

# **СРАВНИТЕЛЬНЫЕ КОРРОЗИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ СТАЛЕЙ ПОВЫШЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»**

**В. О. Кученев**

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

*БелНИПИнефть, г. Гомель*

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель А. С. Асадчев

Добываемая продукция нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» имеет различные физико-химические свойства. Продукция эксплуатационных скважин содержит воду, представляющую собой, как правило, рассолы хлоркальциевого типа, высокой минерализации. Обводненность добываемой продукции в среднем составляет 70 %. Попутно-добываемая вода является коррозионно-агрессивной, так как содержит ионы растворенных солей, растворенные агрессивные газы сероводород и углекислый газ, имеет низкие значения рН. В составе попутного нефтяного газа (ПНГ) также имеются источники коррозионной агрессивности – углекислый газ и сероводород. Содержание углекислого газа в ПНГ находится в диапазоне от 0,02 до 11,2 % объемных, содержание сероводорода составляет 0–0,5 % объемных. Фактические соотношения  $\text{PCO}_2/\text{PH}_2\text{S}$  изменяются в широких пределах (от 1 до >500), что свидетельствует о протекании всех типов коррозионных процессов.

Протяженность фонда промысловых трубопроводов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в среднем составляет:

- водоводы – 900 км, или 35 % (используются в системах поддержания пластового давления для закачки воды);
- выкидные линии скважин – 828 км, или 33 % (предназначены для сбора продукции скважин);
- нефтесборные коллекторы – 538 км, или 21 % (предназначены для транспортировки сырьевых потоков к нефтесборным пунктам);
- межпромысловые коллекторы – 175 км, или 7 % (предназначены для транспортировки сборных сырьевых потоков к месту подготовки нефти, газа и воды);
- газопроводы – 100 км, или 4 % (используются для транспортировки ПНГ).

Общая протяженность трубопроводов составляет 2541 км. Статистические данные о количестве порывов трубопроводов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» свидетельствуют о том, что при общем ежегодном количестве порывов на уровне 139–243 единиц основная доля порывов трубопроводов (как водоводов, так и нефтегазопроводов) приходится на порывы по причине внутренней коррозии (134–237 единиц), обусловленной агрессивностью перекачиваемых промысловых сред.

Поэтому выбор стали, обеспечивающей требуемую долговечность и надежность трубопроводов в конкретных условиях эксплуатации, является актуальной задачей. Поставленная задача чрезвычайно сложна, поскольку факторов, определяющих коррозию материалов в конкретных производственных условиях, много.

Комплексный подход к поставленной задаче включал:

- изучение ассортимента трубной продукции, материалов сталей и сплавов, используемых для строительства трубопроводов, анализ результатов испытаний и эксплуатации трубопроводов из новых марок сталей в конкретных промысловых условиях других нефтегазодобывающих предприятий;
- проведение сравнительных стендовых коррозионных испытаний с различными марками сталей в условиях приближенных к реальным промысловым условиям эксплуатации трубопроводов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», определение коррозионной стойкости материалов;
- выработка рекомендаций и проведение опытно-промысловых испытаний эффективных образцов сталей и сплавов, оценка полученных результатов.

Для эксплуатации в нефтегазодобывающей промышленности предлагается широкий ассортимент трубной продукции, декларируемой как коррозионно-стойкая, в публикуемых материалах приводятся результаты опытно-промысловых коррозионных испытаний новых образцов трубной продукции в различных условиях эксплуатации [2]–[5]. Для стендовых коррозионных исследований были выбраны новые образцы сталей, применяемых для строительства нефтегазопроводных трубопроводов: сталь марки 13ХФА, сталь марки 20КТ, сталь марки 09Г2С, сталь марки 20А. Все стендовые исследования носили сравнительный характер, базовой сталью, применяемой в настоящее время для строительства трубопроводов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», является сталь 20. Испытуемые стали, отличаются по физико-механическим свойствам, химическому составу. Стали 20, 20КТ, 20А содержат одинаковое количество углерода (0,21–0,23 % мас.), а стали 09Г2С и 13ХФА характеризуются пониженным содержанием углерода (0,11–0,14 % мас.). Минимальное содержание легирующих элементов (хрома, никеля, марганца) отмечено в сталях 20КТ, 20А, базовой стали 20. Сталь 13ХФА легирована хромом (0,53 % мас.), марганцем (0,53 % мас.) и ванадием (0,044 % мас.). Сталь 09Г2С легирована марганцем (1,34 % мас.).

Исследования коррозионной стойкости новых образцов сталей проведены на стендовой установке «АА-КОНКОР» разработки БелНИПИнефть, представляющей собой циркуляционный контур, в котором моделируются фактические условия эксплуатации трубопроводов (давление, температура, скорость потока, состав перекачиваемой среды в том числе и содержание в ней агрессивных компонентов). На горизонтальном участке контура установлен фрагмент трубопровода, в котором последовательно размещены три пластины из образца испытываемой стали. Испытания проводились при постоянном давлении 1,1 МПа, температуре потока 30 °С, скорости потока 0,25 м/с, период испытаний составлял 144 ч (6 сут). Циркулирующей средой являлась продукция конкретных добывающих скважин, отличающаяся содержанием агрессивных компонентов, составом и свойствами. По окончании испытаний пластины извлекались, производилась их очистка от продуктов коррозии, визуальная оценка коррозионных повреждений, гравиметрическим методом определялась скорость коррозии. Данные исследования проведены впервые, полученные результаты представляют научный интерес, так как демонстрируют коррозионные разрушения сталей различного материального исполнения при повышенных давлениях, температурах, в условиях движения жидкой агрессивной водной среды. Сводные результаты стендовых коррозионных исследований приведены в таблице.

#### Ранжирование марок сталей по коррозионной стойкости по результатам стендовых исследований

Марка стали	Скорость коррозии, мм/год	Характер коррозионных повреждений
Сталь 20	0,12–0,29	Равномерная сплошная коррозия
Сталь 20А	0,22–0,31	Равномерная сплошная коррозия
Сталь 13ХФА	0,38–0,51	Равномерная сплошная коррозия
Сталь 20КТ	0,54–0,55	Равномерная сплошная коррозия
Сталь 09Г2С	0,02–0,08	Язвенная коррозия

На основании полученных данных четко прослеживается разница коррозионной стойкости сталей различного материального исполнения и характер коррозионных повреждений.

По результатам стендовых исследований рост коррозионной стойкости сталей установлен в следующей последовательности: 09Г2С→20КТ→13ХФА→20А. Характер коррозионных повреждений – равномерная сплошная коррозия для всех марок сталей кроме марки 09Г2С.

Язвенные коррозионные повреждения на поверхности пластин из стали марки 09Г2С не позволяют рекомендовать ее к использованию в промышленных условиях, не смотря на низкие значения общей скорости коррозии. По-видимому, развитие язвенной коррозии данной стали объясняется в первую очередь структурой металла (полосчатость 3 балла, структура перлитно-ферритная, размер зерна 8 баллов, отдельных зерен 7 баллов), так как повышенная полосчатость создает определенную неравномерность строения, гетерогенность металла. Скопления неметаллических включений на границах зерен (а в их число может входить активный сульфид марганца) являются участками повышенной термодинамической неустойчивости, которые легко растворяются в коррозионной среде (с образованием сероводорода, который затем локально воздействует на металл), из-за чего происходит развитие питтинговой коррозии [6]. Также развитие коррозии сталей легированных марган-

цем может происходить по механизму, когда марганец, обладая более высокой активностью чем железо при реагировании с коррозионной средой, образует рыхлые (по структуре кристаллической решетки) продукты коррозии (оксиды и сульфиды марганца), которые делают доступными проникновение к основному металлу агрессивных коррозионных компонентов [2].

Окончательный выбор по ранжированию сталей и сплавов может быть сделан только после проведения опытно-промысловых испытаний. Следующим этапом наших исследований будет оценка результатов испытаний новых сталей в реальных промысловых условиях при их эксплуатации в течение 6 месяцев и 12 месяцев. Опытно-промысловые испытания в настоящее время проводятся в трубопроводах выкидных линий скважин, отличающихся свойствами добываемой продукции, скоростью перекачки среды, где последовательно установлены патрубки испытываемых сталей. Такие работы позволят нам иметь четкое понимание связи между коррозионными процессами, агрессивностью сред и свойствами стали, следовательно, рекомендовать оптимальные решения для материального исполнения трубопроводов в конкретных промысловых условиях.

#### Литература

1. Коррозия в многофазных средах, содержащих небольшие количества H<sub>2</sub>S Corrosion in multiphase flow containing small amounts of H<sub>2</sub>S. – Bruce Brown, Kun-Lin Lee, Srdjan Nestic. – Institute for Corrosion and Multiphase Technology Ohio University Athens, Ohio 45701. – 24 с.
2. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири / А. В. Иоффе [и др.] // Вектор науки ТГУ : сб. науч. ст. / ООО «Самарский инженерно-технологический центр». – Самара, 2010. – С. 50–54.
3. Кичигина, Н. А. Результаты ОПИ труб из сталей повышенной эксплуатационной надежности на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Н. А. Кичигина // Инженер. практика. – 2016. – № 9. – С. 8–15.
4. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии / Б. А. Ерехинский [и др.] // Коррозия территория нефтегаз : сб. науч. ст. / ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Надым», ПАО «ТМК». – 2016. – С. 14–17.
5. Софрыгина, О. А. Практика изготовления труб нефтяного сортамента повышенной эксплуатационной надежности / О. А. Софрыгина // Инженер. практика. – 2013. – № 5. – С. 57–59.
6. Медведева, М. Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа : учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля / М. Л. Медведева. – М. : ФГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 312 с.