

Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга

Вторенко Е.А., Валекжанин И.В., Латыпов О.А., Хакимов А.М.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

ea_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Коррозия (самопроизвольное разрушение) металлов возникает в результате перехода их составных элементов в состояние соединения с веществами окружающей среды. Коррозия представляет серьезную проблему, которая влечет значительные экономические потери и требует постоянного внимания и исследований для разработки эффективных методов борьбы с ней. По данным компании «Роснефть» на 2023 год отказы насосно-компрессорного оборудования по причине коррозии занимают 2-е место после отказов, связанных с накоплением в добываемой продукции механических примесей. Для уменьшения негативного влияния коррозионной среды необходимо определять точные показатели скорости коррозии. В статье предложен новый способ установки образцов-свидетелей, который позволяет учитывать кинетические особенности протекания коррозии на глубинно-насосном оборудовании. На практическом примере рассмотрена важность определения скорости локальной коррозии и предложены методы измерения глубин локальных повреждений.

Материалы и методы

Статистические данные отказов глубинно-насосного оборудования, гравиметрический метод измерения скорости коррозии, метод двойной фокусировки.

Ключевые слова

осложнения при добыче нефти, коррозия, коррозионный мониторинг, локальная коррозия, насосно-компрессорные трубы, образцы-свидетели коррозии, коррозионный расход

Для цитирования

Вторенко Е.А., Валекжанин И.В., Латыпов О.А., Хакимов А.М. Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44

Поступила в редакцию: 29.05.2024

CORROSION

UDC 620.193 | Original Paper

Determination of the rate of local corrosion of tubing as a necessary element of corrosion monitoring

Vtorenko E.A., Valekzhanin I.V., Latypov O.A., Khakimov A.M.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

ea_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

Abstract

Corrosion (spontaneous destruction) of metals occurs as a result of the transition of their constituent elements into a state of connection with environmental substances. Corrosion is a serious problem that entails significant economic losses and requires constant attention and research to develop effective methods to combat it. According to Rosneft, in 2023, failures of pumping and compressor equipment due to corrosion occupy the 2nd place after failures associated with the accumulation of mechanical impurities in the extracted products. To reduce the negative impact of the corrosive environment, it is necessary to determine the exact corrosion rates. The article proposes a new method for installing witness samples, which allows taking into account the kinetic features of corrosion on deep-pumping equipment. Using a practical example, the importance of determining the rate of local corrosion is considered and methods for measuring the depths of local damage are proposed.

Materials and methods

Statistical data on failures of deep-pumping equipment, gravimetric method for measuring corrosion rate, double focusing method.

Keywords

complications in oil production, corrosion, corrosion monitoring, local corrosion, tubing, corrosion witness samples, corrosion consumption

For citation

Vtorenko E.A., Valekzhanin I.V., Latypov O.A., Khakimov A.M. Determination of the rate of local corrosion of tubing as a necessary element of corrosion monitoring. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 40–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44

Received: 29.05.2024

При эксплуатации нефтяных месторождений возникает множество различных проблем и препятствий, которые осложняют процесс добычи нефти. Выделяют 10 основных видов осложняющих факторов [1; 2]:

1. отложения неорганических солей;
2. коррозионная агрессивность добываемой продукции;
3. эрозионная агрессивность;
4. наличие в добываемой продукции механических примесей;
5. образование асфальтосмолопарафиновых отложений;
6. образование газогидратных отложений;
7. образование высоковязких эмульсий;
8. высокая вязкость добываемой нефти;
9. высокие значения температуры пласта;
10. высокий газовый фактор.

По данным об отказах глубинно-насосного оборудования (ГНО) ПАО «НК «Роснефть» на 2023 год, выявлено, что одним из главных факторов, осложняющих добычу нефти, является коррозия. Коррозионный фактор составил 23 % от всего числа отказов в 2023 году (рис. 1). Если рассматривать общий фонд скважин, то доля скважин, осложненных коррозией на январь 2024 года, составляет также 23 % (рис. 2).

Коррозионная агрессивность добываемой продукции обусловлена присутствием минерализованной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов: CO_2 , H_2S и O_2 . Для большинства нефтегазовых месторождений России преобладающим коррозионным агентом является углекислый газ, поэтому коррозия внутрискважинного оборудования протекает по углекислотному механизму, проявляясь в виде язв и свищей [3].

Чаще всего проявление коррозии наблюдается на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ). В результате нарушается их герметичность, что приводит к дорогостоящим преждевременным подземным ремонтам, замене оборудования, вышедшего из строя, а также к экологическому ущербу [4]. Поэтому важно регулярно проводить коррозионный мониторинг, позволяющий определять точные показатели скорости коррозии, и по полученным результатам реализовывать мероприятия для уменьшения негативного влияния коррозионной среды.

Преобладающим средством коррозионного мониторинга являются образцы-свидетели (ОС) коррозии, с помощью которых определяется скорость общей коррозии или коррозионный расход по потере массы образцов [5]. Данный метод называется весовым или гравиметрическим и реализуется в соответствии с ГОСТ 9.506–87, ГОСТ 9.502–82 и ГОСТ Р 9.905–2007.

Для расчета коррозионного расхода (КР, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$) используется формула (1):

$$КР = \frac{m_1 - m_2}{S\tau}, \quad (1)$$



Рис. 1. Отказы ГНО в Компании по причине осложняющих факторов в 2023 г.

Fig. 1. Failures of deep-pumping equipment in the Company due to complicating factors in 2023

где m_1 и m_2 — вес ОС до и после экспозиции, г; S — рабочая (контактирующая с коррозионной средой) площадь ОС, м^2 ; τ — время экспозиции, ч.

КР часто пересчитывают в глубинный показатель скорости коррозии [мм/год] (2):

$$V = КР \times \frac{8760 \times 10^{-3}}{\rho_M}, \quad (2)$$

где ρ_M — плотность металла, $\text{г}/\text{см}^3$ (справочная величина); 8760 — количество часов в году, ч.

Стоит отметить, что такой пересчет правомерно осуществлять только в том случае, если коррозионные повреждения являются одинаковыми по всей площади ОС, чего практически никогда не наблюдается.

Существует два наиболее распространенных типа ОС коррозии: пластинчатые (рис. 3а) и цилиндрические (рис. 3б). Их устанавливают в фонтанную арматуру скважины с применением узлов контроля коррозии (УКК) (рис. 4). Такой способ размещения достаточно прост в реализации и не требует остановки работы скважинного оборудования.

На рисунке 5 представлены зависимости температуры, давления и скорости газожидкостной смеси (ГЖС) от глубины скважины одного из месторождений. Видно, что термобарические условия от устья до забоя скважины различны, значит, и скорость коррозии будет различна на разных участках НКТ. Путем моделирования по методике, основанной на модели Де Ваарда-Лотца-Дагстада, было получено распределение скорости коррозии по глубине данной скважины (рис. 6).

На рисунке 7 приведена статистика по коррозионным отказам ГНО одного из обществ Группы ПАО «НК «Роснефть»: отказы по причине коррозии происходили на разных интервалах глубины скважины,

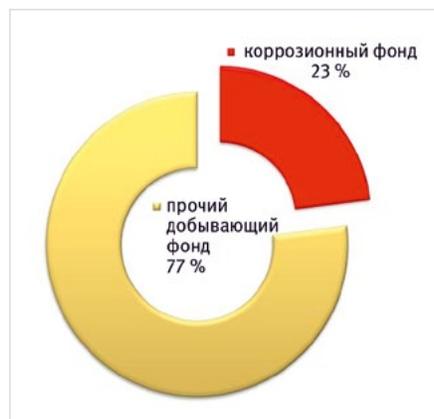


Рис. 2. Доля осложненных коррозией скважин в январе 2024 г.

Fig. 2. The proportion of wells complicated by corrosion in January 2024

значительный процент отказов наблюдался на глубине 100–1000 м.

Исходя из этого можно утверждать, что коррозионный мониторинг с установкой ОС коррозии на устье не всегда покажет действительные значения скорости коррозии подземного скважинного оборудования. Целесообразнее их устанавливать на разных участках подвески НКТ. Данное предположение легло в основу разработанного метода установки ОС. В качестве ОС коррозии используются кольца, изготовленные из новых НКТ, применяемых на объекте исследования. С целью идентификации образцов производится их клеймение. Для того чтобы предотвратить протекание щелевой коррозии в зазорах между внешней стороной ОС и муфтой и получить более достоверные

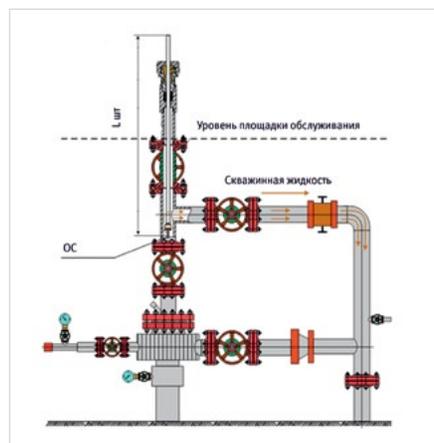


Рис. 4. Место установки ОС в фонтанной арматуре

Fig. 4. The place of installation of witness samples in the fountain fittings



Рис. 3. Типы ОС, устанавливаемых в УКК: а — пластинчатый, б — цилиндрический

Fig. 3. Types of witness samples installed in corrosion control units: a — plate, b — cylindrical

результаты по протеканию коррозии на внутренней поверхности ОС, на внешнюю сторону и торец наносится защитное покрытие (порошковая краска). На рисунке 8 показаны два ОС: с покрытием (нижнее) и без покрытия (верхнее). На рисунке 9 изображена принципиальная схема расположения колец: в нижней, средней и верхней частях подвески НКТ. Конкретное место установки выбирается с учетом предыдущего анализа коррозионного повреждения НКТ (мест повреждений НКТ).

В каждой выбранной части подвески НКТ устанавливается по одному ОС коррозии. Монтаж производят во внутреннюю полость соединительной муфты НКТ, в зазорах между соседними НКТ. Установка и снятие осуществляются в процессе текущего или капитального ремонта скважины. Продолжительность замера скорости коррозии для каждого ОС отсчитывают с момента запуска скважины в работу после завершения ремонта до момента остановки скважины на текущий или капитальный ремонт; при этом экспозиция должна быть не менее 21 суток. Используя данный метод размещения ОС, можно выявить действительные скорости коррозии на исследуемых участках, что позволяет оптимизировать

подачу химического реагента и увеличить наработку ГНО скважин. Однако в отличие от способа установки УКК на фонтанную арматуру предложенный способ сложнее в реализации, так как для установки и снятия образцов необходимо поднимать и опускать всю подвеску НКТ.

Стоит отметить, что во время экспозиции ОС на скважине запрещается проведение соляно-кислотных обработок, а также спуск скребков/шаблонов. В случае выполнения данных работ результаты испытаний аннулируются, так как эти работы повлияют на определение значений фоновых скоростей коррозии. Ниже приведен пример практического применения изложенного метода.

На рисунке 10 представлены ОС до экспозиции, использованные для определения скорости коррозии на добывающей скважине одного из обществ Группы ПАО «НК «Роснефть». ОС были выполнены из той же стали, что и новые НКТ. В данном случае использовалась марка стали 32Г1А. Поверхность образцов подготовили в соответствии с ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний». Образцы были расположены в трех интервалах подвески НКТ скважины: ОС № 685 — 138 м

от устья, ОС № 684 — 464 м от устья, ОС № 683 — 1 570 м от устья. Время экспозиции составило 240 суток. На рисунке 11 показан внешний вид ОС после экспозиции.

По результатам гравиметрической оценки скоростей коррозии были получены следующие значения:

- на глубине 138 м от устья — 0,0181 мм/год;
- на глубине 464 м от устья — 0,0089 мм/год;
- на глубине 1 570 м от устья — 0,0107 мм/год.

Полученные значения скорости общей коррозии для всех образцов не превышают норматив Компании (не более 0,1 мм/год).

Далее производилось исследование наличия локальной коррозии. Для каждого образца в соответствии с ГОСТ 9.908-85 с помощью инвертированного микроскопа «Альтами» путем измерения расстояния между поверхностью ОС и дном питтинга (метод двойной фокусировки) были определены максимальные глубины локальных коррозионных повреждений. Характерные микроснимки внутренней поверхности ОС приведены на рисунке 12.

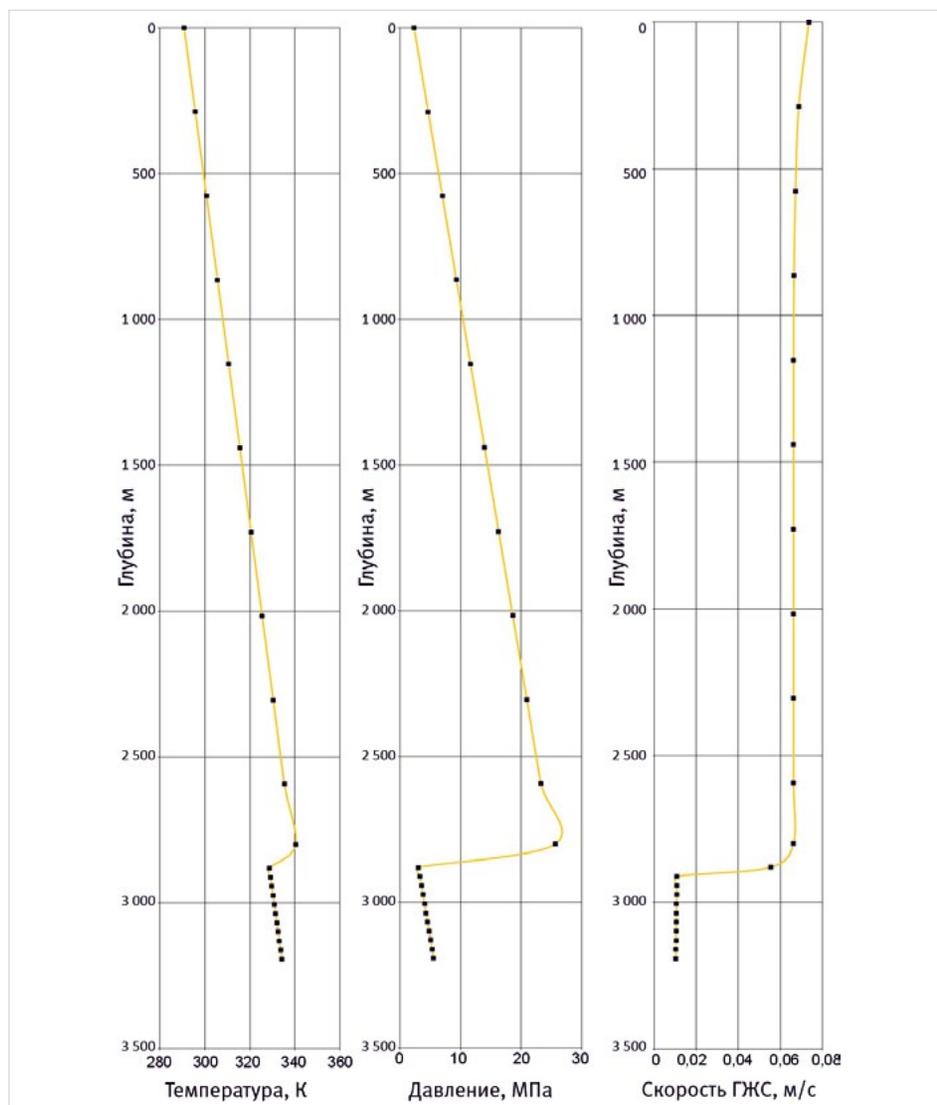


Рис. 5. Пример расчета зависимости температуры, давления и скорости газожидкостной смеси от глубины скважины
Fig. 5. An example of calculating the dependence of temperature, pressure and velocity of a gas-liquid mixture on the depth of the well

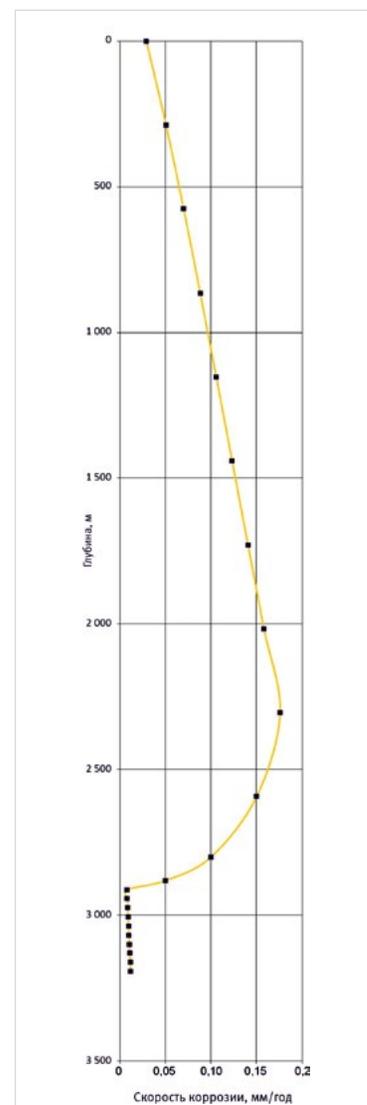


Рис. 6. Пример возможного распределения скорости коррозии по глубине скважины
Fig. 6. An example of a possible distribution of the corrosion rate over the depth of the well

Расчет максимальной скорости локальной коррозии проводится по формуле (3):

$$\text{МСЛК} = \frac{\text{МГ} \times 365}{\tau} \quad (3)$$

где МСЛК — максимальная скорость локальной коррозии, мм/год; МГ — максимальная глубина локального коррозионного повреждения, измеренная методом двойной фокусировки, мм; τ — время экспозиции ОС в скважине, сут.; 365 — количество дней в году.

Максимальную глубину проникновения питтинговой коррозии находят как среднее арифметическое измерений наиболее глубоких питтингов в зависимости от их количества (n) на поверхности: при $n < 10$ измеряют 1–2 питтинга, при $n < 20$ — 3–4 питтинга, при $n > 20$ — 5 питтингов [6].

С использованием метода двойной фокусировки были получены следующие значения МСЛК:

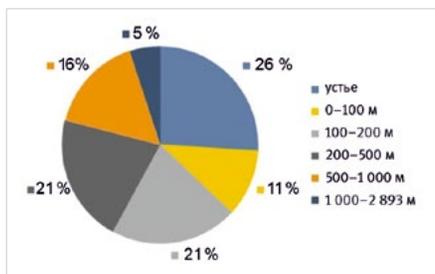


Рис. 7. Распределение отказов по причине коррозионного разрушения по глубине скважины

Fig. 7. Distribution of failures due to corrosion failure in the depth of the well



Рис. 8. Внешний вид ОС

Fig. 8. Appearance of the witness samples



Рис. 10. Внешний вид ОС до экспозиции

Fig. 10. The appearance of the samples before exposure

- на глубине 138 м от устья — 0,310 мм/год;
 - на глубине 464 м от устья — 0,222 мм/год;
 - на глубине 1 570 м от устья — 0,143 мм/год.
- Во всех трех образцах скорость локальной коррозии превышает скорость общей коррозии в 8–17 раз, а также превышает

значение 0,1 мм/год. Однако в нормативной документации говорится, что следует сравнивать только общую скорость коррозии с показателем в 0,1 мм/год. Тем не менее зачастую локальная коррозия приводит к негативным последствиям и осложняет добычу нефти.

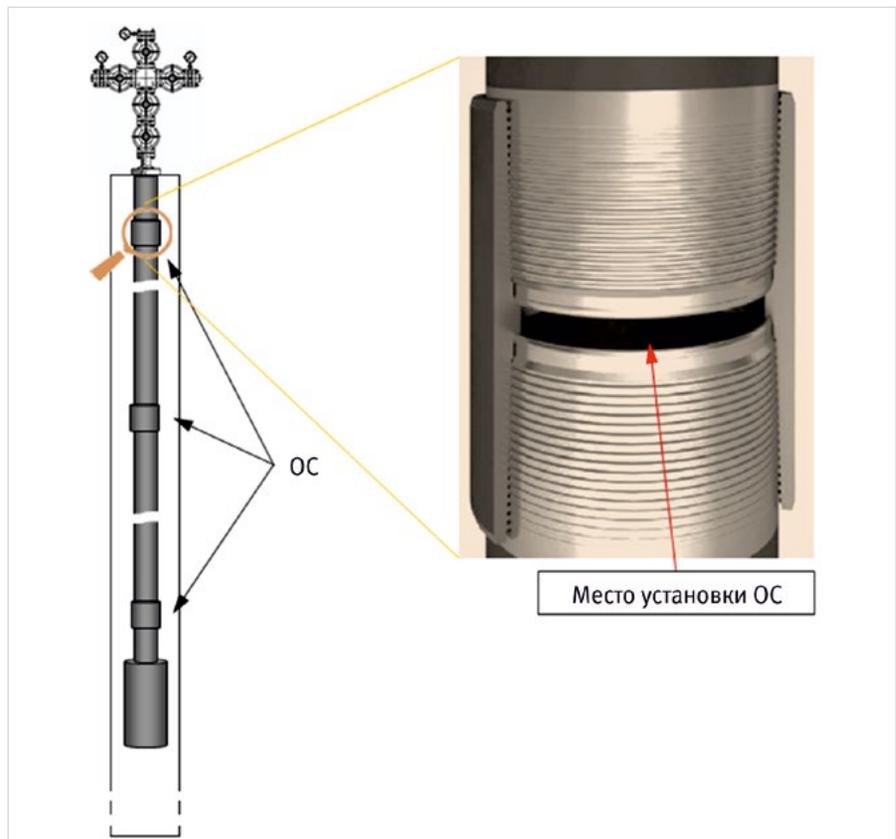


Рис. 9. Схема расположения ОС на НКТ

Fig. 9. The layout of the witness samples on the tubing

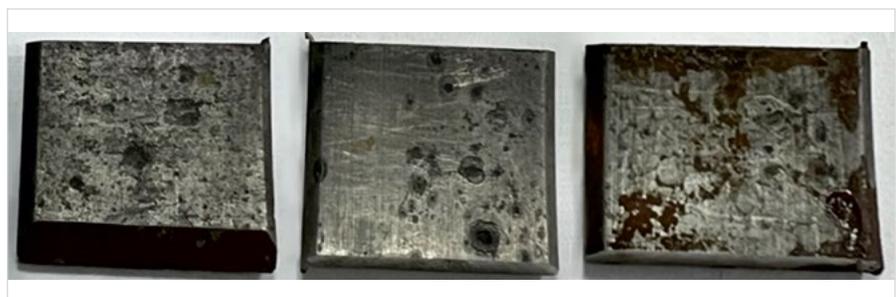


Рис. 11. Внешний вид внутренней поверхности ОС после экспозиции

Fig. 11. The appearance of the inner surface of the samples after exposure

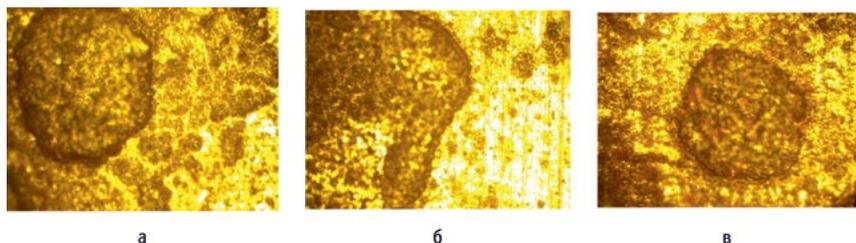


Рис. 12. Микроснимки внутренней поверхности ОС: а — глубина 94 мкм, ОС № 683, 1 570 м от устья; б — глубина 146 мкм, ОС № 684, 464 м от устья; в — глубина 204 мкм, ОС № 685, 138 м от устья

Fig. 12. Micrographs of the inner surface of the samples: а — depth 94 microns, witness samples № 683, 1 570 m from the mouth; б — depth 146 microns, witness samples № 684, 464 m from the mouth; в — depth 204 microns, witness samples № 685, 138 m from the mouth

Исходя из этого можно утверждать, что необходимо вводить нормативные значения для локальной коррозии.

Итоги

Обобщая вышесказанное, можно констатировать, что коррозионный мониторинг с установкой ОС коррозии на устье имеет недостатки: не учитываются термобарические условия по всей глубине скважины, следовательно, значения, полученные данным способом, будут недействительными для подземного скважинного оборудования. Это доказывает приведенный пример из практики: на ОС, установленных на разных участках подвески НКТ, протекали локальные коррозионные процессы с различными скоростями, что доказывает кинетическое различие по глубине скважины. Поэтому замер скорости коррозии предложенным методом имеет преимущества перед установкой образцов на устье.

Полученные значения скорости общей коррозии входят в норматив 0,1 мм/год. При этом максимальная скорость локальной коррозии намного выше этого предела, поэтому необходимо пересмотреть имеющуюся нормативную документацию: внести корректировки в существующую или создать

новую, учитывающую скорость локальной коррозии.

Выводы

1. Коррозия — один из основных осложняющих факторов, приводящих к преждевременным отказам погружного оборудования.
2. Гравиметрический метод определяет только скорость общей коррозии, поэтому не стоит ограничиваться только применением данного метода, если в системе имеются локальные коррозионные разрушения.
3. Предложенный метод определения скорости коррозии учитывает кинетические особенности протекания коррозионных процессов и позволяет определить действительные значения скоростей коррозии на разных участках НКТ.
4. Скорость общей коррозии может в десятки раз отличаться от скорости локальной коррозии, поэтому замером скорости локальной коррозии нельзя пренебрегать.

Литература

1. Насыров А.М. Управление осложнениями в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5. С. 16–17.

2. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В.В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. 2021. Т. 26. № 2. С. 7–26.
3. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Маркин И.А., Пресняков А.Ю. Локальная коррозия: расчет в нефтепромысловых условиях (по данным весовых измерений) // Практика противокоррозионной защиты. 2021. Т. 26. № 1. С. 28–40.
4. Баранов А.Н., Гусева Е.А., Красноперов А.Н., Победаш А.С., Юдин А.Н. Исследование коррозионных процессов в производстве алюминия и разработка новых методов защиты металлов // Известия высших учебных заведений. Цветная металлургия. 2008. № 4. С. 10.
5. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2022. 296 с.
6. ГОСТ 9.905-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.

ENGLISH

Results

Summarizing the above, it can be stated that corrosion monitoring with the installation of corrosion witness samples at the mouth has disadvantages: thermobaric conditions are not taken into account throughout the depth of the well, therefore, the values obtained by this method will be invalid for underground well equipment. This is proved by the given example from practice: local corrosion processes took place at different speeds on samples installed on different sections of the suspension of tubing, which proves the kinetic difference in the depth of the well. Therefore, measuring the corrosion rate by the proposed method has advantages over installing samples at the mouth.

The obtained values of the general corrosion rate are included in the standard of 0,1 mm/year. At the same time, the maximum rate of local corrosion is much higher than this limit, so it is necessary to review the existing regulatory documentation: make adjustments or create a new

one that takes into account the rate of local corrosion.

Conclusions

1. Corrosion is one of the main complicating factors leading to premature failures of submersible equipment.
2. The gravimetric method determines only the rate of general corrosion, so you should not limit yourself to using this method only if there are local corrosion failures in the system.
3. The proposed method for determining the corrosion rate takes into account the kinetic features of the course of corrosion processes and allows you to determine the actual values of corrosion rates in different sections of tubing.
4. The rate of general corrosion may differ tenfold from the rate of local corrosion, so measuring the rate of local corrosion should not be neglected.

References

1. Nasyrov A.M. Management of complications in oil production. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, P. 14–15. (In Russ).
2. Tkacheva V.E., Markin A.N., Kshnyakin D.V., Maltsev D.I., Nosov V.V. Corrosion of downhole equipment in hydrogen sulfur-containing environments. Anticorrosive protection practice, 2021, Vol. 26, issue 2, P. 7–26. (In Russ).
3. Tkacheva V.E., Markin A.N. Markin I.A.,

- Presnyakov A.Yu. Local corrosion: calculation in oil field conditions (according to weight measurements). Anticorrosive protection practice, 2021, Vol. 26, issue 1, P. 28–39. (In Russ).
4. Baranov A.N., Guseva E.A., Pobedash A.S., Yudin A.N., Krasnoperov A.N. Investigation of corrosion processes in aluminum production and development of new methods of protection of metals. Russian journal of non-ferrous metals, 2008,

- issue 4, P. 10. (In Russ).
5. Tkacheva V.E., Markin A.N. Local CO₂ corrosion of oilfield equipment. Ufa: PH-BashNIPIneft, 2022, 296 p. (In Russ).
6. GOST 9.905-85. A unified system of protection against corrosion and aging. Methods for determining the indicators of corrosion and corrosion resistance. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вторенко Екатерина Андреевна, специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: ea_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

Валекжанин Илья Владимирович, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Латыпов Оскар Азатович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хакимов Азамат Маликович, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Vtorenko Ekaterina Andreevna, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: ea_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

Valekzhanin Ilya Vladimirovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Latypov Oscar Azatovich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khakimov Azamat Malikovich, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia