

УДК 620.22

<https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-1-48-62>

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СТАЛИ НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Ю. И. ПОПКОВА

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

А. Я. ГРИГОРЬЕВ

Государственное научное учреждение «Институт механики металлополимерных систем имени В. А. Белого Национальной академии наук Беларуси», г. Гомель

Представлены результаты стендовых коррозионных испытаний сталей насосно-компрессорных труб в реальных скважинных средах нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Оценивалась коррозионная стойкость среднеуглеродистых сталей марок 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT, 37Г2Ф Е ГОСТ 633 и низколегированных сталей марок 30Х L80 (I) API Spec 5CT, 32ХГ Р110 API Spec 5CT, 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, 30ХГМА-1 С90 API Spec 5CT. Обнаружено, что среднеуглеродистая трубная сталь в горячекатаном состоянии с крупнозернистой структурой подвержена более интенсивным локальным повреждениям в сравнении с аналогичной сталью после закалки с высоким отпускком, имеющей мелкозернистую структуру. Анализ данных состава и микроструктуры исследованных материалов свидетельствует, что в заданных условиях основными факторами, снижающими коррозионную стойкость исследованных материалов, являются содержание марганца более 1 мас. %, разнородность или наличие структуры видманитетта. Установлено, что трубная сталь с содержанием хрома 0,5 мас. %, микролегированная кальцием и бором, имеющая мелкозернистую структуру с 12-м баллом зерна по ГОСТ 5639, может проявлять повышенную коррозионную стойкость наравне с трубной сталью с содержанием хрома 1 мас. %, имеющей мелкозернистую структуру с 10-м баллом зерна по ГОСТ 5639. Полученные результаты могут быть использованы при выборе материалов насосно-компрессорных труб, эксплуатируемых в условиях нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Ключевые слова: коррозия, скважина, нефтяное месторождение, трубная сталь, низколегированная сталь, элементный состав, микроструктура.

Для цитирования. Попкова, Ю. И. Влияние состава стали на коррозионную стойкость насосно-компрессорных труб в условиях углекислотной коррозии / Ю. И. Попкова, А. Я. Григорьев // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2024. – № 1 (96). – С. 48–62. <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-1-48-62>

INFLUENCE OF STEEL CHARACTERISTICS ON THE CORROSION RESISTANCE OF TUBING UNDER CARBON DIOXIDE CORROSION CONDITIONS

Yu. I. POPKOVA

*Belarusian Oil Research and Design Institute BelNIPIneft
Republican unitary enterprise “Production Association
“Belorusneft”, Gomel*

A. Ya. GRIGORIEV

*The State Scientific Institution “V. A. Belyi Metal-Polymer
Research Institute of National Academy of Sciences
of Belarus”, Gomel*

Results of bench corrosion tests of tube steels in real well mediums of oil fields of Production Association “Belorusneft” are presented. Corrosion resistance of plain carbon steels 32Mr1A N80 (Q) API Spec 5CT, 37Mr2V E GOST 633, low-alloyed steels 30Cr L80(1) API Spec 5CT, 32CrMr P110 API Spec 5CT, 25CrMrB K72 GOST 31446, 30CrMrMoA-1 C90 API Spec 5CT has been evaluated. It was found that hot-rolled plain carbon steel with coarse-grained microstructure is subject to more intense local corrosion than similar steel with a fine-grained microstructure after quenching and high tempering. Analysis of the composition and microstructure data of the investigated materials indicates that, under given conditions, the main factors reducing the corrosion resistance of the investigated materials are the manganese content of more than 1 % wt., the heterogeneity and the presence of metallographic structure of Widmannstetter. It is established that tube steel with chromium content of 0.5 % wt., micro-alloyed with calcium and boron, having fine-grained structure with 12 grain grades according to GOST 5639, can show increased corrosion resistance on a par with tube steel with chromium content of 1 % wt., having fine-grained structure with 10 grain grade according to GOST 5639. The obtained results can be used when selecting materials for operating under the conditions of oil fields in the Republic of Belarus.

Keywords: corrosion, well, oil field, tube steel, low-alloy steel, chemical composition, microstructure.

For citation. Popkova Yu. I., Grigoriev A. Ya. Influence of steel characteristics on the corrosion resistance of tubing under carbon dioxide corrosion conditions. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2024, no. 1 (96), С. 48–62 (in Russian). <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-1-48-62>

Введение

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) являются важным элементом системы добычи нефти и газа, обеспечивая транспортировку газожидкостной смеси из скважины на поверхность. Однако НКТ подвергаются интенсивному коррозионному износу в условиях агрессивных скважинных сред. Коррозия ведет к снижению прочности и долговечности НКТ, а также к увеличению риска аварий и экологических последствий. Поэтому важно исследовать влияние различных факторов на коррозионную стойкость НКТ, в том числе состава стали, из которой они изготовлены.

Состав стали является одним из ключевых параметров, определяющих ее коррозионную стойкость, так как он влияет на фазовый состав, микроструктуру, механические свойства и электрохимическое поведение материала. В настоящее время при добыче нефти из глубоких скважин используют НКТ из сталей различных марок и групп прочности: среднеуглеродистых низко- и среднелегированных, а также нержавеющей. В Беларуси наиболее распространены НКТ группы прочности N80 (Q), изготовленные в соответствии с требованиями Американского нефтяного института (The American Petroleum Institute) (API Specification 5CT) [1]. Требуемые механические характеристики НКТ достигаются термообработкой стали – закалкой с последующим отпуском.

Опыт эксплуатации РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», а также данные зарубежных компаний показали, что для НКТ группы прочности N80 (Q) API Specification 5CT или E ГОСТ 633 подходят среднеуглеродистые марганцовистые трубные стали 30Г2, 32Г2 или 35Г2 по ГОСТ 4543 (наименование согласно ТУ производителя «32Г1А»), а также стали 35Г2С, 32Г2С [2–5]. Реже используется сталь 20ГЮ [6].

В соответствии со стандартом API Specification 5CT к среднеуглеродистым НКТ предъявляются требования только по содержанию серы и фосфора – не более 0,030 % (мас. % здесь и далее по тексту) каждого, другие элементы не нормируются.

Эти трубные стали обычно закаляются с высоким отпускком и имеют структуру отпущенного мартенсита. Единственное требование к микроструктуре – получение мелкозерна (балл не указан). По ГОСТ 5639 мелкозернистой структуре соответствует сталь с баллом 7 и выше. Количество неметаллических включений не нормируется.

Среднеуглеродистые стали не рекомендуются для эксплуатации в коррозионно-агрессивных средах нефтедобывающих скважин, однако они широко применяются при наличии нефтяной фазы и использовании ингибиторной защиты от коррозии. Поскольку применение труб из нержавеющей сталей не всегда экономически целесообразно, в настоящее время разработаны и выпускаются НКТ из сталей с содержанием хрома 1, 3 или 5 %, которые позиционируются как стали с повышенной коррозионной стойкостью.

Низко- и среднелегированные НКТ изготавливают по стандарту API Specification 5CT или ГОСТ 31446 групп прочности L80 (1), P110, C90 (реже группы прочности K72); по ГОСТ 633 группы прочности E. К трубным сталям групп прочности P110, K72, как и к сталям по N80 (Q), предъявляются требования только по содержанию серы и фосфора – не более 0,030 % каждого, другие элементы не нормируются. Для НКТ групп прочности L80 (1) и C90 дополнительно устанавливаются требования по максимальному содержанию углерода – 0,43 и 0,50 %, соответственно, марганца – 1,9 %, никеля – 0,25 и 0,99 %, соответственно, фосфора – 0,03 %, серы – 0,03 и 0,01 %, соответственно. Для L80 (1) устанавливаются дополнительные требования по максимальному содержанию меди – 0,35 % и кремния – 0,45 %.

Изучение опыта зарубежных компаний [7–10] показывает, что коррозионная стойкость низко- и среднелегированных трубных сталей НКТ зависит от условий эксплуатации. В некоторых случаях они проявляют себя лучше среднеуглеродистых, а в некоторых – нет. Поэтому нефтегазодобывающие компании часто подбирают марки трубных сталей НКТ экспериментально. Выбор марки трубной стали с учетом конкретных условий нефтяных месторождений может существенно снизить эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Цель работы заключается в установлении закономерностей влияния состава и структуры трубных сталей на эксплуатационную надежность и коррозионную стойкость в условиях нефтяных скважин и в разработке рекомендаций по выбору сталей НКТ для месторождений Беларуси.

Методика проведения испытаний

Из патрубков НКТ, предоставленных заводами-производителями, изготавливались образцы-свидетели коррозии (ОСК). Испытания проводились на установке для моделирования скважинных условий «АА-КОНКОР», представляющей собой замкнутый циркуляционный контур с двумя участками (вертикальным и горизонтальным) для установки ОСК (рис. 1).

Испытания проводились по методике, разработанной для условий нефтяных месторождений Беларуси, в реальных скважинных средах, взятых из Осташковичского, Южно-Осташковичского и Южно-Сосновского нефтяных месторождений, представляющие собой крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа, содержащие растворенный углекислый газ. Химический состав попутных вод этих месторождений приведен в табл. 1.

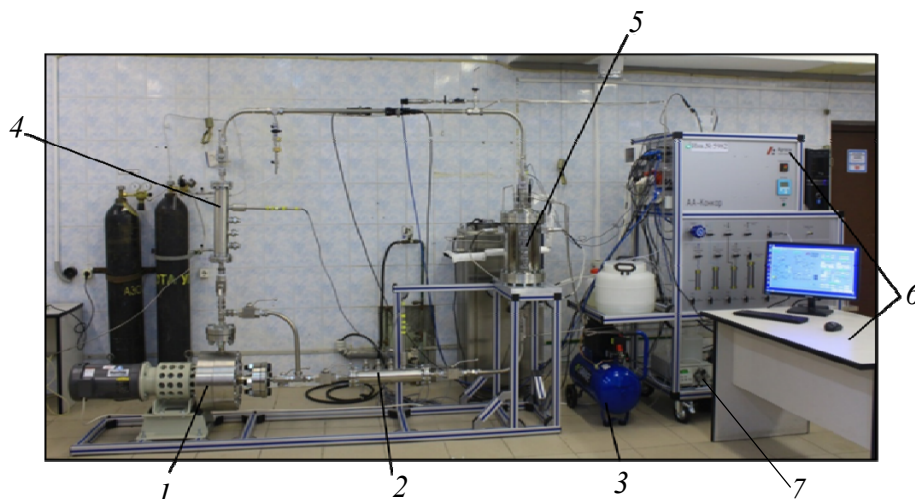


Рис. 1. Установка моделирования скважинных условий эксплуатации образцов сталей насосно-компрессорных труб «АА-КОНКОР»:
 1 – циркуляционный насос с электродвигателем; 2 – горизонтальный испытательный участок; 3 – компрессор; 4 – вертикальный испытательный участок; 5 – накопительный резервуар-смеситель с нагревательным элементом; 6 – система управления; 7 – плунжерный насос создания давления

Таблица 1

Химический состав воды скважин нефтяных месторождений Беларуси, осложненных углекислотной коррозией

Плотность, кг/м ³	Минерализация, г/л	рН	Общая жесткость	Содержание, мг/л								
				Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe ²⁺	CO ₂	H ₂ S
Осташковичское нефтяное месторождение												
1155	225	5,9	1600	140307	89	325	26947	2974	54370	6	27	0
Южно-Осташковичское нефтяное месторождение												
1152	219	6,2	1015	135357	96	415	16904	2452	63661	4	25	0
Южно-Сосновское нефтяное месторождение												
1200	284	5,7	1883	176667	98	249	32078	3432	71415	16	38	0

По классификации В. А. Сулина [11], вода использованных скважинных сред относится к хлоридно-кальциевому типу, по минерализации классифицируется как рассол крепкий и по значению водородного показателя является слабокислой [12]. Объемное содержание CO₂ в попутном нефтяном газе этих месторождений равно 0,80, 0,40 и 0,28 %, соответственно, при нулевой концентрации H₂S.

Давление рабочей среды при испытаниях составляло 15 МПа, температура – +70 °С, скорость потока – 0,3 и 0,6 м/с, что соответствует условиям эксплуатации добывающих скважин месторождений Беларуси, осложненных коррозией. По окончании испытаний скорость коррозии ОСК определялась гравиметрическим методом по потере массы в соответствии с требованиями NACE TM0169 [13].

Исследования элементного состава, микроструктуры и морфологии поверхности ОСК проводились в Государственном научном учреждении «Институт порошковой металлургии имени О. В. Романа». Определение элементного состава проводились на аттестованном рентгенофлуоресцентном спектрометре ED 2000 (Oxford Instruments

analytical, Великобритания) и на аттестованном атомно-эмиссионном спектрометре ЭМАС-200ССД (ЗАО «Спектроскопические системы», Беларусь). Погрешность методов составляла 3–5 относительных процентов. Анализ на углерод и серу проводили на экспресс-анализаторах АН 7529 и АС 7932, соответственно (ОАО «Гомельский завод измерительных приборов», Беларусь). Изучение морфологии поверхности образцов осуществляли с помощью стереоскопического микроскопа СМ0745 («Альтами», Россия). Исследование микроструктуры проводили на световом микроскопе МЕФ-3 (Reichert, США) при увеличении $\times 100$, $\times 500$. Загрязненность неметаллическими включениями определяли по ГОСТ 1778; размер зерна – по ГОСТ 5639; полосчатость – по ГОСТ 5640. Испытания образцов на растяжение проводили на универсальной машине Н150К-У (Tinius Olsen, Великобритания) в соответствии с ГОСТ 10006 и ГОСТ 1497 с погрешностью измерений 1 %.

Кроме исследования морфологии поверхностей определялась глубина проникновения коррозии на поперечных микрошлифах, что позволило выяснить, какие из испытуемых марок трубных сталей подвержены сплошной (общей) коррозии, а какие – локальной. Для оценки скорости локальной коррозии оценивалась глубина коррозионного разрушения за год (мм/год).

Объекты исследований: трубные стали, применяемые при изготовлении НКТ, – среднеуглеродистые марганцовистые стали марок 32Г1А группы прочности N80 (Q), изготовленные по стандарту API Specification 5CT; 37Г2Ф группы прочности E, изготовленная по ГОСТ 633; низколегированные стали марок 32ХГ группы прочности P110; 30Х группы прочности L80 (1); 30ХГМА-1 группы прочности C90, изготовленные по стандарту API Specification 5CT; 25ХГБ группы прочности K72, изготовленная по ГОСТ 31446; среднелегированные трубные стали марок 18Х3МФБ и 15Х5МФБ группы прочности E, изготовленные по ГОСТ 633; высоколегированная сталь 13Cr группы прочности L80 (1), изготовленная по стандарту API Specification 5CT. В качестве базы сравнения использована промышленно применяемая среднеуглеродистая марганцовистая сталь марки 32Г1А группы прочности N80 (Q). Оценка концентрации углерода и основных легирующих элементов исследованных сталей приведена в табл. 2.

Таблица 2

**Концентрация основных легирующих элементов
исследованных трубных сталей, мас. %**

Легирующие элементы	Марка стали								
	32Г1А	37Г2Ф	32ХГ	30Х	30ХГМА-1	25ХГБ	18Х3МФБ	15Х5МФБ	13Cr
C	0,31–0,35	0,36	0,31–0,34	0,31–0,36	0,31–0,32	0,23–0,28	0,17–0,18	0,15–0,16	0,20–0,22
Mn	1,10–1,12	1,50–1,60	0,64–0,72	0,63–0,75	1,03–1,15	0,85–1,00	0,55–0,64	0,57–0,62	0,59–0,67
Cr	0,05–0,07	0,39–0,42	1,10	0,96–1,15	0,96–1,02	0,85–1,00	2,50–3,00	4,90–5,20	13,40–13,95

Результаты и обсуждение

Влияние содержания хрома на коррозионную стойкость трубных сталей.

При оценке коррозионной стойкости трубных сталей НКТ наиболее важным показателем является скорость локальной коррозии. Как известно, равномерная коррозия является наименее опасным видом разрушения, поскольку не приводит к образованию концентраторов напряжений. Локальная коррозия может приводить к быстрому разрушению металла и, соответственно, к преждевременным подъемам погружного

оборудования скважин нефтяных месторождений для проведения ремонтных работ, в связи с чем основные исследования направлены на выявление локальных коррозионных повреждений, определение глубины проникновения локальной коррозии на поперечных микрошлифах и расчет глубинного показателя скорости коррозии. Результаты исследований на примере Осташковичского нефтяного месторождения представлены на рис. 2, *a–e*.

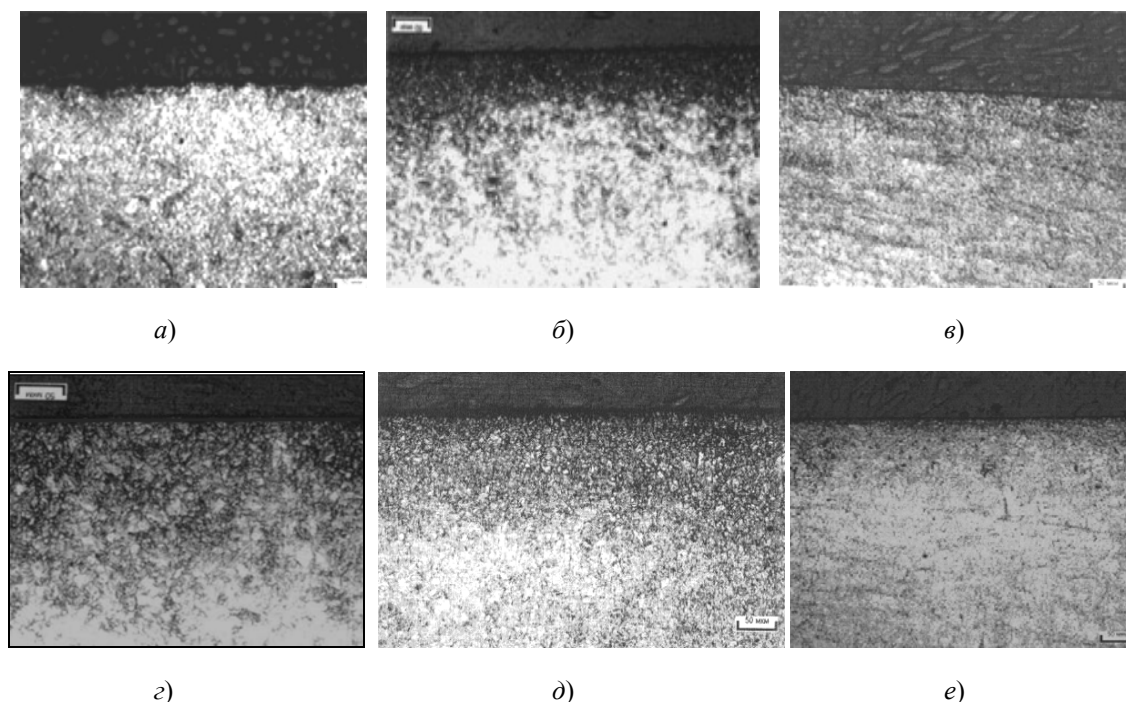


Рис. 2. Морфология поверхности образцов-свидетелей коррозии из трубных сталей после испытаний, моделирующих эксплуатационные условия Осташковичского месторождения (поле зрения снимков 550×400 мкм): *a* – 32Г1А; *б* – 32ХГ; *в* – 30Х; *г* – 18Х3МФБ; *д* – 15Х5МФБ; *е* – 13Cr

Как видно, в условиях Осташковичского нефтяного месторождения локальные коррозионные повреждения исследуемых трубных сталей, за исключением среднеуглеродистой стали 32Г1А, не выявлены. На основании проведенных экспериментов установлено, что для условий добывающих скважин Осташковичского и Южно-Осташковичского нефтяных месторождений для предупреждения локальных коррозионных повреждений необходимы трубные стали с содержанием хрома 1 % и более. По данным эксперимента промышленно применяемая среднеуглеродистая марганцовистая трубная сталь с содержанием хрома менее 0,1 % корродирует со скоростью до 2,4 мм/год, что соответствует фактическим данным на промысловых участках.

Для условий Южно-Сосновского нефтяного месторождения сталь с содержанием хрома менее 0,1 % также подвержена локальной коррозии со скоростью до 2,4 мм/год. Однако коррозионная стойкость трубных сталей в этом случае проявляется при содержании в них хрома 3 % и более.

Наблюдаемый неравномерный локальный характер повреждения среднеуглеродистой марганцовистой стали обусловлен образованием на поверхности рыхлого слоя продуктов коррозии, который легко удаляется потоком, открывая участки металла для дальнейших повреждений. Данный факт подтверждается результатами стендовых испытаний. После извлечения ОСК из испытательной ячейки по завершению испытаний поверхность неравномерна покрыта продуктами коррозии.

Для трубной стали с содержанием хрома 1 % и более характерно образование более плотного и равномерного слоя продуктов коррозии, которые играют роль защитного покрытия. Известно, что в продуктах коррозии хром находится в составе аморфного, непроводящего электрический ток, соединения $\text{Cr}(\text{OH})_3$. Соответственно, с повышением содержания хрома в сталях увеличивается и его концентрация в продуктах коррозии, которая снижает их электропроводность и повышает катионные свойства, что в результате положительно сказывается на коррозионной стойкости сталей [10, 14–16]. Данный факт согласуется с теорией коррозионных повреждений: хромосодержащие стали могут эффективно подавлять локальную коррозию. Однако, как можно видеть из результатов эксперимента, особенности скважинных сред и условий накладывают ограничения на минимальное содержание хрома.

Типичное состояние образцов из трубных сталей с различным содержанием хрома представлено на рис. 3.

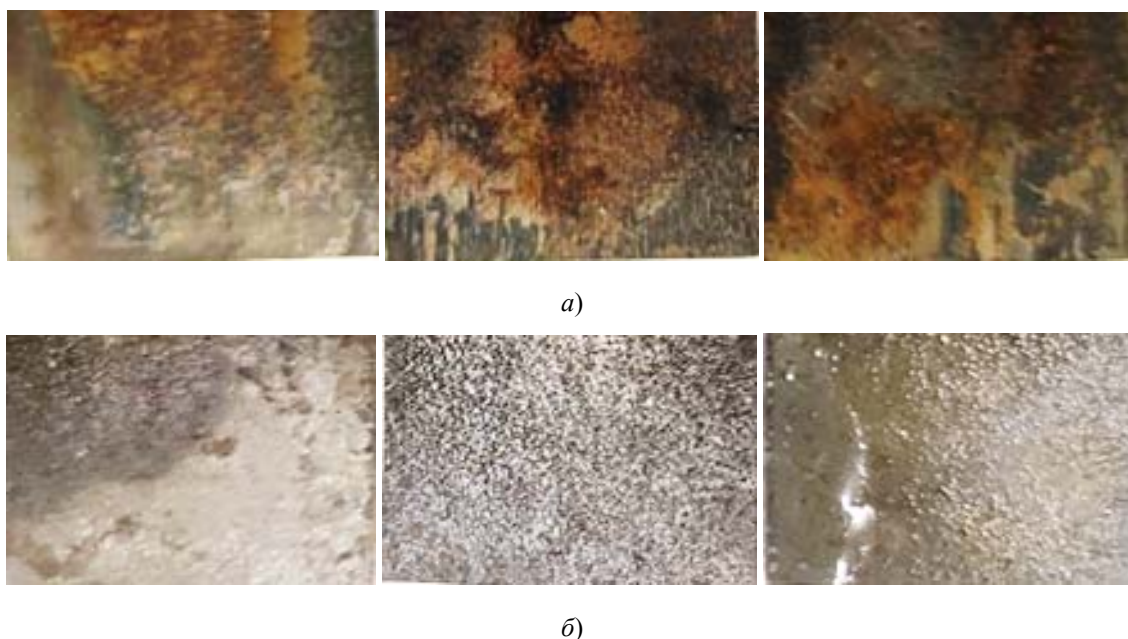


Рис. 3. Образцы трубных сталей после испытаний в скважинной среде Осташковичского нефтяного месторождения (поле зрения снимков 550×400 мкм):
a – 32Г1А; *б* – 30Х

Полученные экспериментальные данные позволяют сделать вывод, что в условиях Осташковичского и Южно-Осташковичского нефтяных месторождений для образования плотного защитного осадка является достаточным содержание хрома на уровне 1 %.

Отличительной особенностью Южно-Сосновского нефтяного месторождения является большая минерализация, в частности большее содержание хлорид-ионов. На основании проведенной работы определено предельное содержание хлорид-ионов, при которых содержания хрома 1 % является недостаточным для образования защитного осадка продуктов коррозии. Установлено, что для условий Южно-Сосновского нефтяного месторождения содержание хрома в трубной стали должно быть не менее 3 %, при котором будет наблюдаться снижение скорости общей коррозии при отсутствии локальных повреждений.

На основании полученных данных построена номограмма применения низколегированных трубных сталей для условий углекислотной коррозии, охватывающая условия эксплуатации скважин нефтяных месторождений Беларуси, продукция которых содержит углекислый газ и относится по существующей классификации к высокоагрессивным. Данная диаграмма представлена на рис. 4.

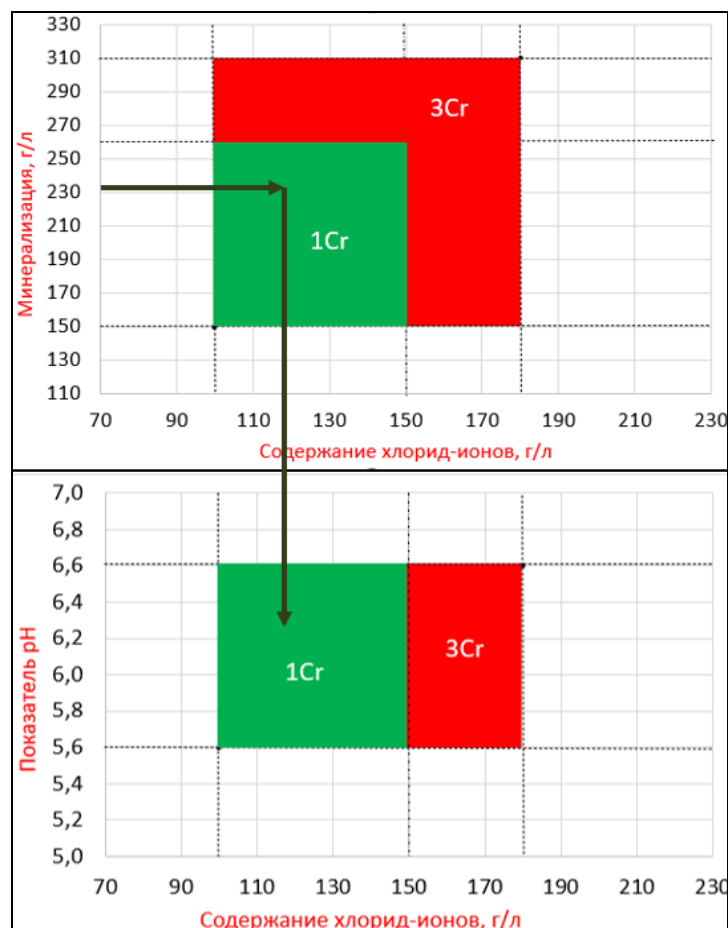


Рис. 4. Номограмма определения условия применимости низколегированных сталей с различным содержанием хрома

Влияние содержания марганца на коррозионную стойкость трубных сталей.

Содержание марганца в трубных сталях марок 30X L80 (1), 32ХГ Р110 не превышает примесного значения (0,80%), при котором он не оказывает существенного влияния на коррозионную стойкость [17]. В сталях марок 25ХГБ К72, 32Г1А N80 (Q), 30ХГМА-1 С90, 37Г2Ф Е содержание марганца составляет 0,85–1,00%, 1,10–1,12%, 1,03–1,15%, 1,50–1,60%, соответственно. Содержание марганца более 1% в среднеуглеродистых сталях снижает их коррозионную стойкость, так как марганец обладает большей активностью в сравнении с железом, что приводит к образованию оксидов и сульфидов марганца. Продукты коррозии, содержащие оксиды и сульфиды марганца, разрыхляются и отслаиваются от поверхности металла из-за разницы параметров кристаллических решеток, что приводит интенсификации процессов проникновения коррозионно-агрессивных компонентов к металлу [15]. Однозначные данные о степени влияния повышенного содержания марганца в трубных сталях НКТ, легированных хромом на уровне 1%, в условиях углекислотной коррозии отсутствуют.

Для определения закономерностей коррозионной деградации низколегированных трубных сталей при различном содержании марганца проведены эксперименты, моделирующие условия Осташковичского нефтяного месторождения, в которых трубные стали с содержанием хрома 1 % показали повышенную коррозионную стойкость. В качестве объектов испытаний были выбраны трубные стали 30Х, 32ХГ и 30ХГМА-1 с содержанием марганца 0,63–0,75 %, 0,64–0,72 %, 1,03–1,15 %, соответственно. Морфология поверхностей испытанных сталей представлена на рис. 5.

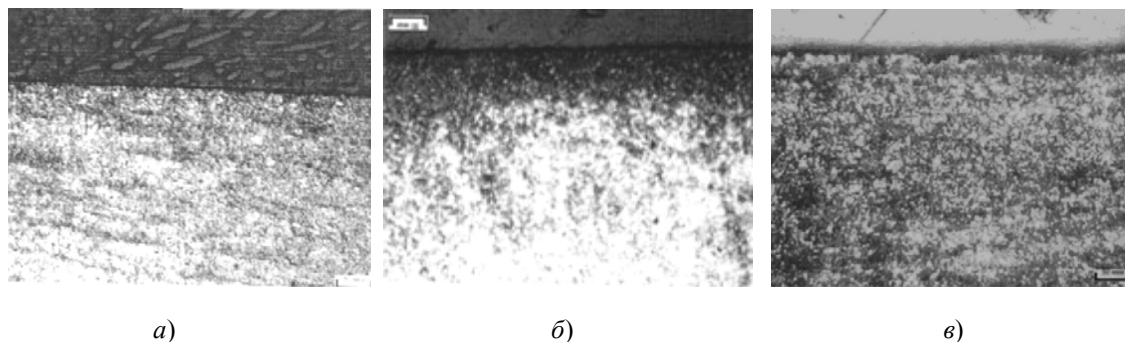


Рис. 5. Морфология поверхностей образцов-свидетелей коррозии из трубных сталей после испытаний, моделирующих эксплуатационные условия Осташковичского нефтяного месторождения (поле зрения снимков 550×400 мкм):
а – 30Х; б – 32ХГ; в – 30ХГМА-1

Полученные результаты свидетельствуют, что при содержании марганца в низколегированной стали 0,63–0,75 % локальная коррозия не происходит, имеет место сплошная коррозия. При повышении содержания марганца до уровня 1,03–1,15 % происходит значительная коррозионная деградация трубной стали. Показатель скорости локальной коррозии достигает значения 3,7 мм/год. Выявленная зависимость скорости локальной коррозии от содержания марганца в составе низколегированных сталей отражена на рис. 6.

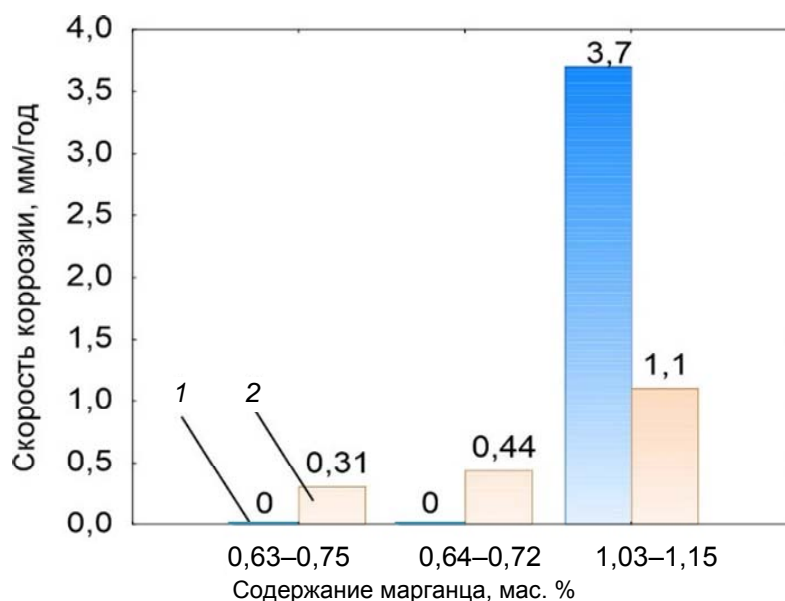


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии от содержания марганца в составе низколегированных сталей:
1 – скорость локальной коррозии; 2 – скорость общей коррозии, определенной весовым методом

Таким образом, несмотря на повышенное содержание хрома, марганец оказывает негативное влияние, не позволяя образовываться прочному защитному слою продуктов коррозии.

Для оценки влияния микролегирования трубных сталей кальцием и бором, а также их микроструктуры были проведены стендовые испытания с использованием сталей Voestalpine Tubulars (Австрия) группы прочности L80 (1) и N80 (Q) в сравнении с трубными сталями марок 30X L80 (1) и 32ХГ Р110 для условий Осташковичского нефтяного месторождения. Полученные результаты свидетельствуют, что для всех сталей локальные коррозионные повреждения не образуются, но для стали Voestalpine Tubulars показатель общей коррозии 0,11–0,16 мм/год за год в 2–3 раза ниже, чем для 30X и 32ХГ, составляющий 0,33–0,44 мм/год.

Подобная закономерность для трубных сталей производства Voestalpine Tubulars группы прочности N80 (Q) возможно связана с микролегированием кальцием и бором (0,0019 и 0,0004 %, соответственно), а для трубной стали группы прочности L80 (1) – кальцием, бором и ниобием (0,0024, 0,0001 и 0,0010 %, соответственно). Все данные элементы приводят к получению равномерной мелкозернистой структуры. Измельчение структурных составляющих и их равномерное распределение в металле выравнивает потенциал поверхности, уменьшает ток микропар и снижает скорость коррозии.

Анализ литературных данных показывает отсутствие единой точки зрения о влиянии термообработки, микроструктуры, полосчатости и величины действительного зерна на скорость коррозии [18–20]. На основании проведенных исследований установлено, что трубные стали 30X L80 (1), а также трубные стали производства Voestalpine Tubulars группы прочности N80 (Q), L80 (1), несмотря на полосчатость в 3 балла, показали меньшую скорость локальной коррозии, в сравнении со сталью 32ХГ Р110, имеющей полосчатость в 1 балл. Можно сделать вывод, что для исследуемых условий полосчатость в 3 балла низко- и микролегированных сталей не оказывает влияние на скорость коррозии.

Выявлены существенные отличия протекания коррозионных процессов в зависимости от микроструктуры. Все трубные стали, кроме стали марок 37Г2Ф Е и 25ХГБ К72, после закалки с высоким отпуском имеют мелкозернистую структуру (10-й балл по ГОСТ 5639) «феррит + сорбит». Стали марки 30ХГМА-1 С90 после аналогичной термообработки характеризуются микроструктурой «феррит + сорбит + бейнит». Трубная сталь марки 37Г2Ф Е находится в горячекатаном состоянии, ее микроструктура – «перлит + феррит по границам зерен». Для стали 25ХГБ К72 выявлена разнородная микроструктура «феррит + сорбит», присутствует структура видманштетта, которая свидетельствует о нарушении технологии ее термообработки. Установлено, что среднеуглеродистая трубная сталь в горячекатаном состоянии, имеющая крупнозернистую структуру, подвержена более интенсивным локальным повреждениям в сравнении с аналогичной сталью закалки с высоким отпуском, имеющей мелкозернистую структуру: крупнозернистая микроструктура «перлит + феррит» среднеуглеродистой марганцевистой стали приводит к появлению значительных коррозионных разрушений в виде «бороздок» вдоль направления проката; скорость локальных повреждений возрастает в 1,5 раза по сравнению со сталью, имеющей равномерную мелкозернистую структуру «феррит + сорбит» (10-й балл по ГОСТ 5639). Разнородная структура и наличие структуры видманштетта в трубных сталях, легированных хромом на уровне 1 %, приводят к интенсивным коррозионным разрушениям в виде «бороздок» вдоль направления проката, скорость локальных повреждений соответствует аналогичному показателю среднеуглеродистой марганцевистой стали, при этом наблюдается повышение скорости общей коррозии в 1,2–1,3 раза в сравнении с аналогичной сталью, имеющей

равномерную мелкозернистую структуру. Подобная структура является недопустимой, так как кроме ухудшения прочностных характеристик НКТ приводит к снижению их коррозионной стойкости.

Установлено, что размер действительного зерна оказывает влияние на коррозионную стойкость низколегированных сталей. Низколегированная трубная сталь, имеющая мелкозернистую структуру с размером действительного зерна в 12 баллов по ГОСТ 5639, несмотря на содержание марганца (более 1 %) и более низкое содержание хрома (до 0,3 %), не подвержена локальным коррозионным повреждениям в исследуемых условиях, в то время как трубная сталь с содержанием хрома более 1 % и содержанием марганца более 1 %, имеющая размер зерна в 10 баллов по ГОСТ 5639, подвержена локальным коррозионным повреждениям. Установлено, что повышение коррозионной стойкости стали можно получить при содержании хрома до 0,3 % и при содержании марганца более 1 % при условии мелкозернистой структуры после закалки с высоким отпуском с 12-м баллом зерна по ГОСТ 5639.

Заключение

Обнаружено, что трубные стали, содержащие хром на уровне 1 %, при содержании марганца до 0,8 % не подвержены локальной коррозии, имеет место снижение скорости общей коррозии в 1,7–2,6 раза по сравнению с аналогичной сталью с содержанием марганца более 1 %.

Установлено, что содержание марганца более 1 % в трубных сталях, легированных хромом на уровне 1 %, приводит к снижению коррозионной стойкости. Наблюдается локальная коррозия, сопоставимая по скорости со среднеуглеродистой марганцовистой сталью.

Экспериментально определено, что для исследуемых условий и трубных сталей полосчатость в 3 балла по ГОСТ 1778 низколегированных сталей не оказывает влияние на скорость коррозии.

Показано, что разнотернистая структура и наличие структуры видманштетта в трубных сталях, легированных хромом на уровне 1 %, приводят к интенсивным коррозионным разрушениям.

Обнаружено, что низколегированная трубная сталь, имеющая мелкозернистую структуру с размером действительного зерна в 12 баллов по ГОСТ 5639, несмотря на содержание марганца более 1 % и содержание хрома до 0,3 %, не подвержена локальным коррозионным повреждениям в исследуемых условиях, в то время как трубная сталь с содержанием хрома более 1 % и содержанием марганца более 1 %, имеющую размер зерна в 10 баллов по ГОСТ 5639, подвержена локальным коррозионным повреждениям. Показано, что среднеуглеродистая трубная сталь в горячекатаном состоянии, имеющая крупнозернистую структуру, подвержена более интенсивным локальным повреждениям в сравнении с аналогичной сталью после термообработки «закалка + высокий отпуск», имеющей мелкозернистую структуру.

Установлены условия применения трубной стали с содержанием хрома на уровне 1 %: минерализация попутно добываемой воды – 150–260 г/л; содержание хлорид-ионов – 100000–150000 мг/л; показатель pH – 5,6–6,6; максимальная температура скважинной среды – +75 °С; максимальное давление – 15 МПа; максимальная скорость скважинной среды – 0,5 м/с; максимальное содержание углекислого газа в попутно добываемом газе – 0,8 % об.; содержание сероводорода – 0 мг/л.

Установлено, что при минерализации более 260 г/л и содержании хлорид-ионов более 150000 мг/л легирование трубной стали для обеспечения требуемой эксплуатационной надежности должно составлять не менее 3 %. Условия применения стали с содержанием хрома 3 %: минерализация попутно добываемой воды – 150–310 г/л;

содержание хлорид-ионов – 100000–180000 мг/л; показатель pH – 5,6–6,6; максимальная температура скважинной среды – +75 °С; максимальное давление – 15 МПа; максимальная скорость скважинной среды – 0,5 м/с; максимальное содержание углекислого газа в попутно добываемом газе – 0,4 % об.; содержание сероводорода – 0 мг/л.

Показано, что для условий нефтяных месторождений Беларуси, наибольшей коррозионной стойкостью обладает трубная сталь 30X L80(1). Разработаны требования к низколегированным НКТ с учетом полученных результатов: содержание хрома – 0,8–1,1 %; содержание углерода – 0,24–0,32 %; содержание кремния – 0,17–0,37 %; содержание марганца – 0,5–0,8 %; содержание никеля – до 0,25 %; содержание меди – до 0,35 %; содержание серы – до 0,03 %; содержание фосфора – до 0,03 %. Насосно-компрессорные трубы должны быть подвергнуты термообработке «закалка + высокий отпуск»; микроструктура трубной стали должна быть мелкозернистой, однородной, размер зерна не крупнее 10-го балла по ГОСТ 5639; загрязненность стали неметаллическими включениями по ГОСТ 1778 не должна превышать: оксидами точечными, оксидами строчечными, силикатами пластичными, силикатами хрупкими, силикатами недеформирующимися (2 балла по каждому виду включения); сульфидами (1 балл); группа прочности – L80 (1) по стандарту API Specification 5CT.

Практическое применение полученных результатов

На основании полученных результатов установлены требования к характеристикам низколегированных трубных сталей НКТ; определены условия применения низко- и среднелегированных трубных сталей. Трубные стали 30X L80 (1) и 32ХГ Р110, показавшие повышенную коррозионную стойкость при стендовых испытаниях, успешно прошли опытно-промышленную эксплуатацию в условиях нефтяных месторождений Беларуси, подтвердив полученные результаты. В настоящее время проводится промышленное внедрение.

Литература

1. API Specification 5CT. Specification for casing and tubing : 10th ed. – American Petroleum Institute, 2018. – 291 p.
2. Фрейдлин, М. О. Проблема выбора стали для насосно-компрессорных труб, эксплуатируемых в углекислотных средах / М. О. Фрейдлин, С. А. Шадымухамедов // Коррозия «Территории нефтегаз». – 2011. – № 3. – С. 28–34.
3. Валекжанин, И. В. Результаты эксплуатации насосно-компрессорной трубы из стали марки 32Г1А в условиях углекислотной коррозии / И. В. Валекжанин // Инженер. практика. – 2022. – № 2. – С. 4–12.
4. Степанов, С. Г. Борьба с коррозией погружного оборудования на месторождениях ООО «РН-Ставропольнефтегаз» / С. Г. Степанов // Инженер. практика. – 2010. – № 6. – С. 99–104.
5. Богатов, Н. А. Развитие технологии изготовления труб в коррозионностойком исполнении / Н. А. Богатов, А. А. Богатов, Д. Р. Салихьянов // Вестн. Магнитог. гос. техн. ун-та им. Г. И. Носова. – 2015. – Т. 1, № 4. – С. 33–38.
6. Юнусов, Р. Н. Влияние фактора коррозии при добыче нефти и газа в ТПП «Покачевнефтегаз» и методы защиты / Р. Н. Юнусов // Инженер. практика. – 2021. – № 8–9. – С. 12–17.
7. Особенности коррозионно-электрохимического поведения сталей с различным содержанием хрома в углекислотных низкотемпературных средах / А. И. Бирюков [и др.] // Вестн. Юж.-Ур. гос. ун-та. Серия «Химия». – 2017. – Т. 9, № 2. – С. 26–30.

8. Влияние концентрации хрома, температуры и давления CO₂ на коррозионную стойкость насосно-компрессорных труб / И. В. Костицына [и др.] // Вестн. Юж.-Ур. гос. ун-та. Серия «Химия». – 2012. – Вып. 8, № 13. – С. 30–37.
9. Sun, J. Effect of chromium on corrosion behavior of P110 steels in CO₂–H₂S environment with high pressure and high temperature / J. Sun // Materials. – 2016. – Vol. 9. – Mode of access: <https://www.mdpi.com/1996-1944/9/3/200#metrics>. – Date of access: 23.11.2023.
10. Effect of chromium on the pitting resistance of oil tube steel in a carbon dioxide corrosion system / C. F. Chen [et al.] // Corrosion. – 2005. – N 61. – P. 594–601.
11. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – М. : Недра, 1972. – 280 с.
12. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре : ОСТ 41-05-263–86. – Введ. 12.05.86. – М. : ВСЕГИНГЕО, 1986. – 9 с.
13. Standard guide for laboratory immersion corrosion testing of metals : NACE TM0169–2012. – The National Association of Corrosion Engineers, 2012. – 10 p.
14. Борисенкова, Е. А. Механизм образования защитного слоя продуктов углекислотной коррозии на низколегированных сталях с 1 % хрома / Е. А. Борисенкова, М. К. Ионов // Вестн. Самар. гос. техн. ун-та. Серия «Технические науки». – 2015. – № 3 (47). – С. 195–200.
15. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири / А. В. Иоффе [и др.] // Вектор науки ТГУ. – 2010. – № 4 (14). – С. 50–53.
16. Ueda, M. Effect of microstructure and Cr content in steel on CO₂ corrosion / M. Ueda, A. Ikeda // Corrosion: Mechanism of CO₂ corrosion. – Houston, 2017. – P. 10–25.
17. Лахтин, Ю. М. Материаловедение / Ю. М. Лахтин, В. П. Леонтьева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Машиностроение, 1980. – 493 с.
18. Коррозионное разрушение металла НКТ и промышленных трубопроводов в условиях эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С. С. Петров [и др.] // Инженер. практика. – 2020. – № 5–6. – С. 32–45.
19. Завьялов, В. В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений / В. В. Завьялов. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 332 с.
20. Kermani, B. Depiction of metallurgical parameters as governing CO₂ corrosion / B. Kermani // Mechanism CO₂ and H₂S metal loss corrosion: 10-year review. – Houston, 2017. – P. 205–214.

References

1. *API Specification 5CT. Specification for casing and tubing*. American Petroleum Institute Publ., 2018. 291 p.
2. Freidlin M. O., Shadymukhamedov S. A. Steel selection problem for tubing operating in carbon dioxide environments. *Korroziya. Territoriya Neftegaz = Corrosion. Territory of Neftegaz*, 2011, no. 3, pp. 28–34 (in Russian).
3. Valekzhanin I. V., Tkacheva V. E., Akhmetov E. A., Rusanov A. B., Chebanov A. V., Nikolaev A. A., Presnyakov A. Yu. Results of operation of tubing made of 32Mn1A steel under conditions of carbon dioxide corrosion. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2022, no. 2, pp. 4–12 (in Russian).

4. Stepanov S. G., Corrosion prevention of submersible equipment at «RN-Stavropol-neftegaz» fields. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2010, no. 6, pp. 99–104 (in Russian).
5. Bogatov N. A., Bogatov A. A., Salikhyanov D. R. Development of manufacturing corrosion-resistant tubing technology. *Vestnik Magnitogorskogo tekhnicheskogo universiteta imeni G. I. Nosova = Vestnik of Nosov Magnitogorsk State Technical University*, 2015, no. 4, pp. 33–38 (in Russian).
6. Yunusov R. N. Influence of corrosion factor during oil and gas production in «Pokachev-neftegaz» and methods of protection. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2021, no. 8–9, pp. 12–17 (in Russian).
7. Biryukov A. I., Kostitsyna I. V., Batmanova T. V., Vorob'eva D. A. Features of electrochemical corrosion behavior of steels with different content of chromium in cold fluids containing carbon dioxide. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya «Khimiya» = Bulletin of the South Ural state university. Chemistry Series*, 2017, vol. 9, no. 2, pp. 26–30 (in Russian).
8. Kostitsyna I.V., Tyurin A. G., Parshukov V.P., Biryukov A. I. Influence of chromium content, temperature and pressure CO₂ on corrosion resistance of tubing. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya «Khimiya» = Bulletin of the South Ural state university. Chemistry Series*, 2012, iss. 8, no. 13, pp. 30–37 (in Russian).
9. Sun J. Effect of chromium on corrosion behavior of P110 steels in CO₂-H₂S environment with high pressure and high temperature. *Materials*, 2016, vol.9. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1944/9/3/200#metrics> (access 23 November 2023).
10. Chen C. F., Chang W. F., Zhang Z. H., Lu M. X. Effect of chromium on the pitting resistance of oil tube steel in a carbon dioxide corrosion system. *Corrosion*, 2005, no. 61, pp. 594–601.
11. Kartsev A. A. *Hydrogeology of oil and gas fields*. Moscow, Nedra Publ., 1972. 280 p. (in Russian).
12. OST 41-05-263–86. *Groundwater. Classification by chemical composition and temperature*. Moscow, VSEGINGEO Publ., 1986. 9 p. (in Russian).
13. NACE TM0169–2012. *Standard guide for laboratory immersion corrosion testing of metals*. The National Association of Corrosion Engineers Publ., 2012. 10 p.
14. Borisenkova E. A., Ionov M. K. Patterns and stages of forming a protective layer of CO₂-corrosion products of low-alloy steel with 1 % Cr. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya «Tekhnicheskie nauki» = Vestnik of Samara State Technical University. Series of technical sciences*, 2015, no. 3 (47), pp. 195–200 (in Russian).
15. Ioffe A. V., Revyakin V. A., Borisenkova E. A., Knyaz'kin S. A. Features of corrosion destruction of petrogas pipes under operating conditions Komi and Western Siberia. *Vektor nauki Tol'yattinskogo gosudarstvennogo universiteta = Science Vector of Togliatti State University*, 2010, no. 4 (14), pp. 50–53 (in Russian).
16. Ueda M., Ikeda A. Effect of microstructure and Cr content in steel on CO₂ corrosion. *CorrCompilation. Mechanism of CO₂ corrosion*. Houston, 2017. pp. 10–25.
17. Lakhtin Yu. M., Leont'eva V. P. *Materials Science*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1980. 493 p. (in Russian).

18. Petrov S. S., Vasin R. A., Knyazeva Zh. V., Andriyanov D. I., Surgaeva E. S. Corrosion damage of tubing and field pipelines metal under operating conditions and during laboratory tests. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2020, no. 5–6, pp. 32–45 (in Russian).
19. Zav'yalov V. V. *Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development*. Moscow, VNIIOEHNG Publ., 2005. 332 p. (in Russian).
20. Kermani B. Depiction of metallurgical parameters as governing CO₂ corrosion. *Mechanism CO₂ and H₂S metal loss corrosion*. Houston, 2017. pp. 205–214.

Поступила 21.11.2023 г.