

Литература

1. Ковба, Л. М. Рентгенофазовый анализ / Л. М. Ковба, В. К. Трунов. – М. : МГУ, 1976. – 232 с.
2. Whitney, D. L. Abbreviations for Names of Rock-Forming Minerals / D. L. Whitney, B. W. Evans // American Mineralogist. – 2010. – Vol. 95. – P. 185–187.

УДК 620.22

**К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ  
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ  
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ  
ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»**

**Ю. И. Попкова, П. А. Петрикевич**

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,  
г. Гомель*

*Рассмотрена проблема коррозии насосно-компрессорных труб в условиях нагнетательных скважин Речицкого нефтяного месторождения РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». В настоящее время защита от коррозии подземного оборудования скважин является достаточно актуальной задачей. Преждевременные подъемы по причине коррозии НКТ приводят к увеличению себестоимости нефти. Одной из перспективных технологий антикоррозионной защиты является применение низколегированных сталей. Приведены результаты стендовых испытаний трубных сталей НКТ, показавших технологическую эффективность в сравнении с промышленно применяемой трубной сталью 32Г1А группы прочности N80 (Q) API Spec 5CT, в условиях, моделирующих скважинные, – трубная сталь 30Х группы прочности L80 (1) API Spec 5CT, 32ХГ группы прочности P110 API Spec 5CT, а также результаты их промысловых испытаний.*

**Ключевые слова:** коррозия, НКТ, трубная сталь, низколегированная сталь, скважина.

**APPLICATION OF LOW-ALLOYED TUBE STEEL  
IN THE INJECTION WELLS CONDITIONS OF PRODUCTION  
ASSOCIATION BELORUSNEFT**

**U. Popkova, P. Petrikevich**

*BelNIPIneft RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

*The paper describes the problem of tubing corrosion in the injection wells conditions of Rchitskoe oil field of Production Association «Belorusneft». Nowadays corrosion protection of well equipment is quite an urgent issue. Premature well equipment lifting due to tubing corrosion leads to an increase of oil production cost. One of the promising corrosion protection technologies is the use of low-alloyed steels. The paper presents the results of bench tests of tubing steel which showed technological efficiency in comparison with commercially used tubing steel grade 32Mn1N N80 (Q) API Spec 5CT in conditions simulating downhole – grade 30Cr L80 (1) API Spec 5CT, grade 32MnCr P110 API Spec 5CT and the results of their field tests.*

**Keywords:** corrosion, tubing, tube steel, low-alloyed steel, well.

Для поддержания пластового давления на месторождениях Беларуси применяется технология закачки воды в пласт через нагнетательные скважины. По классификации В. А. Сулина, нагнетаемая вода относится к хлоридно-кальциевому типу [1]. По минерализации относится к рассолам крепким [2]. По значению водородного показателя вода относится к слабокислым [2]. Попутно добываемая вода содержит растворенный углекислый газ  $\text{CO}_2$  и гидрокарбонат  $\text{HCO}_3^-$ . Сероводород в продукции

отсутствует. Коррозионное разрушение промышленно применяемой трубной стали насосно-компрессорных труб (НКТ) 32Г1А группы прочности №80 (Q) API Spec 5CT в таких условиях обусловлено электрохимической жидкостной коррозией в результате ее контакта с агрессивной попутно добываемой водой, содержащей ионы растворенных солей и растворенный углекислый газ.

Одной из перспективных технологий антикоррозионной защиты является применение низколегированных хромом трубных сталей. Согласно литературным данным трубные стали, легированные хромом, в определенных условиях могут показывать повышенную коррозионную стойкость, предотвращая локальную коррозию, и не отличаться от среднеуглеродистой, легированной марганцем, – в других [3–6].

Цель работы – подбор трубных сталей НКТ, легированных хромом, для условий нагнетательных скважин Речицкого нефтяного месторождения на основании результатов стендовых испытаний с последующим подтверждением технологической эффективности применения выбранных НКТ в промысловых условиях.

**Методика проведения испытаний.** Из патрубков трубных сталей, предоставленных производителями, изготавливались образцы-свидетели коррозии (ОСК). Стендовые испытания проводились на установке «АА-КОНКОР», воспроизводящей скважинные условия и представляющей собой замкнутый циркуляционный контур с вертикальной ячейкой для установки образцов-свидетелей коррозии (ОСК). Все испытания проводились согласно разработанной методике в непрерывном режиме при поддержании постоянного давления, температуры, скорости потока [7]. Рабочие параметры среды соответствовали скважинным условиям, в которых были выявлены сквозные коррозионные повреждения НКТ: температура – +40 °С, давление – 15 МПа, скорость потока – 0,5 м/с. Продолжительность испытаний была принята 72 ч, по окончании экспериментов определялась скорость сплошной коррозии ОСК в мм/год [7]. После испытаний ОСК передавались в ГНУ «Институт порошковой металлургии имени О. В. Романа» НАН Республики Беларусь для проверки элементного состава, металлургических характеристик, выявления локальных коррозионных повреждений. При осмотре морфологии поверхности, увеличенной в 100 раз, в случае выявления коррозионных повреждений определялась их глубина, на основании которой рассчитывался показатель скорости локальной коррозии, мм/год.

В дальнейшем НКТ из каждого вида трубной стали поочередно эксплуатировались в одной и той же скважине-объекте испытаний в течение определенного периода, по окончании которого проводился подъем и ревизия НКТ. Для определения толщины стенки и выявления локальных повреждений НКТ проходили проверку на установке неразрушающего контроля. Для детальной оценки состояния внутренней поверхности НКТ отрезались образцы и распиливались вдоль направляющей.

**Результаты.** После стендовых испытаний трубной стали 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT при визуальном осмотре поверхности ОСК выявлены локальные коррозионные повреждения в виде питтингов и язв, переходящие в «плато», степень поражения поверхности – до 90 %. Средний показатель скорости сплошной коррозии трубной стали составил 1,25 мм/год. При осмотре морфологии поверхности, увеличенной в 100 раз, выявлены локальные коррозионные повреждения глубиной до 0,03 мм. Расчетный показатель скорости локальной коррозии составил 3,7 мм/год. Локальный язвенный характер повреждения базовой среднеуглеродистой стали обусловлен низким содержанием хрома (0,05 %) и легированием марганцем. Марганец, обладая более высокой активностью чем железо при реагировании с коррозионной средой, образует рыхлые (по структуре кристаллической решетки) продукты коррозии (оксиды и сульфида марганца), которые делают доступным проникновение к основному ме-

таллу агрессивных коррозионных компонентов [8]. Полученные данные коррелируются с промышленными, в условиях которых скорость локальной коррозии может достигать 4 мм/год. Характер повреждения НКТ 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT после эксплуатации в условиях нагнетательной скважины Речицкого месторождения представлен на рис. 1.



*Рис. 1.* Состояние насосно-компрессорных труб 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT при эксплуатации в условиях нагнетательной скважины Речицкого месторождения

После стендовых испытаний трубной стали 32ХГ P110 API Spec 5CT при визуальном осмотре поверхности ОСК выявлена общая коррозия, степень поражения – до 90 %. Скорость коррозии трубной стали 32ХГ P110 API Spec 5 CT составила 1,29 мм/год. При осмотре морфологии поверхности, увеличенной в 100 раз, локальные коррозионные повреждения не выявлены. Повышенная коррозионная стойкость против локальной коррозии данной стали в сравнении с промышленно применяемой обусловлена повышенным содержанием хрома в составе. Необходимо отметить высокую скорость общей коррозии (на уровне базовой стали) при отсутствии локальных повреждений, что обусловлено дополнительным легированием трубной стали марганцем. В настоящее время в условиях нагнетательных скважин Речицкого месторождения проводятся промышленные испытания, на одном из объектов проведен подъем подземного оборудования при наработке, превышающей в 2 раза аналогичный показатель, при котором была выявлена сквозная коррозия НКТ. По результатам проведенной ревизии установлена сходимость промышленных и фактических данных: локальные коррозионные повреждения не выявлены, имеет место неравномерная сплошная коррозия внутренней поверхности. Состояние НКТ после эксплуатации в условиях нагнетательной скважины Речицкого месторождения представлено на рис. 2.



*Рис. 2.* Состояние насосно-компрессорных труб 32ХГ P110 API Spec 5CT API Spec 5CT при эксплуатации в условиях нагнетательной скважины Речицкого месторождения

После стендовых испытаний трубной стали 30X L80 (1) API Spec 5CT при визуальном осмотре поверхности ОСК выявлена сплошная коррозия, степень поражения поверхности – до 10 %. Средний показатель скорости сплошной коррозии составил 0,14 мм/год. При осмотре морфологии поверхности, увеличенной в 100 раз, локальные коррозионные повреждения не выявлены. Как и указывалось ранее, повышенная коррозионная стойкость против локальной коррозии данной стали в сравнении с промышленно применяемой обусловлена повышенным содержанием хрома в составе. В настоящее время в условиях нагнетательных скважин Речицкого месторождения проводятся промысловые испытания. Подъем подземного оборудования не проводился, однако текущая наработка на скважинах-объектах ОПИ превысила в 1,9 раз аналогичный показатель, при котором была выявлена сквозная коррозия НКТ.

На основании проведенной работы установлены следующие закономерности для условий нагнетания воды хлоридно-кальциевого типа, слабокислой, представляющей собой крепкие рассолы при температуре +40 °С, давлении – 15 МПа, скорости потока – 0,5 м/с:

– трубная сталь 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT подвержена локальным коррозионным повреждениям, скорость развития которых может достигать 4,0 мм/год;

– трубная сталь 30X L80 (1) API Spec 5CT подвержена сплошной коррозии при отсутствии локальных коррозионных повреждений, причем скорость сплошной коррозии в 9 раз меньше, чем у стали 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT;

– трубная сталь 32ХГ P110 API Spec 5CT подвержена сплошной коррозии на уровне стали 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT при отсутствии локальных коррозионных повреждений;

– применение трубных сталей 30X L80 (1) API Spec 5CT и 32ХГ P110 API Spec 5CT не требует дополнительных антикоррозионных мероприятий, применение 30X L80 (1) API Spec 5CT предпочтительнее;

– получена высокая сходимость результатов стендовых испытаний с промышленными.

#### Литература

1. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – М. : Недра, 1972. – 280 с.
2. ОСТ 41-05-263–86. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. – Введ. 05.12.86. – М. : ВСЕГИНГЕО, 1986. – 9 с.
3. Dugstar, A. Mechanism of protective film formation during CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel / A. Dugstar // Mechanism of CO<sub>2</sub> corrosion. – 2017. – P. 37–47.
4. Костицына, И. В. Исследование коррозионной стойкости материалов насосно-компрессорных и нефтегазопроводных труб на месторождениях ОАО «Лукойл» / И. В. Костицына // Инженер. практика. – 2011. – № 11. – С. 34–37.
5. Effect of chromium on corrosion behavior of P110 steels in CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S environment with high pressure and high temperature / Sun Jianbo [et al.] // Materials. – 2016. – № 9.
6. Ким, С. К. Результаты ОПИ нефтепроводных труб и НКТ из сталей с повышенной коррозионной стойкостью на месторождениях ООО «Лукойл-Коми» / С. К. Ким // Инженер. практика. – 2011. – № 11. – С. 65–69.
7. Методика проведения испытаний на установке для моделирования и изучения коррозионных процессов в скважинных условиях «АА-Конкор» / БелНИПИнефть. – Гомель, 2021. – 33 с.
8. 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. – 2010. – С. 50–54.