химическому составу фрагменты НКТ с маркировкой Е9 соответствуют требованиям ТУ 1308-006-96380705-2009 [6] для стали марки 25ХМФА. Трубы, согласно ТУ, были подвергнуты термической обработке, включающей закалку и отпуск. Механические свойства фрагмента труб с маркировкой Е9 соответствуют требованиям ГОСТ 633-80 к группе прочности «К». Металл НКТ характеризуется высокими

значениями временного сопротивления, σ_B и предела текучести, σ_T . Сравнительный анализ твердости труб с маркировкой Е9 и с ТУ 1308-006-96380705-2009 свидетельствует о том, что твердость находится в рамках требований ТУ.

После визуального осмотра образца и очистки от нефтепродуктов каждый из фрагментов НКТ был разрезан на 2 продольных фрагмента практически равного размера. Муфта не имела каких-либо существенных поражений. В рамках данной работы она не подвергалась исследованию и в дальнейшем не рассматривалась.

В результате визуального осмотра внутренней поверхности фрагмента nipple'ного конца НКТ установлено следующее (рис. 1 и 2):

- сквозные повреждения резьбы nipple'я обусловлены образованием «канавы». Глубина канавы превышает 2 мм, поэтому с учетом уменьшения толщины стенки трубы в области впадин резьбы nipple'я она привела к образованию сквозных отверстий;

- «канавка» имеет неровные пологие берега. Она расширяется ближе к nipple'ному концу трубы, здесь её ширина составляет порядка 50 мм. Ширина остальной части канавы составляет около 40 мм. «Канавка» внутри заполнена продуктами коррозии «рыжего» цвета толщиной менее 1 мм.

- остальная поверхность данного конца трубы имеет темно-коричневый цвет без коррозионных поражений с отдельными мелкими вкраплениями отложений «рыжего» цвета.



Рисунок 1. Вид внутренней поверхности НКТ на nipple'ном и муфтовом конце



Рисунок 2. Вид сечения внутренней поверхности НКТ (вблизи nipple'ного конца)

Результаты исследований фазового и химического состава продуктов коррозии

Исследование химического состава продуктов коррозии проводилось с помощью электронной микроскопии и энергодисперсионного анализатора.

При исследованиях поверхности слоя продуктов коррозии и отложений анализировались неповрежденные участки вну-

тренней стенки НКТ. Установлено, что слой продуктов коррозии и отложений представлен соединениями серы, кальция, кислорода, железа, хлора и натрия (рис. 3, табл. 2).

Фазовый состав отложений и продуктов коррозии проводился из того же участка, что и химический. Результаты рентгеноструктурного и рентгеноспектрального анализа схожи между собой. Продукты коррозии представлены карбонатом кальция, оксидами и сульфидами железа, а также хлоридом натрия.

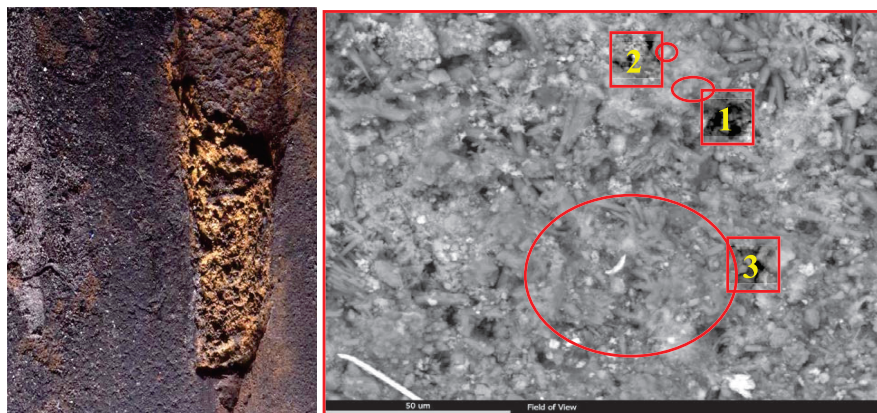


Рисунок 3. Вид на внутренней поверхности НКТ в сечении

Таблица 2. Химический состав продуктов коррозии

	Массовая концентрация элементов, %									
	C	O	Si	Ca	Fe	Sr	Na	S	Mg	Cl
Область 1	11,72	28,77	0,65	18,80	25,59	-	2,00	9,25	2,87	0,35
Область 2	9,35	29,15	-	11,18	39,72	0,86	2,08	4,26	1,61	1,80
Область 3	12,40	30,69	0,72	23,24	22,49	1,13	1,37	5,70	1,83	0,43

Дальнейшие исследования проводились в плоскости металлографических шлифов. На сечении неповрежденного участка внутренней поверхности трубы видно, что здесь сохранилась прокатная окалина, и в ней видны трещины, она начала разрушаться.

Участок сечения окалины в характеристическом рентгеновском излучении представлен на рис. 4. Видно, что на поверхности окалины присутствуют сульфиды железа в виде осадка. На границу раздела «металл – окалина» через трещины и несплошности в окалине проникли хлориды. В нижнем, прилегающем к металлу трубы, слое окалины видна повышенная концентрация хрома.

Внутри вырезки поперечного металлографического шлифа слой продуктов коррозии сохранился частично. Установлено, что

продукты коррозии представлены преимущественно сульфидами железа и карбонатами железа. Учитывая повышенное содержание хрома входящих в состав металла, на границе раздела «металл – продукты коррозии» под слоем сульфидов присутствует тонкая прослойка кислородсодержащих продуктов коррозии и хлоридов. Об этом также может косвенно свидетельствовать присутствие карбонатов кальция, выявленных рентгеноструктурным анализом фазового состава коррозионных отложений.

Результаты микробиологических исследований продуктов коррозии

Микробиологические исследования на наличие прикрепленных форм коррозионно-опасных бактерий нефтяного биоценоза образцов после эксплуатации проводились в соответствии с требованиями NACE

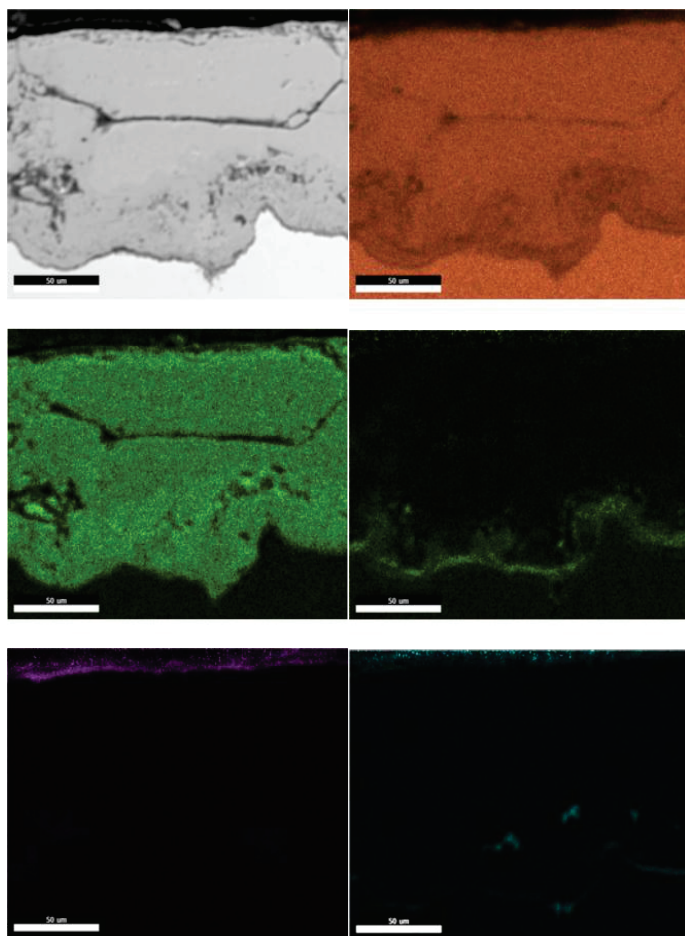


Рисунок 4. Сечение окалины в характеристическом рентгеновском излучении с неповрежденного участка

TM0194 [7], NACE TM0212 [8]. Соскобы были отобраны с внутренней поверхности образца маркировки E9. На внутренней поверхности образца E9 были обнаружены сухие коррозионные отложения чёрного и ржаво-коричневого цвета.

Соскобы коррозионных отложений были помещены в элективные питательные среды для качественного и количественного учёта коррозионно-опасных микроорганизмов нефтяного биоценоза, относящимся к группам СВБ, ТБ, УОБ и ЖБ.

В течение 28-дневного культивирования проб периодически проводился отбор культуральной жидкости для идентификации микроорганизмов с помощью светового микроскопа OLYMPUS CX41.

В отложениях на поверхности труб бактерии сохраняются длительное время и после демонтажа труб, многие бактерии в сухих коррозионных отложениях сохраняются годами, деятельность их приостанав-

ливается, но они не гибнут. При помещении отложений в питательные среды бактерии начинают развиваться именно с той активностью, которую имели в условиях эксплуатации труб.

Индекс биохимической активности всех обнаруженных групп бактерий максимальный и составляет 100% (проявление признаков жизнедеятельности бактерий в течение первых суток).

В промышленной среде бактерии встречаются в 2 формах: планктонной (свободно плавающей) и адгезированной (прикреплённой). Только бактерии прикреплённых форм образуют биоценоз. Биоценоз – это группа взаимосвязанных популяций организмов. В биоценозе продукты жизнедеятельности одних групп бактерий являются продуктами питания для других, поэтому бактерии в биоценозе не испытывают недостатка в питательных веществах.

Бактериальный биоценоз в процессе

Таблица 3. Результаты микробиологических исследований

Объект исследования, маркировка	Физиологическая группа микроорганизмов	СВБ	ТБ	УОБ	ЖБ
НКТ из скважины № 25**, Е9	Кол-во клеток в 1 г	10 ³	10 ²	10 ⁴	10 ²
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Микроскопия	Desulfotomaculum sp.	Thiobacillus sp.	Bacillus sp.	Thiobacillus sp.

своей жизнедеятельности выделяет такие опасные коррозионные агенты, как сероводород (СВБ), углекислый газ, органические кислоты (УОБ) и неорганические кислоты (ТБ). Бактериальная коррозия представляет собой биоэлектрохимический процесс, который провоцируют или ускоряют продукты жизнедеятельности бактерий.

Действие таких биоценозов может привести к растворению поверхности металла при условии наличия СВБ, высоких индексов биохимической активности бактерий и их большой численности.

Таким образом, деятельность биоценозов, обнаруженных в коррозионных отложениях с образца Е9, могла инициировать или многократно ускорить образование локальных коррозионных повреждений.

По окончании ОПИ был проведен анализ эффективности применения НКТ марки стали 25ХМФА, где учитывалось время эксплуатации скважин.

Скважина 25**, где высоко содержание сероводорода и углекислого газа, не отработала 180 сут, и тем самым ОПИ признан не успешным.

Скважина 83**, где значение сероводорода и углекислого газа среднее, отработала 180 сут, но эффект был достигнут за счет закачки химического реагента, который снижал содержание сероводорода.

Скважина 23**, где содержание сероводорода и углекислого газа низкое, отработала 180 сут.

По результатам анализа следует, что по 2 скважинам получен положительный эффект, но нужно учитывать, что содержание сероводорода и углекислого газа не высокое. Скважина 25** с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа показала отрицательный эффект.

В настоящее время на месторождении Узень вопросы по защите подземного оборудования приобретают особую значимость в связи с необходимостью борьбы с сероводородной и углекислотной коррозией. На основании результатов ОПИ внедрение НКТ марки стали 25ХМФА в зонах с повышенным значением кислых газов и в сильно искривленных скважинах не является целесообразным.

Список использованной литературы

1. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку месторождения Узень. – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, Актау, 2015.
2. Отчет «Подбор коррозионностойкого подземного оборудования в условиях месторождения АО «ОМГ» – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, Актау, 2015.
3. Информационный отчет «PSL зонированию месторождений АО «Озенмунайгаз» и адресного применения футерованных насосно-компрессорных труб» – ТОО «КМГ Инжиниринг», Нур-Султан, 2019.
4. Papavinasam S. Corrosion control in the oil and gas industry. – Elsevier, chapter 6, 2014.
5. Информационный отчет «Исследование причин преждевременного разрушения НКТ при эксплуатации в добывающих скважинах Узеньского месторождения АО «Озенмунайгаз». – ИТ-Сервис, Самара, 2019.
6. Трубы бесшовные насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородо- и хладостойкие. – ТУ 1308-006-96380705-2009.
7. Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems. – NACE-TM0194-2014, 32 p.
8. Detection, testing and evaluation of microbiologically influenced corrosion on internal surfaces of pipelines. – NACE-TM0212-2018, 52 p.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ ПРОБЛЕМАЛЫ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДА ТОТТАНУҒА ТӘЗІМДІ СОҒҒЫ-КОМПРЕССОРЛЫҚ ҚҰБЫРЛАРДЫ ҚОЛДАНУ

Д.Х. Хасанов, М.А. Сихаев

Өзен кенорнындағы жер асты қондырғылары коррозиясының негізгі себептері – мұнайдың жоғары мөлшерде сулануы және өндірілетін өнімдерде қышқыл газдардың (H_2S және CO_2) болуы. Сораптық-компрессорлық құбырдың (СКҚ) коррозиясы ұңғымалардың мерзімінен бұрын тоқтауына, апат деңгейінің жоғарылауына және нәтижесінде мұнай өндірісінің төмендеуіне әкеледі. Мақалада коррозиялық ортаның табиғаты, сонымен қатар күкірт сутегі мен көмірқышқыл газының коррозиясының мөлшері, себептері мен пайда болу шарттары қарастырылады. Пайдаланудан кейінгі болаттың 25ХМФА маркасының үлгілеріне зертханалық зерттеу нәтижелері келтірілген. Қазіргі уақытта коррозия мәселесін шешудің жаңа тәсілі – коррозияға төзімді 25ХМФА маркалы болат СКҚ тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақ арқылы негізделуде.

Түйінді сөздер: жерасты жабдықтарының коррозиясы, ұңғыманың жөндеу аралық мерзімі, агрессивті коррозиялық орта, ағынды сулар мен теңіз суын айдау, сульфатты төмендететін бактериялар.

APPLICATION OF CORROSION-RESISTANT TUBES ON PROBLEMATIC PRODUCING WELLS OF THE UZEN FIELD

D. Khassanov, M. Sikhayev

In the Uzen field, the main causes of corrosion of underground equipment are the high water cut and the presence of acidic gases (H_2S and CO_2) in the produced fluid. Corrosion of tubing leads to premature shutdown of wells, accidents and, as a result, reduction of oil production. The paper discusses the nature of the corrosive environment, as well as the extent, causes and conditions of the origin of hydrogen sulfide and carbon dioxide corrosion. Results of laboratory studies of samples of steel grade 25 ChMFA after operation are given. A new approach to the problem of corrosion is being justified by conducting a pilot-industrial test of 25 ChMFA corrosion-resistant steel tubing.

Key words: Corrosion of underground equipment, inter-repair period of the well, aggressive corrosion environment, injection of waste and seawater, sulphate reducing bacteria.

Информация об авторах

Хасанов Дәурен Хасанұлы – инженер департаменты техника және технологияны добычи нефти, khassanov_d@kaznipi.kz.

Сихаев Максат Аразбекович – ведущий инженер департаменты техника және технологияны добычи нефти, sikhayev_m@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, г. Актау, Казахстан