

УДК 620.193.4

**КОНТРОЛЬ КОРРОЗИИ КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ
БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СРЕДЫ**

**CORROSION CONTROL AS A METHOD OF IMPROVING THE
SAFETY OF PIPELINES TRANSPORTING HYDROGEN SULFUR
CONTAINING OIL AND GAS MEDIA**

Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, Н.А. Конькова, И.В. Ефремов

**Оренбургский государственный университет, г. Оренбург,
Российская Федерация**

Хафизов Ф.Ш.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

**Rinat F. Mambetov, Vladimir M. Kushnarenko, Nadezhda A. Konkova,
Igor V. Efremov**

Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

Fanil Sh. Khafizov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

e-mail: mambetov.rf@mail.ru

Аннотация. В статье представлены результаты коррозионного мониторинга как метода повышения безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, который подразумевает установку узлов контроля коррозии с образцами-свидетелями на участках до и после подачи ингибитора коррозии. Для

определения скорости коррозии использовали кассеты с образцами цилиндрической формы и плоские образцы-свидетели из стали 20. Получены данные коррозионного мониторинга максимальной скорости коррозии по узлам контроля коррозии.

Результаты анализа используются для выработки стратегии применения противокоррозионных мероприятий, подтверждения эффективности применяемых мер защиты, разработки прогноза развития коррозионной ситуации на сероводородсодержащих месторождениях. Представлены показания манометрического датчика водорода «Монитор-МДВ» для контроля потока водорода через кристаллическую решетку металла путем регистрации давления, возникающего в полости датчика при проникновении водорода через стенку металла. Представлена защитная эффективность реагентов, применяемых для защиты от коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения.

Abstract. The article presents the results of corrosion monitoring as a method for improving the safety of pipelines transporting hydrogen sulfide-containing oil and gas environments, which involves the installation of corrosion control units with witness samples in the areas before and after the supply of the corrosion inhibitor. To determine the rate of corrosion, cassettes with cylindrical samples and flat witness samples made of steel 20 were used. Corrosion monitoring data of maximum corrosion rate obtained by corrosion control units.

The analysis results are used to develop a strategy for applying anti-corrosion measures, confirm the applied protection measures effectiveness and develop a corrosion situation forecast in hydrogen sulfide-containing fields. The readings of the hydrogen pressure gauge are presented «Монитор-МДВ» to control the hydrogen flow through a metal crystal lattice, by registering the pressure, occurs in the sensor cavity when hydrogen penetrates through the metal wall. The reagents protective efficiency used for corrosion protection of pipelines at hydrogen sulfide-containing field is presented.

Ключевые слова: коррозионный мониторинг; трубопровод; коррозия; узлы контроля коррозии; ингибитор коррозии; сероводородная коррозия; солевой состав; манометрический датчик водорода; сероводородное растрескивание под напряжением; водородно-индуцируемое растрескивание

Key words: corrosion monitoring; pipeline; corrosion; corrosion control units; corrosion inhibitor; hydrogen sulfide corrosion; salt composition; hydrogen pressure gauge; hydrogen sulfide stress cracking; hydrogen-induced cracking

Коррозионный мониторинг является эффективным средством прогнозирования сроков службы и обеспечения целостности оборудования и трубопроводов – важной составной части инфраструктуры месторождения. Добыча и подготовка нефти и газа являются отраслью, уникальной в коррозионном отношении. Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить безопасную эксплуатацию нефтепромыслового оборудования и трубопроводов [1–4].

Основной причиной нарушения целостности промышленных трубопроводов является их коррозионный износ вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. Водная фаза промышленных сред, как правило, характеризуется высокой коррозионной агрессивностью. Основной причиной этого является наличие в ее составе растворенных коррозионно-агрессивных компонентов: углекислого газа, кислорода, сероводорода, механических примесей и микроорганизмов. Эти компоненты являются основными факторами риска коррозии промышленных трубопроводов.

Существуют и другие факторы риска коррозии трубопроводов – режим транспортирования, температура, состояние поверхности металла трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость

коррозии – в некоторых случаях они могут снижать или повышать ее. Но независимо от этого принципиальная возможность и опасность коррозии промышленных трубопроводов определяются наличием в составе транспортируемых по ним сред водной фазы. Можно с большой степенью уверенности сказать, что если в составе транспортируемой продукции присутствует вода, то металл трубопровода будет корродировать. Избежать этого можно только путем применения контроля коррозии и антикоррозионных мероприятий.

Основной задачей обеспечения целостности нефтепромысловых трубопроводов, по определению, является недопущение аварий в течение срока эксплуатации месторождения под действием перечисленных выше факторов. Для уменьшения их влияния разрабатываются и реализуются различные антикоррозионные мероприятия. Если эти мероприятия правильно разработаны и регулярно выполняются, то их результативность выразится в безаварийной эксплуатации. Однако само по себе отсутствие аварий в течение какого-то, даже длительного, времени не может быть гарантией того, что мероприятия достаточно эффективны, и коррозионные процессы идут достаточно медленно, чтобы трубопровод эксплуатировался в таком же безаварийном режиме весь заложенный проектом срок.

Основной причиной нарушения целостности промышленных трубопроводов является их коррозионный износ вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. В подавляющем большинстве случаев коррозия промышленных трубопроводов протекает по электрохимическому механизму, что возможно только при условии, когда их металл контактирует с водными минерализованными средами.

Для того, чтобы спрогнозировать результативность антикоррозионных мероприятий до того, как будут зафиксированы первые аварии, необходимы более оперативные меры по оценке их текущей

эффективности. Одним из принципиально возможных вариантов такой оценки является коррозионный контроль или мониторинг.

Коррозионный контроль или мониторинг направлен на получение достоверной оценки коррозионной ситуации в контролируемой системе всеми доступными средствами: с помощью оценки коррозионной активности изучаемой среды в лабораторных условиях; сбора, регистрации и систематизации данных по многим факторам, оказывающим влияние на коррозию и в конечном счете на техническое состояние контролируемого объекта или всей системы нефтедобычи.

Организация мониторинга коррозии зависит от строения трубопроводной системы и отличается для линейных и разветвленных систем (таблица 1).

Для линейных систем в большинстве случаев контролируемые участки – это конечный участок трубопровода, и минимум одна точка на участке с повышенной скоростью коррозии.

В разветвленных трубопроводных системах выделяется основное направление, наиболее протяженное для данной системы.

В связи с большой суммарной протяженностью трубопроводов боковых ответвлений оснащение узлами контроля всех их критических участков требует значительных капитальных затрат, поэтому точки контроля рекомендуется устанавливать на наиболее ответственных участках. Точки, в которых важно контролировать остаточное содержание ингибитора, должны находиться на максимальном удалении от точек ввода ингибитора.

Неотъемлемой частью повышения безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, является коррозионный мониторинг, который подразумевает установку узлов контроля коррозии (УКК) с образцами-свидетелями на участках до подачи ингибитора коррозии и после (рисунки 1, 2).

Таблица 1. Перечень трубопроводов, включенных в программу по мониторингу скорости коррозии

№ п/п	Назначение трубопровода	Диаметр D, мм	Толщина стенки, мм	№ УКК
1	Нефтесборный коллектор	325	16	1
2	Нефтесборный коллектор	168	10	13
3	Нефтесборный коллектор	219	12	14
4	Нефтесборный коллектор	325	14	15
5	Нефтесборный коллектор	219	12	16
6	Нефтесборный коллектор	168	12	17
7	Нефтесборный коллектор	168	10	18
8	Нефтесборный коллектор	168	12	19
9	Нефтесборный коллектор	219	12	20
10	Нефтесборный коллектор	325	14	21
11	Водовод	168	20	22
12	Нефтесборный коллектор	168	12	23
13	Нефтесборный коллектор	219	16	24
14	Нефтесборный коллектор	168	12	25
15	Водовод	114	10	29
16	Нефтесборный коллектор	426	14	30
17	Нефтесборный коллектор	168	10	32
18	Нефтесборный коллектор	219	12	35
19	Нефтесборный коллектор	219	12	36
20	Нефтесборный коллектор	325	16	39
21	Нефтесборный коллектор	168	10	40
22	Водовод	219	8	47
23	Система ППД	168	16	48
24	Система ППД	168	16	49
25	Нефтесборный коллектор	219	12	50
26	Водовод	114	11	52
27	Водовод	219	8	53
28	Водовод	219	8	54
29	Нефтесборный коллектор	219	12	58



Рисунок 1. Установка узлов контроля коррозии (УКК)

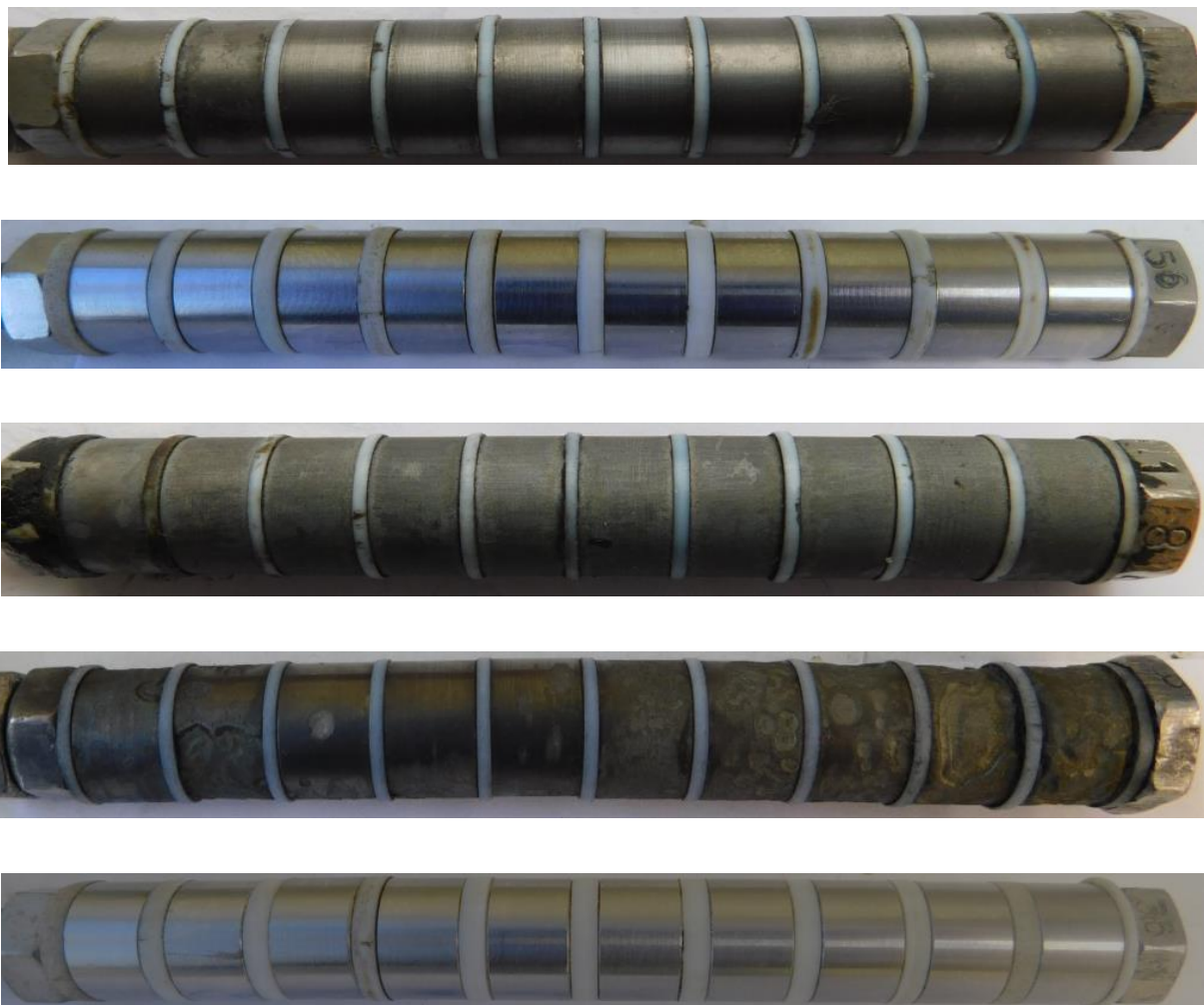


Рисунок 2. Образцы-свидетели по коррозионному воздействию

Для определения скорости коррозии использовали кассеты с десятью изолированными образцами цилиндрической формы из стали 20 высотой 9 мм, диаметром 14 мм, шероховатостью поверхности не более Ra 1,25 и плоские образцы-свидетели из стали 20 (размеры: длина 76,3 мм; ширина 12,8 мм и толщина 1,7 мм).

Ранжирование зон коррозионной опасности подземных трубопроводов в зависимости от скорости коррозии проведено согласно СТО Газпром 9.0-001-2009 [5] и представлено в таблице 2.

Таблица 2. Ранжирование зон коррозионной опасности трубопроводов

Степень коррозионной опасности	Скорость коррозии, мм/год
Высокая	более 0,3
Повышенная	от 0,1 до 0,3
Умеренная	менее 0,1

Согласно полученным результатам коррозионного мониторинга за 2019 г., степень коррозионной опасности на всех УКК «Умеренная» (таблица 3, рисунок 3).

Согласно полученным данным коррозионного мониторинга, максимальной скорости коррозии по УКК в 2015–2019 гг. степень коррозионной опасности отдельных участков трубопроводов сероводородсодержащего месторождения определяется как «Повышенная» и «Умеренная» (рисунок 4).

Анализ результатов мониторинга коррозии трубопроводов имеет целью установление вида и причин коррозии, выделение подверженных аномальной коррозии участков трубопроводной сети, определение изменений в составе транспортируемых сред.

Результаты анализа используются для выработки стратегии применения противокоррозионных мероприятий, подтверждения эффективности применяемых мер защиты, разработки прогноза развития коррозионной ситуации на сероводородсодержащих месторождениях.

Таблица 3. Сводные данные мониторинга максимальной скорости коррозии по УКК сероводородсодержащего месторождения за 2019 г.

№ п/п	Диаметр D, мм	№ УКК	Скорость коррозии, мм/год	Степень коррозионной опасности	CO ₂ , %	CO ₂ , мг/л	H ₂ S, %	H ₂ S, мг/м ³	Температура потока t _{пот.} , °С
1	325	1	0,0131	Умеренная	0,1	73,6	3	45900	20
2	168	13	0,0107	Умеренная	0,1	73,6	4	61200	21
3	219	14	0,0188	Умеренная	0	0	5	76500	19
4	325	15	0,0111	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	23
5	219	16	0,0154	Умеренная	0	0	4	61200	21
6	168	17	0,0151	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	20
7	168	18	0,0161	Умеренная	0	0	7	107100	24
8	168	19	0,0117	Умеренная	0	0	6	91800	20
9	219	20	0,0127	Умеренная	0,1	73,6	8	122400	21
10	325	21	0,0184	Умеренная	0	0	8	122400	19
11	168	22	0,0580	Умеренная	0	0	6	91800	18
12	168	23	0,0224	Умеренная	0	0	5	76500	20
13	219	24	0,0147	Умеренная	0,1	73,6	7	107100	21
14	168	25	0,0248	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	23
15	114	29	0,0291	Умеренная	0	0	0,016	250	26
16	416	30	0,0147	Умеренная	0	0	6	91800	21
17	168	32	0,0188	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	22
18	219	35	0,0825	Умеренная	0,1	36,8	0,016	250	27
19	219	36	0,0932	Умеренная	0	0	0,013	200	23
20	325	39	0,0134	Умеренная	1,0	693,5	4	61200	25
21	168	40	0,0101	Умеренная	1,0	693,5	7	107100	23
22	219	47	0,0222	Умеренная	0	0	6	91800	24
23	168	48	0,0179	Умеренная	0,5	1387,1	5	76500	20
24	168	49	0,0253	Умеренная	0,1	277,4	3	45900	22
25	219	50	0,0131	Умеренная	0,5	546,2	6	91800	20
26	114	52	0,0161	Умеренная	0	0	4	61200	19
27	219	53	0,0463	Умеренная	0,1	6,9	6	91800	22
28	219	54	0,0636	Умеренная	0,5	34,7	5	76500	–
29	219	58	0,0716	Умеренная	0,5	36,8	1	15300	–



Рисунок 3. Ранжирование мониторинга максимальной скорости коррозии по УКК трубопроводов сероводородсодержащего месторождения за 2019 г.

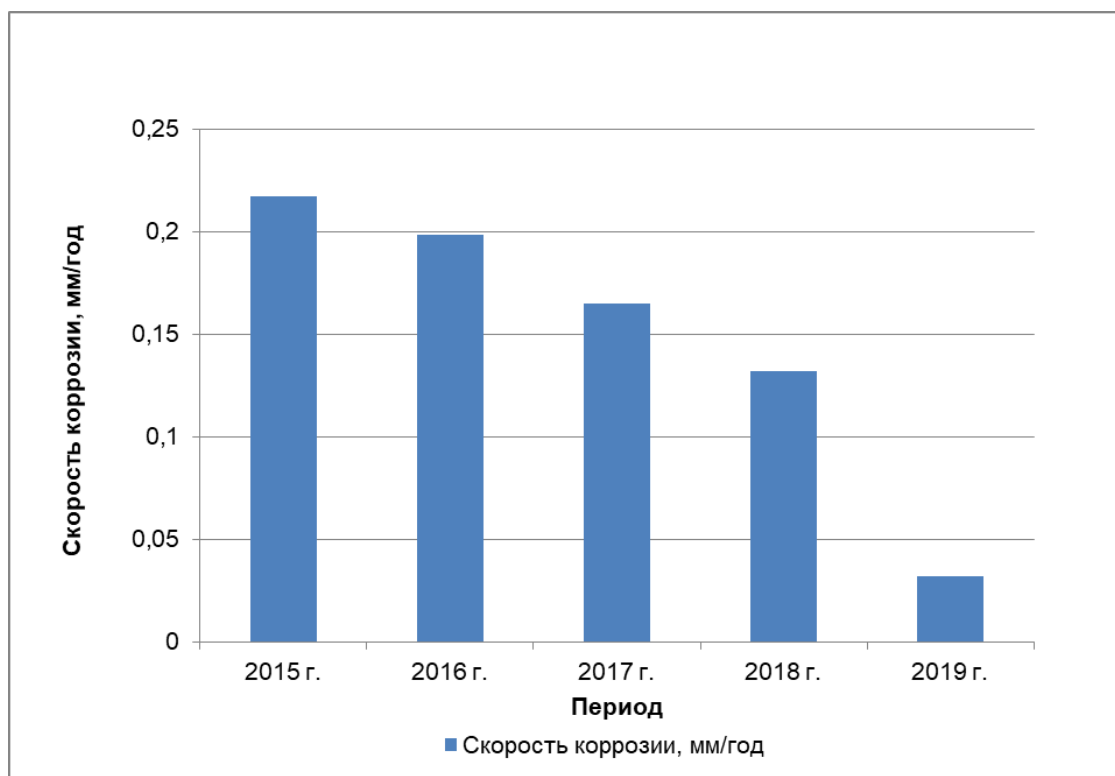


Рисунок 4. Ранжирование мониторинга максимальной скорости коррозии по УКК трубопроводов сероводородсодержащего месторождения за 2015–2019 гг.

В таблице 4 представлены результаты ранжирования (УКК) по кинетике протекания коррозии в зависимости от парциальных давлений углекислого газа и сероводорода, согласно полученным результатам в отчётный период (2019 г.).

Таблица 4. Кинетика протекания коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения

№ УКК	Рлин (среднее), кг/см ²	Содержание СО ₂ , % (объемная доля) в газе	Содержание СО ₂ , мг/л	Содержание Н ₂ С, % (объемная доля) в газе	Содержание Н ₂ С, мг/м ³	Парциальное давление		Р _{СО2} / Р _{Н2S}	Кинетика коррозии (основное влияние газа)
						Р _{СО2} , кг/см ²	Р _{Н2S} · 10 ⁻³ , кг/см ²		
1	40	0,1	73,6	3	45900	0,04	1210	0,03	H ₂ S
13	40	0,1	73,6	4	61200	0,04	1613	0,02	H ₂ S
14	40	0	0	5	76500	0	2016	0	H ₂ S
15	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
16	40	0	0	4	61200	0	1613	0	H ₂ S
17	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
18	40	0	0	7	107100	0	2822	0	H ₂ S
19	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
20	40	0,1	73,6	8	122400	0,04	3226	0,01	H ₂ S
21	40	0	0	8	122400	0	3226	0	H ₂ S
22	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
23	40	0	0	5	76500	0	2016	0	H ₂ S
24	40	0,1	73,6	7	107100	0,04	2822	0,01	H ₂ S
25	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
29	140	0	0	0,016	250	0	23,1	0	H ₂ S
30	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
32	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
35	4	0,1	36,8	0,016	250	0,004	0,7	6,1	H ₂ S
36	140	0	0	0,013	200	0	18,4	0	H ₂ S
39	40	1	693,5	4	61200	0,4	1613	0,25	H ₂ S
40	40	1	693,5	7	107100	0,4	2822	0,14	H ₂ S
47	4	0	0	6	91800	0	242	0	H ₂ S
48	250	0,5	1387,1	5	76500	1,25	12600	0,10	H ₂ S
49	250	0,1	277,4	3	45900	0,25	7560	0,03	H ₂ S
50	63	0,5	546,2	6	91800	0,315	3810	0,08	H ₂ S
52	40	0	0	4	61200	0	1613	0	H ₂ S
53	4	0,1	6,9	6	91800	0,004	242	0,02	H ₂ S
54	4	0,5	34,7	5	76500	0,02	202	0,10	H ₂ S
58	4	0,5	36,8	1	15300	0,02	40,3	0,5	H ₂ S

Полученные результаты свидетельствуют о том, что преобладающим механизмом коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения является именно сероводородная коррозия.

По солевому составу попутно добываемая вода во всех пунктах отбора проб относится к хлоридно-кальциевому типу (по В.А. Сулину [6–8]). Преобладает хлоридная соленость.

Сероводородсодержащее месторождение: концентрация хлор-ионов изменяется от 111233 до 148890 мг/л, ионов кальция от 9843 до 18497 мг/л, ионов натрия от 44681 до 67025 мг/л, ионов магния от 1058 до 5168 мг/л, ионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ от 52257 до 78391 мг/л. Общая минерализация изменяется от 183472 до 247170 мг/л. Водородный показатель воды находится в области от 6,26 до 6,59.

Анализы химического состава вод, значений водородного показателя и содержания железа и механических примесей месторождения свидетельствуют о минерализации, достаточной для протекания электрохимической коррозии, но в связи с отсутствием отдельного водного подслоя в транспортируемой среде на всех УКК степени коррозионной опасности оцениваются как «Повышенная» и/или «Умеренная» в этом случае.

Манометрический датчик водорода «Монитор-МДВ» предназначен для контроля потока водорода через кристаллическую решетку металла путем регистрации давления, возникающего в полости датчика при проникновении водорода через стенку металла. Наличие водорода, проходящего сквозь металл, характеризует опасность наводороживания металла трубопроводов и связанных с этим проблем, к которым относятся сероводородное растрескивание под напряжением (СКРН), водородно-индуцируемое растрескивание (ВИР) и расслоение металла (блистеринг).

На рисунке 5 изображено сечение трубопровода 1, на верхнюю образующую которого приварен монтажный патрубок 2, на который устанавливается манометр для точных измерений 3 типа МТИ.

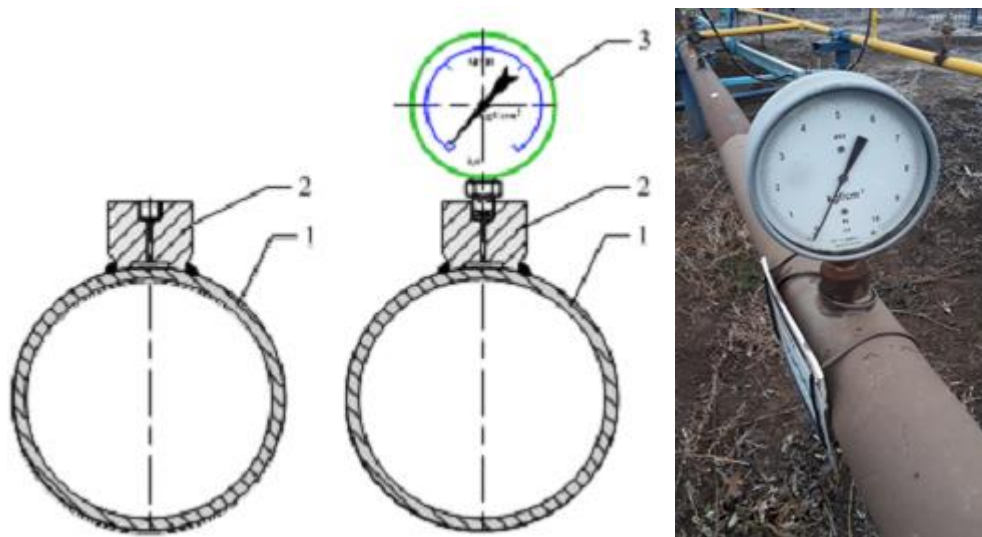


Рисунок 5. Манометрический датчик водорода «Монитор»

Принцип работы датчика водорода заключается в регистрации давления молекулярного водорода, который, в свою очередь, образуется при реакции коррозии, происходящей на катодной области ($2\text{H}^+ + 2\text{e} = \text{H}_2$). Водород хорошо растворяется в металлах; некоторые исследователи считают, что при некоторых видах коррозии стали проникновение водорода в металл происходит за счет того, что процесс молификации происходит внутри кристаллической решетки стали, а не на поверхности. Проникновение водорода в металл вызывает негативные процессы, связанные с образованием очень высоких давлений внутри металла: расслоения и растрескивания, что является результатом водородного охрупчивания. Особенно эти явления сопутствуют коррозии в сероводородсодержащих средах. Повышение хрупкости может приводить к порывам трубопроводов без существенного повышения уровня общей коррозии. Часть потока водорода диффундирует сквозь кристаллическую решетку металла, что позволяет судить об интенсивности наводороживания с использованием принципа измерения давления, реализованного в манометрическом датчике водорода.

Для определения активности водорода использовали график (рисунок 6) [4].

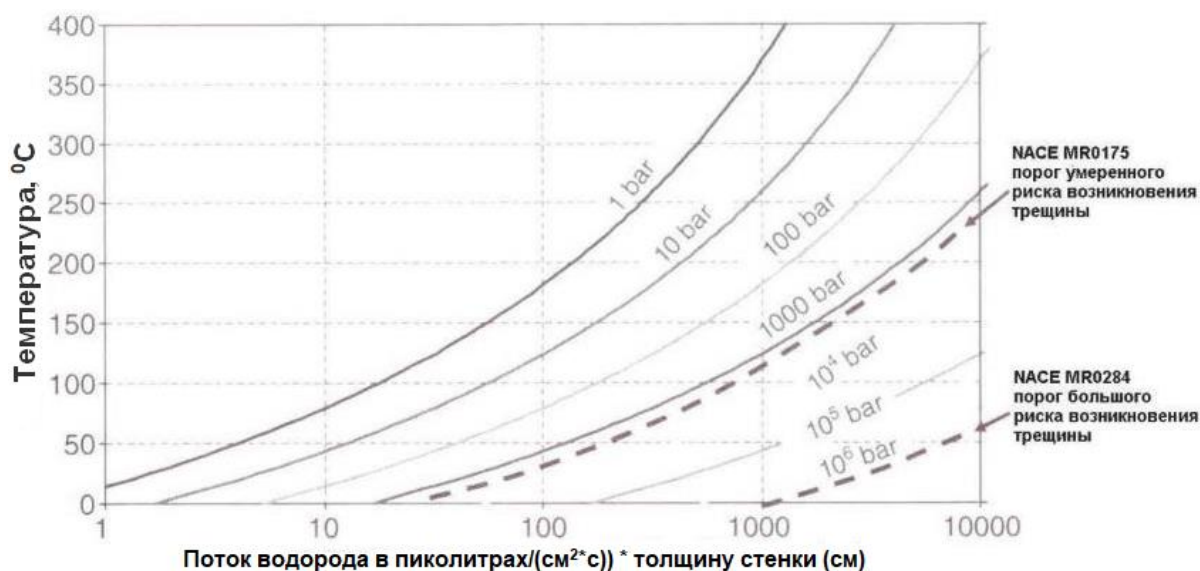


Рисунок 6. График определения пороговых значений возникновения трещины

Показатель «поток · толщина стенки трубопровода» определяется путем умножения потока водорода (J , пкл/см² · с) на толщину стенки (см).

Поток водорода J определяется по формуле:

$$J = V_{\text{H}} / (S_{\text{дат}} \cdot t_{\text{эксп}}),$$

где V_{H} — объем водорода прошедшего в полость датчика, пкл;

$S_{\text{дат}}$ — площадь поперечного сечения датчика, см²;

$t_{\text{эксп}}$ — время экспозиции, с.

Объем выделившегося водорода V_{H} определяется по формуле:

$$V_{\text{H}} = p \cdot V_{\text{дат}} \cdot 0,0027/T,$$

где V_{H} — объем водорода, при нормальных условиях, пкл;

$V_{\text{дат}}$ — объем полости датчика водорода, указанной в паспорте, м³;

P — давление на манометре, Па;

T — температура датчика, К ($T = t + 273$).

В таблицах 5–8 представлены показания манометрических датчиков водорода (P — давление; T — температура).

Таблица 5. Показания манометрического датчика водорода трубопровода 1

Наименование трубопровода	P, атм	T, °C	Период экспозиции	Показатель «поток · толщина стенки трубопровода»
Трубопровод 1	0	18	07.11.2018–12.12.2018	0
	0	11	12.12.2018–23.01.2019	0
	0	9	23.01.2019–06.02.2019	0
	0,10	17	06.02.2019–14.05.2019	8,10
	0,10	19	14.05.2019–11.06.2019	27,90
	0,15	21	11.06.2019–05.07.2019	48,60
	0,10	23	05.07.2019–02.08.2019	27,50
	0	19	02.08.2019–30.08.2019	0
	0,05	17	30.08.2019–10.10.2019	9,59
	0,05	14	10.10.2019–08.11.2019	13,69

Таблица 6. Показания манометрического датчика водорода трубопровода 2

Наименование трубопровода	P, атм	T, °C	Период экспозиции	Показатель «поток · толщина стенки трубопровода»
Трубопровод 2	0	17	07.11.2018–13.12.2018	0
	0,15	16	13.12.2019–14.05.2019	7,80
	0,10	21	14.05.2019–03.06.2019	38,70
	0,15	21	03.06.2019–10.07.2019	31,40
	0,10	22	10.07.2019–01.08.2019	35,10
	0	18	01.08.2019–03.09.2019	0
	0,05	17	03.09.2019–07.10.2019	11,56
	0	15	07.10.2019–11.11.2019	0

Таблица 7. Показания манометрического датчика водорода трубопровода 3

Наименование трубопровода	P, атм	T, °C	Период экспозиции	Показатель «поток · толщина стенки трубопровода»
Трубопровод 3	0	16	07.11.2018–13.12.2018	0
	0	9	13.12.2018–21.01.2019	0
	0	7	21.01.2019–13.02.2019	0
	0,03	8	13.02.2019–18.03.2019	7,37
	0	10	18.03.2019–11.04.2019	0
	0	17	11.04.2019–16.05.2019	0
	0	20	16.05.2019–03.06.2019	0
	0,05	22	03.06.2019–10.07.2019	10,44
	0,10	21	10.07.2019–01.08.2019	35,20
	0,05	19	01.08.2019–03.09.2019	11,83
	0,10	18	03.09.2019–07.10.2019	23,04
	0,05	15	07.10.2019–11.11.2019	11,35

Таблица 8. Показания манометрического датчика водорода трубопровода 4

Наименование трубопровода	P, атм	T, °C	Период экспозиции	Показатель «поток · толщина стенки трубопровода»
Трубопровод 4	0	18	07.11.2018–13.12.2018	0
	0	9	13.12.2018–21.01.2019	0
	0	6	21.01.2019–13.02.2019	0
	0	7	13.02.2019–05.03.2019	0
	0	8	05.03.2019–04.04.2019	0
	0,12	12	04.04.2019–14.05.2019	20,00
	0,10	15	14.05.2019–03.06.2019	39,60
	0,10	18	03.06.2019–10.07.2019	21,20
	0,10	20	10.07.2019–01.08.2019	35,40
	0,05	18	01.08.2019–05.09.2019	11,20
	0,05	18	05.09.2019–07.10.2019	12,24
	0	16	07.10.2019–11.11.2019	0

Полученные значения показателя «поток · толщина стенки трубопровода» с учетом тарировочного графика определения пороговых значений возникновения трещины (рисунок 6), соответствуют активности водорода ~100 бар, что находится выше уровня умеренного риска возникновения трещины, следовательно, в данной ситуации возможность возникновения трещины в металле контролируемых трубопроводов отсутствует.

Результаты коррозионного мониторинга скоростей общей коррозии в различных точках технологической цепи, до и после подачи ингибитора коррозии представлены в таблице 9.

Отмечено, что наибольшая скорость общей коррозии наблюдается в точках после нефтесборных коллекторов 1, 2, 3, что объясняется наличием совокупности коррозионных факторов, таких как повышенная температура (450 °C) и наличие сероводорода.

Остаточное содержание ингибитора СНПХ-1004Р соответствует прогнозируемому. Невысокое значение в точках «Водовод 3» и «Водовод 4» объясняется близким расположением (~ 3–5 м) точки отбора

пробы от точки подачи ингибитора коррозии (ИК), вследствие чего реагент не успевает равномерно распределиться в потоке.

Таблица 9. Скорость коррозии и остаточное содержание ИК в промышленной среде

Точка отбора пробы	Скорость коррозии, мм/год	Остаточное содержание СНПХ-1004 Р, мг/л
Нефтеборный коллектор 1	0,0716	-
Нефтеборный коллектор 2	0,0825	-
Нефтеборный коллектор 3	0,0932	-
Водовод 1	0,0636	16 (фон)
Водовод 2	0,0580	38
Водовод 3	0,0463	112
Водовод 4	0,0291	116

Примечание. Данные по остаточному содержанию во всех точках, кроме точки «Водовод 1», приведены с учетом фонового значения

Параллельно было смоделировано совместное присутствие в системе двух применяемых реагентов для обнаружения возможного негативного влияния поглотителя сероводорода на защитные свойства ИК СНПХ-1004Р. Результаты приведены в таблице 10.

Таблица 10. Защитная эффективность реагентов, применяемых для защиты от коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения.

Ингибитор	Дозировка, мг/л	Защитный эффект, %
СНПХ-1004 Р	25	92
СНПХ-1200	30	47
СНПХ-1004 Р + СНПХ-1200	30 + 30	90

Отмечено, что в указанных концентрациях защитное действие СНПХ-1004Р практически не ухудшается. Защитный эффект составляет 92 % при 25 мг/л.

На основании анализа результатов коррозионного мониторинга установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах трубопроводов сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии-бактерицида СНПХ-1004Р, который хорошо переходит через нефть в агрессивную водную фазу и при этом обладает высоким бактерицидным эффектом.

Вывод

Анализ результатов мониторинга коррозии трубопроводов позволил установить основной вид коррозии, выявить подверженные аномальной коррозии участки трубопроводной сети, определить наиболее эффективный в промышленных средах сероводородсодержащего месторождения ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004Р, применение которого обеспечивает безопасность трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Список используемых источников

1. Махмотов Е.С., Алексеев С.Г., Абдулин Х.А., Кудайбергенов С.Е., Алдыяров Т.К., Дидух А.Г., Нефедов А.Н. Возможность оценки развития коррозионных процессов на внутренней поверхности нефтепровода // Нефть и газ. 2013. № 1 (73). С. 45-50.

2. Монахов А.Н., Трофимов П.Н., Алякритский А.Л., Елизаров С.В. Система комплексного коррозионного мониторинга установки первичной переработки нефти // Современные технологии автоматизации. 2006. № 2. С. 38-42.

3. Гафаров Н.А., Кушнаренко В.М., Бугай Д.Е., Гончаров А.А., Чирков Ю.А. Ингибиторы коррозии. Диагностика и защита от коррозии под напряжением нефтегазового промышленного оборудования. М.: Химия, 2002. Т. 2. 366 с.

4. Yang L. Techniques for Corrosion Monitoring. Sawston: Woodhead Publishing Limited, 2008. 711 p.

5. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. М.: ОАО «Газпром», 2009. 13 с.

6. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. М.-Л.: Изд-во Гостоптехиздат, 1948. 480 с.

7. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений СССР. М.-Л.: Изд-во ОНТИ, 1935. 369 с.

8. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений. М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1948. 108 с.

References

1. Makhmotov E.S., Alekseev S.G., Abdulin Kh.A., Kudaibergenov S.E., Aldyyarov T.K., Didukh A.G., Nefedov A.N. Vozmozhnost' otsenki razvitiya korrozionnykh protsessov na vnutrennei poverkhnosti nefteprovoda [The Ability to Assess the Development of Corrosion Processes on the Inner Surface of the Pipeline]. *Neft' i gaz – Neft i Gas*, 2013, No. 1, pp. 45-50. [in Russian].

2. Monakhov A.N., Trofimov P.N., Alyakritskii A.L., Elizarov S.V. Sistema kompleksnogo korrozionnogo monitoringa ustanovki pervichnoi pererabotki nefti [Integrated Corrosion Monitoring System for a Primary Oil Refining Unit]. *Sovremennye tekhnologii avtomatizatsii – Contemporary Technologies in Automation*, 2006, No. 2, pp. 38-42. [in Russian].

3. Gafarov N.A., Kushnarenko V.M., Bugai D.E., Goncharov A.A., Chirkov Yu.A. *Inhibitory korrozii. Diagnostika i zashchita ot korrozii pod napryazheniem neftegazopromyslovogo oborudovaniya* [Corrosion Inhibitors. Diagnostics and Protection Against Stress Corrosion of Oil and Gas Field Equipment]. Moscow, Khimiya Publ., 2002, Vol. 2. 366 p. [in Russian].

4. Yang L. *Techniques for Corrosion Monitoring*. Sawston, Woodhead Publishing Limited, 2008. 711 p.

5. *STO Gazprom 9.0-001-2009. Zashchita ot korrozii. Osnovnye polozheniya* [STO Gazprom 9.0-001-2009. Corrosion Protection. Key Points]. Moscow, OAO «Gazprom» Publ., 2009. 13 p. [in Russian].

6. Sulin V.A. *Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdenii* [Hydrogeology of Oil Fields]. Moscow-Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1948. 480 p. [in Russian].

7. Sulin V.A. *Vody neftyanykh mestorozhdenii SSSR* [Water of Oil Fields of the USSR]. Moscow-Leningrad, ONTI Publ., 1935. 369 p. [in Russian].

8. Sulin V.A. *Usloviya obrazovaniya, osnovy klassifikatsii i sostav prirodnykh vod, v chastnosti vod neftyanykh mestorozhdenii* [Formation Conditions, Classification Principles and Composition of Natural Waters, in Particular, Water from Oil Fields]. Moscow-Leningrad, AN SSSR Publ., 1948. 108 p. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Мамбетов Ринат Фларидович, старший преподаватель кафедры безопасности жизнедеятельности, Оренбургский государственный университет, г. Оренбург, Российская Федерация

Rinat F. Mambetov, Senior Lecturer of Life Safety Department, Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

e-mail: mambetov.rf@mail.ru

Кушнаренко Владимир Михайлович, д-р техн. наук, профессор кафедры механики материалов, конструкций и машин, Оренбургский государственный университет, г. Оренбург, Российская Федерация

Vladimir M. Kushnarenko, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Mechanics of Materials, Structures and Machines Department, Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

e-mail: vmkushnarenko@mail.ru

Конькова Надежда Александровна, магистрант кафедры механики материалов, конструкций и машин, Оренбургский государственный университет, г. Оренбург, Российская Федерация

Nadezhda A. Konkova, Undergraduate Student of Mechanics of Materials, Structures and Machines Department, Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

e-mail: nadezhda.konkova.2019@mail.ru

Ефремов Игорь Владимирович, д-р биол. наук, профессор, заведующий кафедрой безопасности жизнедеятельности, Оренбургский государственный университет, г. Оренбург, Российская Федерация

Igor V. Efremov, Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of Life Safety Department, Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

e-mail: ephremov56@yandex.ru

Хафизов Фаниль Шамильевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Пожарная и промышленная безопасность»; УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Fanil Sh. Khafizov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Fire and Industrial Safety Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: fanil150656@mail.ru