

2. Скаскевич, А. А. Структура и технология малонаполненных машиностроительных материалов на основе конструкционных термопластов, модифицированных углеродными нанокластерами : автореф. дис. ... канд. техн. наук / А. А. Скаскевич. – Минск, 2000. – 18 с.
3. Нанокпозиционные функционализированные полимерные материалы / Е. В. Овчинников [и др.] // Прогрессивные технологии и системы машиностроения. – 2020. – № 2 (69). – С. 63–70.
4. Триботехнические характеристики композиционных материалов, модифицированных функционализированными углеродными частицами / Е. В. Овчинников [и др.] // Фундамент. проблемы радиоэлектр. приборостроения. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 375–379.
5. Наноалмазы детонационного синтеза: получение и применение / П. А. Витязь [и др.] ; под общ. ред. П. А. Витязя. – Минск : Беларус. навука, 2013. – 381 с.
6. Долматов, В. Ю. Современное состояние проблемы: детонационные наноалмазы – промышленное получение и применение / В. Ю. Долматов, Н. М. Лапчук, С. Д. Писаревский // Наноструктурные материалы: технологии, свойства, применение : сб. науч. ст. – Минск : Беларус. навука, 2017. – С. 96–108.
7. Новые аспекты в теории и практике детонационного синтеза, свойствах и применении наноалмазов / В. Ю. Долматов [и др.] // Успехи химии. – 2020. – Т. 89, № 12. – С. 1428–1462.

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И МИКРОСТРУКТУРЫ 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»*

А. Я. Григорьев

*Институт механики металлополимерных систем имени В. А. Белого
НАН Беларуси*

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)APISpec 5CT, 37Г2Ф Е ГОСТ 633, низколегированных сталей марок 30X L80 (1)APISpec 5CT, 32ХГ Р110 APISpec 5CT, 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, 30ХГМА-1 С90APISpec 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 отпуском, имеющей мелкозернистую структуру. Анализ данных состава и микроструктуры исследованных материалов свидетельствует, что в заданных условиях основными факторами, снижающими коррозионную стойкость исследованных материалов, является содержание марганца более 1 мас. %, разнотернистость и наличие металлографической структуры вид манифетта. 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.

С учетом больших глубин залегания продуктивных пластов в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси промышленно применяются насосно-компрессорные трубы (НКТ) группы прочности N80 (Q)APISpec 5CT.

В большинстве случаев при изготовлении труб группы прочности N80 (Q) API Spec 5CT (или E ГОСТ 633) применяется высококачественная среднеуглеродистая марганцовистая сталь марки 32Г1А [1–3]. Требуемые прочностные характеристики НКТ достигаются термообработкой стали – закалкой и последующим отпускком.

К среднеуглеродистым и низколегированным трубным сталям НКТ группы прочности N80 (Q) API Spec 5CT, P110 API Spec 5CT, E ГОСТ 633, K72 ГОСТ 31446 предъявляются требования только в отношении содержания серы и фосфора, другие элементы не нормируются. Для групп прочности N80 (Q) API Spec 5CT, P110 API Spec 5CT, K72 ГОСТ 31446 их содержание не должно превышать 0,030 % каждого (здесь и далее в мас. %), для группы прочности E ГОСТ 633 – 0,045 % каждого. Для НКТ групп прочности L80 (1) API Spec 5CT и C90 API Spec 5CT устанавливаются требования по максимальному содержанию углерода – 0,43 и 0,35 %, марганца – 1,9 и 1,2 %, никеля – 0,25 и 0,99 %, фосфора – 0,03 и 0,02 %, серы 0,03 и 0,01 % соответственно. Для L80(1) API Spec 5CT дополнительно устанавливаются требования по максимальному содержанию меди – 0,35 % и кремния – 0,45 %, для C90 API Spec 5CT – по содержанию молибдена 0,25–0,85 %, по максимальному содержанию хрома – 1,5 %.

В отношении микроструктуры действующими нормативными документами предусмотрено единственное требование о необходимости получения мелкого зерна без указания допустимого размера (балла). Заводы-производители позиционируют выпускаемые трубные стали НКТ, легированные хромом на уровне 1 %, как трубные стали с повышенной коррозионной стойкостью. Однако результаты стендовых испытаний показали, что не все трубные стали, легированные хромом на уровне 1 %, проявляют повышенную коррозионную стойкость в одинаковых эксплуатационных условиях [3].

Цель работы – определение внутренних факторов (элементного состава и структуры), влияющих на коррозионную стойкость трубных сталей и выявление закономерностей коррозионной деградации НКТ в условиях углекислотной коррозии на нефтяных месторождениях Беларуси.

Методика проведения испытаний. Из патрубков насосно-компрессорных труб, предоставленных заводами-производителями, изготавливались образцы-свидетели коррозии (ОСК). Испытания проводились на установке для моделирования скважинных условий «АА-КОНКОР», представляющей собой замкнутый циркуляционный контур с вертикальным участком для установки ОСК.

Испытания проводились в реальных скважинных средах, представляющих собой крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа, содержащие растворенный углекислый газ: рН 5,9–6,2, минерализация 215–225 г/л, содержание растворенного углекислого газа 25–30 мг/л при отсутствии сероводорода. Давление рабочей среды 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. Стендовые испытания проводились по методике, разработанной для условий нефтяных месторождений Беларуси [4]. Исследования элементного состава, микроструктуры и морфологии поверхности ОСК проводились в соответствии со стандартными методиками в ГНУ «Институт порошковой металлургии имени О. В. Романа».

Объекты исследований: трубные стали, применяемые при изготовлении НКТ – среднеуглеродистые марганцовистые стали марок 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT, 37Г2Ф E ГОСТ 633, низколегированные стали марок 32ХГ P110 API Spec 5CT,

30X L80 (1) API Spec 5CT, 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, 30ХГМА-1 С90 APISpec 5CT. В качестве базы сравнения выбрана промышленно применяемая среднеуглеродистая марганцовистая сталь марки 32Г1А группы прочности N80 (Q) API Spec 5CT.

Результаты и обсуждение. Проведенные исследования позволили выявить ключевые характеристики, которые могут оказывать влияние на коррозионную стойкость трубных сталей НКТ.

Содержание марганца в сталях марок 30X L80 (1) APISpec 5CT, 32ХГ Р110 APISpec 5CT не превышает примесного значения 0,80 %, при котором он не оказывает существенного влияния на коррозионную стойкость [5, 6]. В сталях марок 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, 32Г1А N80 (Q)APISpec 5CT, 30ХГМА-1 С90APISpec 5CT, 37Г2Ф ЕГОСТ 633 содержание марганца составляет 0,95, 1,10, 1,15, 1,55 % 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 окислов и сульфидов марганца. Продукты коррозии, содержащие оксиды и сульфиды марганца, разрыхляются и отслаиваются от поверхности металла, из-за разницы параметров кристаллических решеток, что приводит к интенсификации процессов проникновения коррозионно-агрессивных компонентов к металлу [2, 7]. Однозначные данные о степени влияния повышенного содержания марганца в трубных сталях НКТ, легированных хромом на уровне 1 %, в условиях углекислотной коррозии отсутствуют.

Выявлены существенные отличия протекания коррозионных процессов в зависимости от микроструктуры. Все трубные стали, кроме стали марок 37Г2Ф Е ГОСТ 633 и 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, после закалки с высоким отпускком имеют мелкозернистую структуру (10 балл по ГОСТ 5639) «феррит + сорбит». Стали марки 30ХГМА-1 С90 APISpec 5CT после аналогичной термообработки характеризуются микроструктурой «феррит + сорбит + бейнит». Трубная сталь марки 37Г2Ф Е ГОСТ 633 находится в горячекатаном состоянии и ее микроструктура – «перлит + феррит по границам зерен». Для стали 25ХГБ К72 ГОСТ 31446 выявлена разнородная микроструктура «феррит + сорбит». Присутствие структуры вид маншкетта свидетельствует о нарушении технологии ее термообработки. Анализ литературных данных показывает отсутствие единой точки зрения о влиянии термообработки, микроструктуры и величины действительного зерна на скорость коррозии [8–11].

После стендовых испытаний определялись скорость коррозии испытанных материалов гравиметрическим методом, глубина локальных коррозионных повреждений. Расчетным методом определена скорость локальной коррозии (показатель скорости распространения коррозии в глубину). На основании полученных данных о коррозионной деградации трубных сталей в условиях, моделирующих скважинные нефтяных месторождений Беларуси, установлены следующие закономерности:

– повышенную коррозионную стойкость проявляют трубные стали, содержащие хром на уровне 1 %. При содержании марганца до 0,8 % локальные коррозионные повреждения не наблюдались, скорость общей коррозии была в 1,7–2,6 раза меньше по сравнению с аналогичной сталью с содержанием марганца более 1 мас. % Данный факт согласуется с известными данными, свидетельствующими, что хромо-содержащие стали могут эффективно подавлять локальную коррозию за счет появления в продуктах коррозии аморфного соединения $\text{Cr}(\text{OH})_3$, образующего плотный защитный слой [4–6];

– 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. Полученные результаты свидетельствуют, что при таком содержании оксиды и сульфиды марганца не позволяют формироваться плотному защитному слою $\text{Cr}(\text{OH})_3$;

– крупнозернистая микроструктура «перлит + феррит» среднеуглеродистой марганцовистой 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 балл по ГОСТ 5639);

– разнородная структура и наличие структуры вид маншкетта 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 марганцовистой 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 насосно-компрессорных труб приводит к снижению их коррозионной стойкости.

Таким образом, можно сделать заключение, что основными внутренними факторами, снижающими коррозионную стойкость исследуемых низколегированных трубных сталей, является содержание марганца более 1 %, разнородная структура и наличие структуры вид маншкетта. Следует также отметить, что среднеуглеродистая трубная сталь в горячекатаном состоянии, имеющая крупнозернистую структуру, подвержена более интенсивным локальным повреждениям в сравнении с аналогичной сталью после закалки с высоким отпускком, имеющей мелкозернистую структуру.

Практическая значимость. На основании полученных результатов разработаны требования к металлургическим характеристикам низколегированной стали для условий высокой коррозионной агрессивности скважинной продукции добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси.

Л и т е р а т у р а

1. Фрейдлин, М. О. Проблема выбора стали для насосно-компрессорных труб, эксплуатируемых в углекислотных средах / М. О. Фрейдлин, С. А. Шадымухомедов / Коррозия «Территории нефтегаз». – 2011. – № 1 (18). – С. 28–34.
2. Валекжанин, И. В. Результаты эксплуатации насосно-компрессорных труб из стали марки 32Г1А в условиях углекислотной коррозии / И. В. Валекжанин, В. Э. Ткачева // Инженер. практика. – 2022. – № 2. – С. 4–12.
3. Результаты стендовых испытаний трубных сталей насосно-компрессорных труб с различным содержанием хрома, моделирующих условия эксплуатации добывающих скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Ю. И. Попкова [и др.] // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 1 (41). – С. 112–119.
4. Методика проведения испытаний на установке для моделирования и изучения коррозионных процессов в скважинных условиях «АА-Конкор» / БелНИПИнефть. – Гомель, 2021. – 33 с.
5. Воробьева, Г. Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств / Г. Я. Воробьева. – М. : Химия, 1975. – 816 с.
6. Лахтин, Ю. М. Металловедение и термическая обработка металлов / Ю. М. Лахтин. – М. : Металлургия, 1983. – 359 с.
7. Иоффе, А. В. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири / А. В. Иоффе, В. А. Ревякин, С. А. Князькин // Вектор науки ТГУ : сб. науч. ст. / Самар. инженер.-технол. центр. – Самара, 2010. – С. 50–54.

8. Коррозионное разрушение металла НКТ и промысловых трубопроводов в условиях эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С. С. Петров [и др.] // Инженер. практика. – 2020. – № 5/6. – С. 32–46.
9. Завьялов, В. В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений / В. В. Завьялов. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 332 с.
10. Kermani, B. Depiction of metallurgical parameters as governing CO₂ corrosion / B. Kermani // Mechanism of CO₂ corrosion. – Houston : NACE International, 2017. – P. 205–226.
11. Dugstad, A. Effect of steel microstructure on corrosion rate and protective iron carbonate film formation / A. Dugstad, H. Hemmer, M. Seiersten // Mechanism of CO₂ corrosion. – Houston : NACE International, 2017. – P. 126–135.

ЗОЛЬ-ГЕЛЬ ПОКРЫТИЯ. СИНТЕЗ И СВОЙСТВА

Н. Е. Демиденко

Учреждение образования «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины», Республика Беларусь

Научный руководитель В. В. Васькевич

В работе с использованием золь-гель метода разработаны режимы нанесения и установлены температурно-временные интервалы получения гидрофильных покрытий на основе соединений кремния, титана и циркония. Проведены исследования топографии поверхности пленок методом атомно-силовой микроскопии. С помощью метода сидячей капли проведены исследования краевого угла смачивания полученных гидрофильных пленок.

Ключевые слова: покрытия, золь-гель, механическая прочность, метод сидячей капли.

Тонкие пленки с гидрофильными свойствами в последнее время приобрели исключительное значение в самых разнообразных областях их применения как современной науки и техники, так и в быту [1]. Наибольший интерес представляют гидрофильные материалы с самоочищающимися и защитными свойствами. Такие покрытия используются для предохранения поверхности стекол зданий, транспорта от загрязнения, а также для предотвращения запотевания внутренних стекол зданий, сухопутного, воздушного и водного транспорта, зеркал.

Существует два основных метода получения покрытий: вакуумное осаждение из газовой фазы и химическое осаждение из растворов. Вакуумная технология имеет ряд недостатков, основными из которых являются дорогостоящее оборудование и большие энергозатраты. В последние годы метод химического осаждения из растворов стал широко использоваться в современной микроэлектронике, что обусловлено возможностью создания материалов сложного химического состава и структуры, получение которых методом газофазного осаждения затруднено или невозможно. В связи с этим метод химического осаждения из растворов представляется наиболее выгодным для получения покрытий.

Одним из прогрессивных методов получения гидрофильных покрытий является золь-гель метод, позволяющий синтезировать различные виды материалов при невысоких температурах. Этот метод обладает такими преимуществами, как простота используемого оборудования, экономичность, экологичность, гибкость технологии [2].

В ходе проведения исследований была подготовлена серия покрытий на основе соединений титана, циркония и кремния.

В качестве основных компонент пленкообразующих растворов использовали следующие металлоорганические соединения: тетраэтилортосиликат (ТЭОС), три-