

УДК 622.276.8

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ВТУЛОК
ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ СВАРНЫХ ШВОВ
ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

INVESTIGATION OF PROTECTIVE PROPERTIES OF SLEEVES FROM
INTERNAL CORROSION OF WELDING SEWINGS OF INFIELD PIPELINES

Р. М. Галикеев, Р. Р. Тайчинов, С. И. Грачев

R. M. Galikeev, R. R. Taychinov, S. I. Grachev

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: коррозия; защитные втулки; внутрипромысловые трубопроводы

Key words: corrosion; protective sleeves; infield pipelines

Нефтяные месторождения Западной Сибири содержат повышенное количество H_2S и CO_2 , что вызывает интенсивную сероводородную и углекислотную (карбонатную) коррозию нефтепроводных систем. Мониторинг состояния нефтепроводных систем месторождений Западной Сибири, проводимый ООО «Самарский ИТЦ», выявил преимущественное развитие процессов язвенной коррозии [1].

С целью исследования защитных свойств втулок [2] от внутренней коррозии при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз» моделировались различные коррозионно-активные среды, которые влияют на характер и скорость разрушения [3], значения параметров сред представлены в таблице.

Состав моделируемых сред

| pH | CO_2 , мг/дм ³ | H_2S , мг/дм ³ | O_2 , мг/дм ³ | Тип среды | Температура, °С | Давление, МПа | Длительность испытаний, час |
|---|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------|-----------------------------------|
| <i>Среда № 1 ТПП «Когалымнефтегаз»</i> | | | | | | | |
| 7,31 | 190,00 | 0,46 | 2,50 | Раствор NaCl + сырая нефть | 60 | 40 | 240 |
| <i>Среда № 2 ТПП «Лангепаснефтегаз»</i> | | | | | | | |
| 8,24 | 307,00 | 7,30 | 5,50 | Раствор NaCl | 30 | 200 | 240 |
| <i>Среда № 3 ТПП «Урайнефтегаз»</i> | | | | | | | |
| 7,98 | 210,00 | 5,500 | 5,90 | Раствор NaCl | 30 | 200 | 240 |
| <i>Среда № 4 ТПП «Покачевнефтегаз»</i> | | | | | | | |
| 7,21 | 220,00 | 0,68 | 2,60 | Раствор NaCl + сырая нефть | 60 | 40 | 240 |

Перед началом испытаний в лабораторном автоклаве моделировалась необходимая среда с учетом концентраций углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), и кислорода (O_2). Для создания газовой смеси использовались ПГС с известными концентрациями. Смешение газов происходило непосредственно в автоклаве. Достижение необходимого pH осуществлялось за счет изменения минерализации раствора. После получения необходимых концентраций pH и газов в автоклав подавалось давление при помощи жидкостного насоса. Температура поддерживалась с помощью пропор-

ционального дифференциально-интегрального регулятора с точностью $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Длительность испытания образцов в каждой среде составляла 10 суток.

На рисунках 1–12 представлена микроструктура зоны сварного соединения образцов, испытанных во всех моделированных средах. Полученные данные показывают, что, несмотря на отсутствие антикоррозионного покрытия (разрушено в ходе проведения сварочных работ), на поверхности металла не наблюдается продуктов коррозии. Данный факт свидетельствует о том, что при моделируемых концентрациях необходимо более длительное время проведения испытаний.

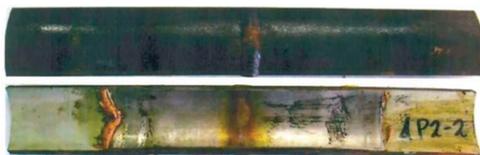


Рис. 1. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 1

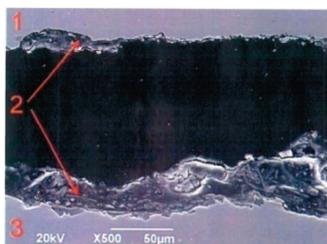


Рис. 2. Среда № 1

1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

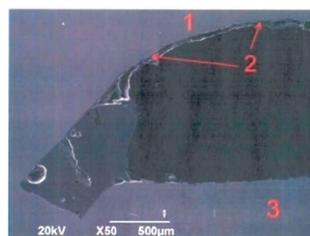


Рис. 3. Среда № 1

1 — металл подкладного кольца;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл трубы



Рис. 4. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 2

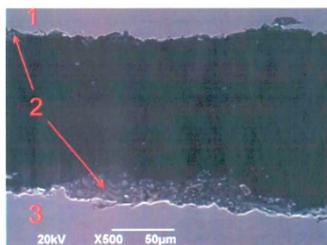


Рис. 5. Среда № 2

1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

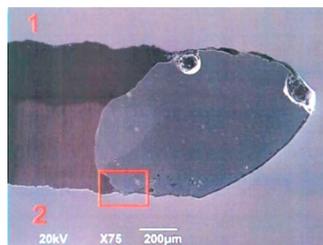


Рис. 6. Среда № 2

1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы

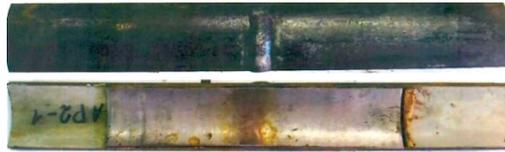


Рис. 7. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 3

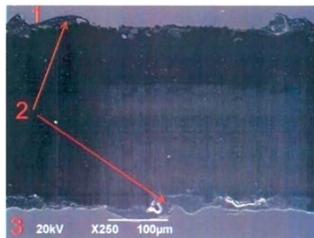


Рис. 8. Среда № 3
1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца



Рис. 9. Среда № 3
1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы



Рис. 10. Внешний вид образцов после выдержки. Среда № 4

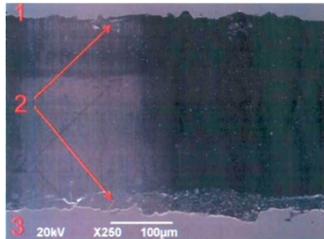


Рис. 11. Среда № 4
1 — металл защитной втулки;
2 — герметизирующий материал;
3 — металл подкладного кольца

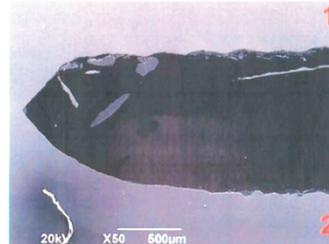


Рис. 12. Среда № 4
1 — металл подкладного кольца;
2 — металл трубы

Выводы

На основании комплексных исследований двух катушек, состоящих из двух сваренных патрубков 159 x 6 и защитной втулки, можно сделать следующие выводы:

1. Конструктивной особенностью исследованной втулки является крайне низкая сила сцепления металла втулки с металлом трубы. Крепление происходит только за счет сил адгезии мастики, нанесенной по торцам втулки. В условиях реальной эксплуатации внутренняя поверхность трубы испытывает значительные сдвиговые нагрузки, связанные как с движением самого флюида (зависит от дебета трубопровода и количества механических примесей в нем), так и с работами технического характера (очистка внутренней поверхности трубы от отложений, диагностика и пр.). Например, при очистке от отложений применяются полиуретано-

вые шары, и при контакте с металлов втулки с большой долей вероятности можно прогнозировать, что существующей адгезионной связи втулка — труба окажется недостаточно, что приведет к отрыву втулки.

2. Материал трубы и подкладного кольца — низколегированная сталь ферритного класса (наиболее близкий аналог — Ст. 20), материал втулки — высоколегированная сталь аустенитного класса (наиболее близкий аналог — 12X18H10). Существенное различие в химическом составе сталей приводит к образованию гальванопары (разность электрохимических потенциалов в 3 %-м р-ре NaCl ~ 170 мВ), что значительно интенсифицирует коррозионные процессы при попадании флюида в зону между втулкой и трубой.

3. При проведении эксперимента в модельной среде (2 % сероводорода + 20 % углекислого газа + 78 % азота при давлении 40 атм., температуре 80 °С) и незащищенных кромках образцов наблюдалось значительное коррозионное разрушение металла трубы, толщина слоя продуктов коррозии составляла 150–200 мкм (скорость коррозии 3,5–5,5 мм/год). Данный эксперимент показал, что при попадании значительного количества транспортируемого флюида в зону между втулкой и трубой скорость коррозии последней увеличивается в несколько раз по сравнению с выдержкой аналогичной стали без металла втулки.

4. При проведении эксперимента в модельной среде, но с защищенными кромками образцов (условия, идентичные эксплуатационным) показано, что слой мастики при контакте со средой разрушается, образуются трещины, и среда попадает в зону между втулкой и трубой, о чем свидетельствуют продукты коррозии толщиной (50–60 мкм). Следовательно, слой мастики не способен предотвратить коррозионное разрушение металла подкладного кольца и сварного соединения.

5. Выдержка втулки в средах, моделирующих эксплуатационные, не привела к образованию продуктов коррозии, поскольку для их образования с учетом невысокой коррозионной активности сред необходимы более длительные выдержки.

6. Исследованная втулка будет выполнять необходимые защитные функции сварного соединения только в случае герметичности мастичного слоя, нанесенного по торцам. Поскольку в процессе эксплуатации мастичный слой разрушается с образованием трещин, транспортируемый флюид будет попадать в пространство между втулкой и трубой, а наличие гальванопары (связанное с применением в качестве материала втулки высоколегированной стали аустенитного класса) приведет к образованию продуктов коррозии. Также ввиду крайне низкой силы сцепления втулки с трубой проведение работ по очистке трубопровода от отложений либо диагностики может привести к сдвигу втулки.

Библиографический список

1. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири / А. В. Иоффе [и др.] // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2010. – № 4 (14). – С. 50–53.
2. Мустафин Ф. М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf.
3. Kermani M. B., Morshed A. Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production—A Compendium // Corrosion. – 2003. – Vol. 59, №. 8. – P. 659–683.

Сведения об авторах

Галикеев Руслан Маратович, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, заместитель директора Технополиса, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89097411101, e-mail: galikeyvrm@tyuiu.ru

Тайчинов Радик Рамилевич, главный инженер, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545168, e-mail: TaychinovRR@yandex.ru

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru

Information about the authors

Galikeyev R. M., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Wells, Deputy Director of Technopolis, Industrial University of Tyumen, phone: 89097411101, e-mail: galikeyvrm@tyuiu.ru

Taychinov R. R., Chief Engineer, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545168, e-mail: TaychinovRR@yandex.ru

Grachev S. I., Doctor of Engineering, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru