УДК 628.147.22

АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НА ОДНОМ ИЗ УЧАСТКОВ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF CORROSION MONITORING IN ONE OF THE SECTIONS OF THE URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Горпинченко Алексей Николаевич
ООО «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Поварова Лариса Валерьевна
кандидат химических наук,
доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный технологический университет
larispv08@gmail.com

Аннотация. С 2018 года наблюдается проблема интенсивного коррозионного износа внутренней поверхности трубопроводов и оборудования обвязки некоторых скважин на одном из участков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения ГП-N. Коррозия происходит в условиях отсутствия явных факторов для её развития. Согласно расчётам фактической скорости коррозии, используя значения номинальной и остаточной толщины стенки трубопровода, а также срок эксплуатации, локальная скорость коррозии на объектах разработки сеноманской залежи на одном из участков УНГКМ достигает значений 0,5 мм/год, превышая в 5 раз проектную прибавку к толщине трубопровода – 0,1 мм/год. В результате чего согласно Приложению А к СТО Газпром 9.3-011-2011, степень коррозионной агрессивности данной среды характеризуется как повышенная. Для обеспечения безопасной и надёжной эксплуатации объектов разработки сеноманской залежи Уренгойского НГКМ организован коррозионный мониторинг объектов ГП-N, включающий измерение скорости коррозии гравиметрическим методом, проведение внутритрубной видеоэндоскопии трубопроводов обвязки скважин, ультразвуковую толщинометрию трубопроводов со следами коррозионного износа, выявленного по результатам видеоэндоскопии, анализ компонентного состава и физико-химических свойств проб сырого газа и пластовой воды.

Ключевые слова: измерения скорости коррозии; расчёт скорости коррозии по утонению стенок; периодический коррозионный мониторинг; подбор методов защиты от коррозии; периодические ингибиторные обработки трубопроводов обвязки; периодическая подача ингибитора в призабойную зону скважины; осмотр трубопроводов и оборудования.

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich
LLC «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Povarova Larisa Valeryevna
Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of the Department of Chemistry,
Kuban State Technological University
larispv08@gmail.com

Annotation. Since 2018 the problem of intensive corrosion deterioration of the internal surface of pipelines and piping equipment of some wells at one of the sections of the Urengoy oil and gas condensate field (gas field N) is observed. Corrosion occurs in the absence of obvious factors for its development. According to the calculations of the actual corrosion rate, using the values of nominal and residual thickness of the pipeline wall, as well as the service life, the local corrosion rate at the development sites of the Cenomanian deposit at one of the areas of the Urengoy field reaches values of 0.5 mm/year, exceeding in 5 times the design addition to the pipeline thickness – 0.1 mm/year. As a result, in accordance with Annex A to organization standard Gazprom 9.3-011-2011, the degree of corrosiveness of the environment is characterized as elevated. In order to ensure safe and reliable operation of the Cenomanian deposit development facilities at the Urengoy field, corrosion monitoring of gas field N facilities was organized, including gravimetric corrosion rate measurements, in-line video endoscopy of well piping, ultrasonic thickness measurement of pipelines with traces of corrosion wear detected by video endoscopy, analysis of the component composition and physical and chemical properties of crude gas and formation water samples.

Keywords: measurements of corrosion rate; calculation of corrosion rate by wall thinning; periodic corrosion monitoring; selection of corrosion protection methods; periodic inhibitor treatment of pipelines; periodic supply of inhibitor to the bottomhole zone; inspection of pipelines and equipment.

Общая информация об объекте

Газовый промысел N введён в эксплуатацию в 2004 году. Станция охлаждения газа введена в эксплуатацию в 2008 году. Объекты рассматриваемого участка введены в эксплуатацию в 2011 году. ДКС газового промысла введена в эксплуатацию в 2014 году.

Плановая добыча газа обеспечивается 191-й эксплуатационной скважиной, которые сгруппированы в 56 кустов (2–4 скважины). Некоторые кусты имеют дополнительно по 1 наблюдательной скважине.

Скважины состоят из подземного и наземного оборудования. Подземное оборудование состоит из оборудования забоя и ствола скважины. К наземному оборудованию скважин относится оборудование устья.

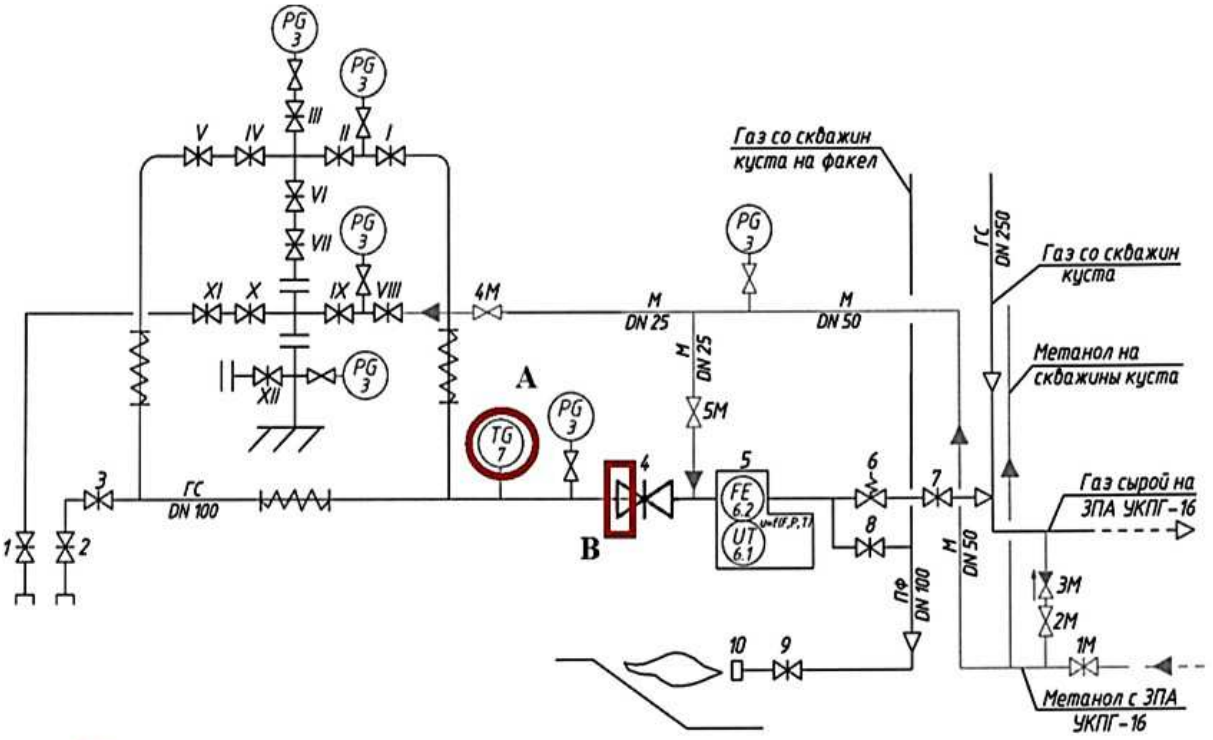
В состав подземного оборудования скважины входят:

- кондуктор диаметром 245 мм, обеспечивающий перекрытие и изоляцию трещиноватых и кавернозных пластов на глубину до 550 м;
- эксплуатационная (обсадная) колонна диаметром 168 мм, опущенная в среднем на глубину 1300 м, перфорированная или оборудованная фильтром на забое;
- лифтовая колонна, состоящая из насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 114 мм, опущенная внутри эксплуатационной (обсадной) колонны до продуктивного пласта.

Измерения скорости коррозии

Основным показателем агрессивности сред и устойчивости материалов к коррозии является скорость коррозии, в связи с чем величина скорости коррозии является одним из основных критериев при анализе коррозионной агрессивности и выборе методов коррозионного мониторинга и противокоррозионных мероприятий.

Для определения степени коррозионной агрессивности добываемых сред сформирован Календарный график монтажа/демонтажа узлов контроля коррозии на газовом промысле, согласно которому проводятся измерения скорости коррозии в контрольных точках трубопровода обвязки скважин (рис. 1). Полученная фоновая скорость коррозии позволяет проводить оценку коррозионной агрессивности добываемой среды, а также оперативно планировать противокоррозионные мероприятия.



А – место установки гравиметрической кассеты (фитинг для термокармана)

В – место установки межфланцевого узла контроля коррозии (первое по потоку фланцевое соединение трубопровода обвязки скважины и задвижки 4)

Рисунок 1 – Контрольные точки для замера скорости коррозии в трубопроводах обвязки скважин газового промысла

Измерение скорости коррозии производится гравиметрическим методом, т.е. по потере массы образцов свидетелей коррозии (далее ОСК). ОСК изготавливаются из металла, применяемого при изготовлении трубопровода – стали марки 09Г2С, общей площадью не менее 25 см^2 в соответствии с ГОСТ 9.905-2007.

Для измерений скорости коррозии применяются 2 вида УКК: межфланцевый узел контроля коррозии с установкой ОСК заподлицо со стенкой трубопровода (далее – МУКК) и гравиметрическая кассета с цилиндрическими ОСК (далее кассета).

МУКК устанавливается в первую фланцевую пару после ФА скважины перед задвижкой, гравиметрическая кассета – в фитинг трубопровода под термокарман, располагающийся сверху трубопровода перед первой фланцевой парой. В связи с особенностями фитинга под термокарман (наличие сварочного валика на внутренней поверхности фитинга, наклон вплотную расположенного фитинга к вертикальному участку трубопровода от ФА) монтаж кассеты возможен не на всех скважинах. При этом в обвязке скважин газового промысла (куст газовых скважин № 1640, 1644, 1645 и 1646) первая после ФА фланцевая пара имеет другой типоразмер фланцевого соединения.

Сводные данные за май-июнь 2022 года

Результаты измерений представлены в таблице 1. При монтаже МУКК также производилась фотофиксация внутренней поверхности трубопровода и фланцевых соединений перед задвижкой с целью выявления скважин, подлежащих более тщательному осмотру с применением видеоэндоскопа. В столбце «Следы интенсивной коррозии на фланцах» цифрами «1» и «2» обозначены скважины, рекомендованные к проведению видеоэндоскопии трубопроводов обвязки со средним и высоким приоритетами соответственно.

Таблица 1 – Результаты по измерению скорости коррозии, полученные за май-июнь 2022 года

№ п/п	№ скважины	№ УКК	Тип УКК	Дата установки УКК	Следы коррозии на фланцах*	Дата демонтажа УКК (план)	Дата демонтажа УКК (факт)	Скорость коррозии, мм/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	16221	УС 1149 N15	МУКК	24.04.2022	2	24.05.2022	27.05.2022	0,025
		23.17	кассета	24.04.2022		24.05.2022	27.05.2022	**
2	16222	УС 1149 N13	МУКК	24.04.2022	2	24.05.2022	26.05.2022	0,078
		23.09	кассета	24.04.2022		24.05.2022	26.05.2022	**
3	16231	УС 1149 N01	МУКК	24.04.2022		24.05.2022	31.05.2022	**
		23.01	кассета	24.04.2022		24.05.2022	31.05.2022	**
4	16232	УС 1149 N06	МУКК	24.04.2022	2	24.05.2022	31.05.2022	**
		23.12	кассета	24.04.2022		24.05.2022	31.05.2022	**
5	16233	УС 1149 N16	МУКК	24.04.2022	1	24.05.2022	31.05.2022	**
6	16234	УС 1149 N17	МУКК	24.04.2022		24.05.2022	31.05.2022	**
7	16224	УС 1149 N08	МУКК	27.04.2022	2	27.05.2022	26.05.2022	0,009
		23.16	кассета	27.04.2022		27.05.2022	26.05.2022	**
8	16251	УС 1149 N18	МУКК	29.04.2022	1	29.05.2022	10.06.2022	**
		23.08	кассета	29.04.2022		29.05.2022	10.06.2022	**
9	16241	УС 1149 N14	МУКК	23.05.2022	2	22.06.2022		**
		23.05	кассета	23.05.2022		22.06.2022		**
10	16242	УС 1149 N05	МУКК	23.05.2022		22.06.2022		**
		23.18	кассета	23.05.2022		22.06.2022		**
11	16244	УС 1149 N09	МУКК	23.05.2022		22.06.2022		**
		23.36	кассета	23.05.2022		22.06.2022		**

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	16262	УС 1149 N07	МУКК	24.05.2022	2	23.06.2022		**
		23.21	кассета	24.05.2022		23.06.2022		**
13	16263	УС 1149 N10	МУКК	24.05.2022		23.06.2022		**
		23.35	кассета	24.05.2022		23.06.2022		**
14	16264	УС 1149 N11	МУКК	24.05.2022	2	23.06.2022		**
		23.39	кассета	24.05.2022		23.06.2022		**
15	16441*	УС 1149 N41	МУКК	25.05.2022		24.06.2022		**
		23.07	кассета	25.05.2022		24.06.2022		**
16	16442*	УС 1149 N42	МУКК	25.05.2022		24.06.2022		**
17	16272	УС 1149 N12	МУКК	27.05.2022		26.06.2022		**
18	16273	УС 1149 N20	МУКК	27.05.2022		26.06.2022		**
19	16283	УС 1149 N21	МУКК	28.05.2022		27.06.2022		**
		23.13	кассета	28.05.2022		27.06.2022		**
20	16292	УС 1149 N08	МУКК	16.06.2022		16.07.2022		**
21	16511**	УС 1149 N04	МУКК	17.06.2022		17.07.2022		**
		23.31	кассета	17.06.2022		17.07.2022		**
22	16512**	УС 1149 N19	МУКК	17.06.2022		17.07.2022		**
		23.33	кассета	17.06.2022		17.07.2022		**
23	16513**	УС 1149 N03	МУКК	17.06.2022		17.07.2022		**
		23.32	кассета	17.06.2022		17.07.2022		**
24	16293	УС 1149 N15	МУКК	18.06.2022		18.07.2022		**

* 0 – следы отсутствуют; 1 – присутствуют следы коррозионного воздействия; 2 – наличие следов интенсивного коррозионного износа;

** данные будут получены после демонтажа УКК и обработки ОСК.

Итого за отчётный период:

- получены значения скорости коррозии в 3 точках на трёх скважинах;
- установлены УКК в количестве 29 ед. в трубопроводы обвязки 17-и скважин;
- демонтированы УКК в количестве 14 ед. из трубопроводов 8-и скважин.

Сводные данные за весь период наблюдений

На рисунке 2 отображены полученные значения скорости коррозии за весь период наблюдений. Красным выделены номера скважин, на которых необходимо провести видеоэндоскопию с высоким приоритетом, так как в данных трубопроводах зафиксирована скорость коррозии более 0,1 мм/год.

На скважинах:

- №16103 (0,334 мм/год), 16173 (0,107 мм/год), 16191 (0,112 мм/год), 16253 (0,107 мм/ год), 16352 (0,112 мм/год) и 16432 (0,1 мм/год) получена средняя скорость коррозии по всем ОСК выше допустимого значения 0,1 мм/год;
- 16093 (0134, мм/год), 16131 (0,108 мм/год), 16261 (0,105 мм/год) и 16403 (0,106 мм/год) получена скорость коррозии по нижнему ОСК выше допустимого значения 0,1 мм/год.

При этом на данных скважинах мероприятия по контролю технического состояния трубопроводов ранее не проводились (выделены красным на графике). В связи с этим техническое состояние скважин с высокой коррозионной агрессивностью среды неизвестно – рекомендуется проведение диагностирования трубопроводов.

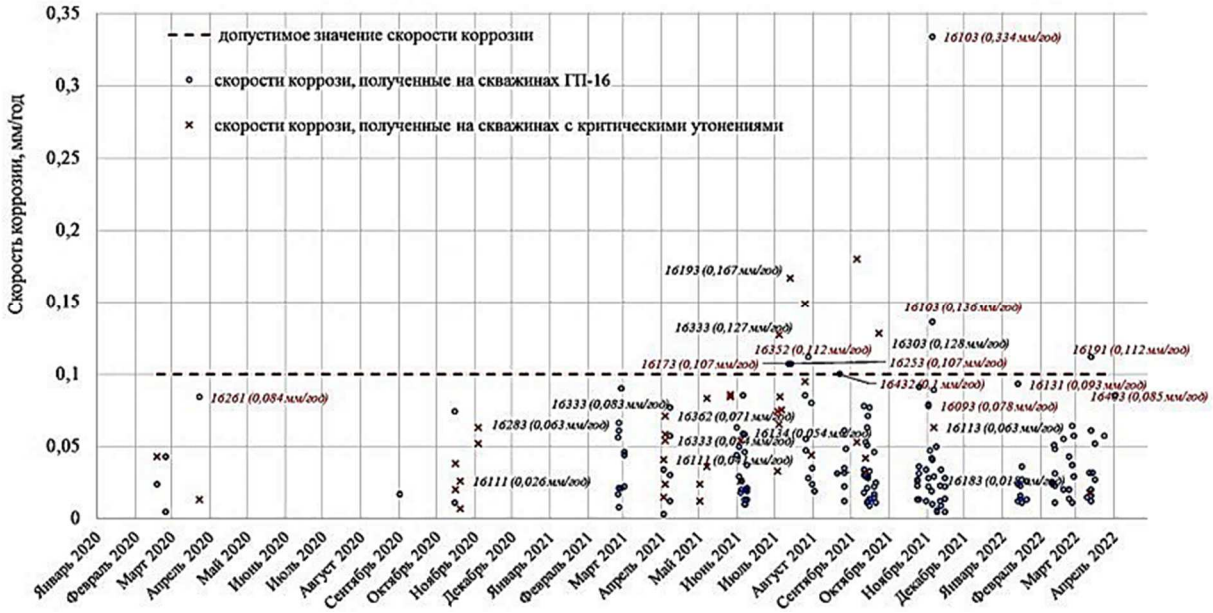


Рисунок 2 – Полученные значения скорости коррозии за весь период наблюдений

Согласно Графику монтажа/демонтажа УКК с начала года по конец отчётного периода (май-июнь 2022 года) проведён монтаж УКК в обвязку 53-х скважин из 48-и скважин. Не был проведён монтаж УКК в обвязку скважин № 16133, 16211-3, 16291 (скважины выведены в бездействующий фонд).

Расчёт скорости коррозии по утонению стенок

В таблице 2 приведён результат расчёта скорости коррозии стенок трубопроводов обвязки скважин по продолжительности их эксплуатации до момента обнаружения дефектов стенки с критическими утонениями.

Таблица 2 – Расчётные скорости коррозии по результатам обнаружения критических утонений

№ объекта	Дата пуска объекта в эксплуатацию	Месяц обнаружения критического утонения	Скорость коррозии, мм/год (при проектной толщине стенки трубопровода скважины – 6 мм, ГСК – 16 мм)
16111	06.01.2005	октябрь 2018	0,437
16263	15.10.2004	май 2019	0,412
16333	24.09.2005	май 2019	0,439
16134	16.10.2004	январь 2020	0,394
16362	20.10.2005	январь 2020	0,422
16241	15.10.2004	февраль 2020	0,390
16183	24.12.2005	июль 2020	0,411
16193	18.01.2006	ноябрь 2020	0,405
16303	23.11.2004	июнь 2021	0,362
16282	16.10.2004	август 2021	0,356
16304	23.11.2004	ноябрь 2021	0,354
16364	20.10.2005	ноябрь 2021	0,373
ГСК № 1626	15.10.2004	июль 2020	1,018

Расчётные значения скорости коррозии стенки трубопроводов обвязки скважин имеют показатели от 0,354 до 0,439 мм/год. Расчётное значение скорости коррозии стенки трубопровода газосборного коллектора № 1626 составляет 1,018 мм/год. Данные скорости коррозии значительно превышают предельно допустимое значение 0,1 мм/год, установленное п. 5.4 СТО Газпром 9.3-011-2011 – согласно данному пункту в случае превышения скорости коррозии свыше 0,1 мм/ год необходимо обеспечить применение ингибиторной защиты, оценка эффективности использования которой должна производиться по данным коррозионного мониторинга.

Периодический коррозионный мониторинг

Для сбора данных о динамике изменения коррозионной агрессивности продукции скважин газового промысла, а также для определения компонентов воды и газа (основных факторов развития коррозии) организованы дополнительные работы по коррозионному мониторингу скважин, в обвязке которых были выявлены значительные коррозионные повреждения. Определение компонентов пластовой воды и сырого газа скважин (факторов развития коррозии) даст возможность прогнозирования технического состояния и своевременного выявления коррозионных дефектов трубопроводов обвязки скважин.

Дополнительные работы по коррозионному мониторингу предусматривают вспомогательный комплекс работ на скважинах ГП-N № 16111, 16333 и 16362, включающий трёхкратный отбор проб пластовой воды и сырого газа и измерение скорости коррозии в трубопроводе обвязки данных скважин. Результаты измерений скорости коррозии данных скважин указаны в таблице 4 и на рисунке 3.

Таблица 4 – Результаты измерений скорости коррозии

№ скважины	Дата установки УКК	Дата демонтажа УКК	Скорость коррозии по МУКК, мм/год	Скорость коррозии по кассете, мм/год
16111	02.04.2021	07.05.2021	0,041	0,015
	01.05.2021	05.07.2021	0,024	0,012
	05.07.2021	25.08.2021	0,084	0,075
16333	03.04.2021	07.05.2021	0,054	0,024
	07.05.2021	04.07.2021	0,083	0,036
	04.07.2021	08.08.2021	0,127	0,065
16362	03.04.2021	10.05.2021	0,071	0,058
	26.05.2021	03.07.2021	0,084	0,086
	03.07.2021	04.08.2021	0,074	0,033

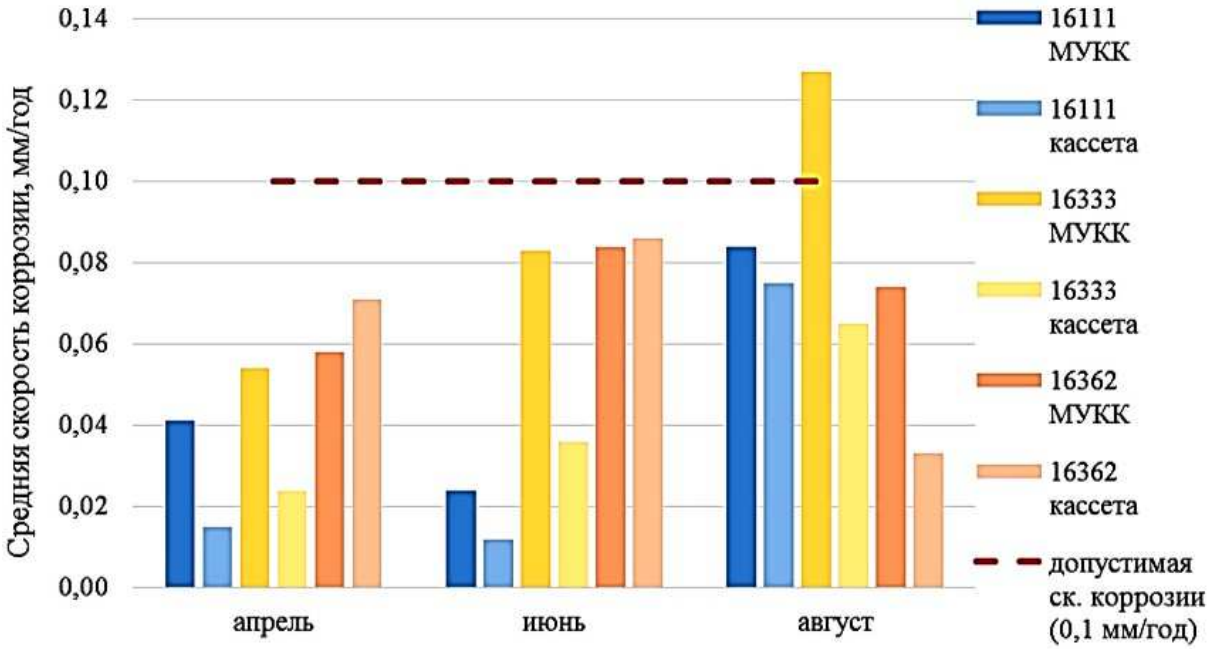


Рисунок 3 – Полученные значения скорости коррозии

Согласно полученным данным, скорости коррозии, измеренные в одной точке обвязки скважины, изменчивы. Превышающая проектную прибавку в 0,1 мм/год скорость коррозии (0,127 мм/год) была получена в трубопроводе обвязки скважины № 16333 при экспозиции МУКК с 04.07.2021 по 08.08.2021 гг.

По полученным данным построена зависимость (рис. 4) скорости коррозии в трубопроводах обвязки скважин от содержания анионов HCO_3^- в пробах пластовой воды – прослеживается корреляция скорости коррозии от количественного содержания

данного компонента. Гидрокарбонат-ионы (HCO_3^-), как и молекулы угольной кислоты (H_2CO_3) и диоксид углерода (CO_2), в процессе углекислотной коррозии выступают катодными деполяризаторами.

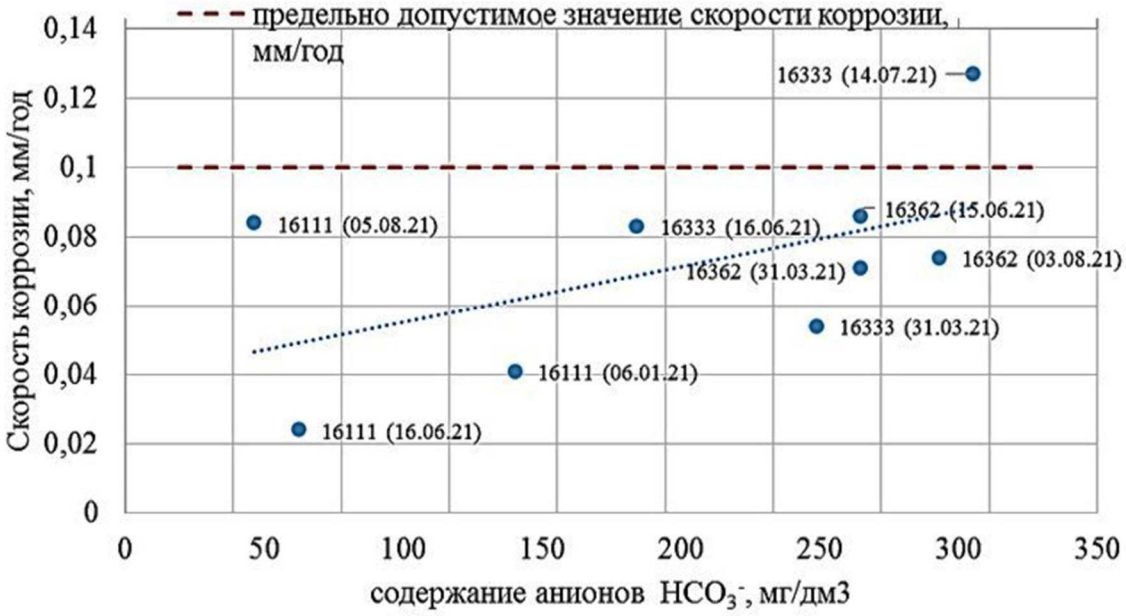


Рисунок 4 – Зависимость скорости коррозии в трубопроводах обвязки скважин № 16111, 16333 и 16362 от содержания анионов HCO_3^- в пробах пластовой воды

Результаты данных исследований, проведённых на небольшой выборке, дают предварительную картину о зависимости интенсивности коррозионного износа от содержания некоторых компонентов в пробах пластовой воды (гидрокарбонат-ионы). В целях уточнения зависимостей рекомендуется проведение дальнейшего анализа на более крупных выборках.

Осмотр трубопроводов и оборудования

Для обеспечения безопасной и надёжной эксплуатации трубопроводов и оборудования скважин на ГП-N организован визуальный контроль внутренней поверхности трубопроводов и оборудования обвязки с применением промышленного видеоэндоскопа с кабелем 30 м. Видеоэндоскоп состоит из двух главных частей – рабочей и наблюдательной. Рабочая часть состоит из видеокамеры, гибкого кабеля и блока управления. Для вывода изображения используется ЖК-дисплей.

В связи с тем, что проведение видеоэндоскопии требует значительных трудозатрат и лишь часть скважин подвержена коррозионному износу, для их выявления применяется следующая методика. При установке МУКК производится разболчивание фланцевого соединения перед задвижкой 4 (рис. 1) на трубопроводе обвязки скважины, при этом ведётся фотофиксация посадочных внутренних поверхностей фланцевых соединений – в случае выявления следов коррозионного износа по типу, выявляемому ранее (рис. 5), данная скважина подлежит к осмотру с применением видеоэндоскопа. Подготовка и осмотр трубопровода проводится при следующей остановке скважины с целью демонтажа УКК. От качества подготовки трубопровода к осмотру зависит качество проводимого осмотра с применением видеоэндоскопа, сама подготовка трубопровода включает:

1) демонтаж крайних элементов осматриваемого участка трубопровода;

2) проведение очистки внутренней поверхности трубопровода путём подачи пара посредством паропередвижной установки;

3) в случае выявления интенсивного коррозионного износа внутренней поверхности трубопровода в процессе видеоэндоскопии производится демонтаж необходимых участков тепловой изоляции трубопровода и очистка от ЛКП наружной поверхности трубы для возможности проведения ультразвуковой толщинометрии.

Рисунок 5 – Типовой внешний вид фланца перед задвижкой 4 в обвязке скважин, подверженный коррозионному износу

По результатам проведённых осмотров внутренних поверхностей трубопроводы отнесены к одной из трёх групп по степени коррозионного износа:

– группа 1: трубопроводы с низкой степенью коррозионного износа – следы коррозионного износа не выявлены;

– группа 2: трубопроводы со средней степенью коррозионного износа – выявлены одиночные следы коррозионного износа (язвы, каверны, питтинги, пятна);

– группа 3: трубопроводы с высокой степенью коррозионного износа – выявлены множественные следы коррозионного износа, характерные для группы 2 или их плотная группировка на небольшой по площади поверхности (расстояние между ближайшими краями соседних поражений менее 15 см).

На рисунке 6 изображена принципиальная схема обвязки скважины ГП-N на одном из участков УНГКМ с нумерацией отводов. Данная схема применяется для маркировки обследованных участков трубопровода обвязки.

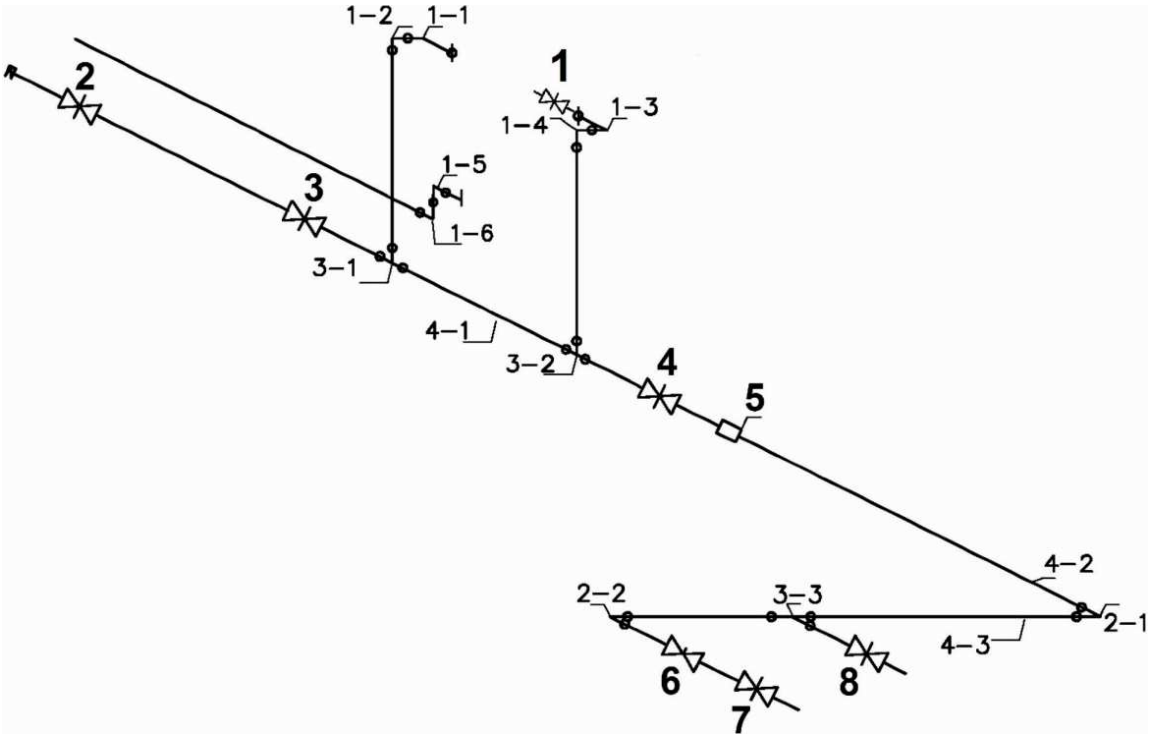


Рисунок 6 – Принципиальная схема обвязки скважины ГП-N на одном из участков УНГКМ с нумерацией отводов (ФА отображена частично – только задвижка 1):
1 – задвижка ФА на рабочей струне; 2 и 3 – задвижки задавочной линии;
4 – задвижка на рабочей струне; 5 – расходомер газа (НСУ); 6 – устройство отсекающее;
7 – шлейфовая задвижка; 8 – факельная задвижка; 1-Х – отвод угловой от ФА вертикального участка; 2-Х – отвод угловой; 3-Х – отвод тройной; 4-Х – прямолинейные участки обвязки

Сводные данные за весь период наблюдений

В таблице 5 указаны скважины, на которых были выявлены признаки повышенного коррозионного износа:

- обнаружены следы интенсивного коррозионного износа в результате осмотра на 15-и скважинах;
- по итогам исследований с применением УКК обнаружены 10 скважин со скоростью коррозии, превышающей допустимую 0,1 мм/год – согласно СТО, Газпром 9.3-011-2011.

Локализация указанных в таблице 5 коррозионных дефектов нанесена на принципиальную схему обвязки скважин на одном из участков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (рис. 7).

Таблица 5 – Список скважин газового промысла с повышенным коррозионным износом с обозначением локализации коррозионных дефектов

№ n/n	№ скважины	Месяц обнаружения следов интенсивного коррозионного износа	Локализация коррозионных дефектов	Скорость коррозии, измеренная с применением УКК, мм/год
1	16111	10.2018	–	0,142* (08.2021)
2	16333	05.2019	4-2 после НСУ	0,127 (08.2021)
3	16263	06.2019	–	0,013 (04.2020)
4	16134	01.2020	4-3 после 2-1	0,054 (07.2021)
5	16362	01.2020	4-1 после 3-2 (на 9 часов)	0,108* (07.2021)
6	16113	02.2020	4-2, 4-3	0,063 (12.2021)
7	16241	03.2020	4-1 после 3-2	–
8	16183	07.2020	после 3-3 на факел	0,018 (04.2022)
9	16283	08.2020	4-2 после ЗД4 до 2-1	0,063 (11.2020)
10	16193	11.2020	4-2 после НСУ ~4 м (на 6 часов)	0,167 (08.2021)
11	16303	06.2021	4-3 после 3-3 в ГСК ~ 0,4 м (на 5 часов)	0,128 (10.2021)
12	16282	09.2021	3-2 перед ЗД4 (на 1 час)	0,149 (08.2021)
13	16064	10.2021	вся рабочая струна	0,042 (10.2021)
14	16364	11.2021	4-1 после 3-2 (на 10 часов)	0,044 (08.2021)
15	16304	11.2021	4-1 после 3-1 (на 10 часов)	0,18 (10.2021)
16	16261	–	–	0,105* (04.2020)
17	16432	–	–	0,1 (09.2021)
18	16253	–	–	0,107 (08.2021)
19	16173	–	–	0,107 (08.2021)
20	16191	–	–	0,112 (04.2022)
21	16131	–	–	0,108* (02.2022)
22	16093	–	–	0,134* (12.2021)
23	16352	–	–	0,112 (08.2021)
24	16103	–	–	0,334 (12.2021)
25	16403	–	–	0,106* (04.2022)

* по нижнему ОСК.

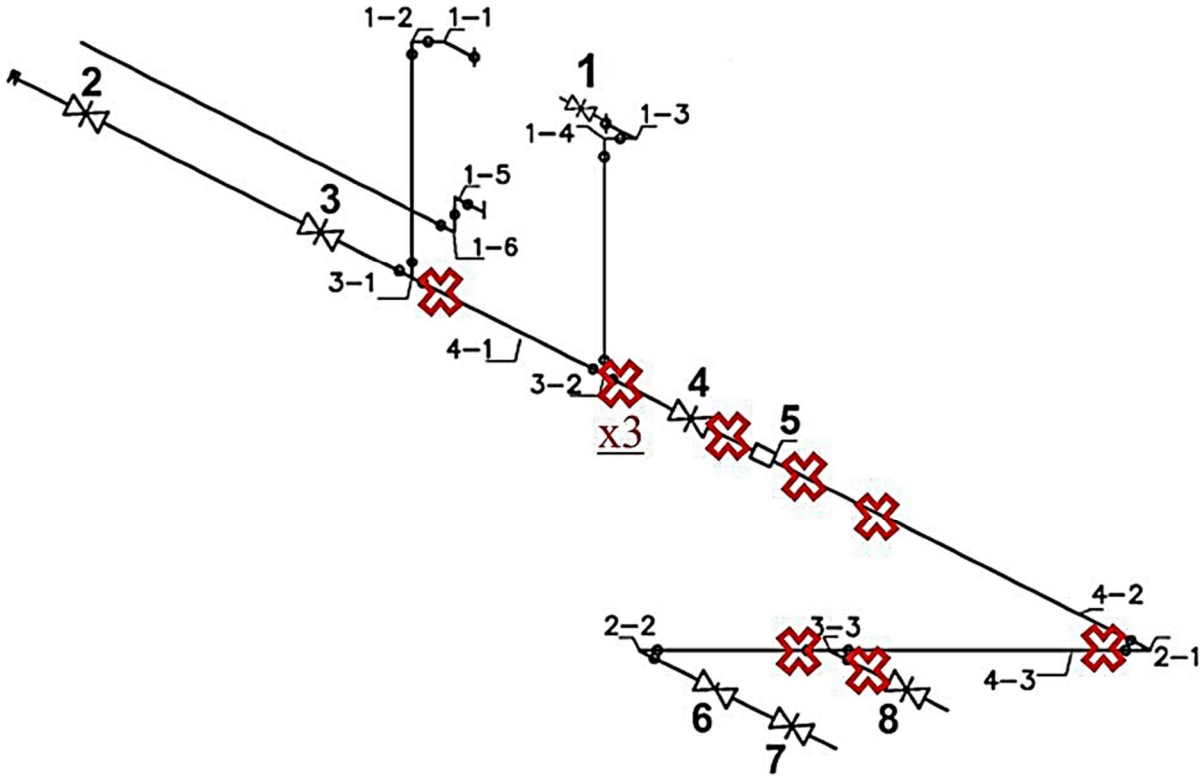


Рисунок 7 – Принципиальная схема обвязки скважины на одном из участков УНГКМ с обозначением участков обвязки с выявленными критическими утонениями: 1 – задвижка ФА на рабочей струне; 2 и 3 – задвижки задавочной линии; 4 – задвижка на рабочей струне; 5 – расходомер газа (НСУ); 6 – устройство отсекающее; 7 – шлейфовая задвижка; 8 – факельная задвижка; 1-Х – отвод угловой от ФА вертикального участка; 2-Х – отвод угловой; 3-Х – отвод тройной; 4-Х – прямолинейные участки обвязки

Моделирование процессов коррозии в различные периоды эксплуатации скважин ГП-N

Для моделирования условий протекания коррозии в трубопроводах обвязки скважин ГП-N, характерных для различных периодов эксплуатации скважин, организованы автоклавные испытания ОСК. Для проведения данных испытаний приняты условия скважин № 16193 и 16333, характеризующиеся высокой коррозионной агрессивностью. Были проведены испытания при устьевых условиях скважин № 16333 и 16193 в условные этапы их эксплуатации (табл. 6).

Таблица 6 – Условные этапы эксплуатации скважин № 16193 и 16333

Наименование этапа	№ скважины	Даты
начало эксплуатации	16193	январь-июнь 2006 года
	16333	январь-июнь 2005 года
перед обводнением	16193	январь-июнь 2018 года
	16333	январь-февраль 2015 года
после обводнения	16193	январь-июнь 2019 года
	16333	январь-июнь 2017 года
текущие условия	16193	сентябрь-октябрь 2021 года
	16333	сентябрь-октябрь 2021 года

Из «вырезок» труб изготовлены ОСК. Для коррозионных испытаний приготовлены модели пластовой воды, рассчитанные по результатам определения ионного состава воды. Испытуемая среда – МПВ скважины № 16333 (табл. 7) и МПВ скважины № 16193 (табл. 8).

Таблица 7 – Ионный состав пластовой воды скважины № 16333 ГП-N

Этап эксплуатации	Начало эксплуатации	Перед обводнением	После обводнения	Текущие условия
Период	январь-июнь 2005	январь-февраль 2015	январь-июнь 2017	сентябрь-октябрь 2021
Плотность воды, г/см^3	1,00275	0,998	1,0091	1,0112
pH воды	5,975	6,78	6,275	6,78
Общая минерализация, мг/дм^3	8835,86	161,49	15482,2	17795
Cl^-, мг/дм^3	5037,45	42,55	9148,68	10600
HCO_3^-, мг/дм^3	336,72	65,88	222,04	320
Ca^{+2}, мг/дм^3	219,14	11,22	212,825	180
Mg^{+2}, мг/дм^3	33,985	1,094	129,2	95
$K^+ + Na^+$, мг/дм^3	3208,56	40,75	5769,48	6600

Таблица 8 – Ионный состав пластовой воды скважины № 16193 ГП-N

Этап эксплуатации	Начало эксплуатации	Перед обводнением	После обводнения	Текущие условия
Период	январь-июнь 2006	январь-июнь 2018	январь-июнь 2019	сентябрь-октябрь 2021
Плотность воды, г/см^3	0,998	0,9986	1,0106	1,0114
pH воды	5,88	6,27	6,00	6,77
Общая минерализация, мг/дм^3	1582,19	503,58	17614,1	17823,1
Cl^-, мг/дм^3	871,7	187,23	10354,3	10814,6
HCO_3^-, мг/дм^3	64,66	95,16	236,68	262,3
SO_4, мг/дм^3	30,03	4,54	24,51	33,49
Ca^{+2}, мг/дм^3	27,05	11,2	259,32	199,2
Mg^{+2}, мг/дм^3	4,01	2,89	65,2992	81,53
$K^+ + Na^+$, мг/дм^3	570,72	181,42	6673,92	6337,96

Материал образцов-свидетелей коррозии – сталь марки 092ГС, образцы подготовлены в соответствии с ГОСТ 9.506; температура – 20 °С; продолжительность испытаний – 6 часов.

Испытания проводились в среде МПВ, насыщенной углекислым газом (CO_2). Удаление кислорода из модельной среды проводилось с помощью продувки среды азотом. Образцы-свидетели коррозии подвешивались на держателях в крышке автоклава, таким образом, чтобы не соприкасались друг с другом и со стенкой коррозионной ячейки. Крепёж образцов на держателях производился с помощью пинцета. Результаты проведённых испытаний приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты оценки скорости коррозии

Номер скважины	Период	Скорость коррозии, мм/год	
1	2	3	4
№ 16333	январь-июнь 2005	0,870	0,879
		0,887	
	январь-февраль 2015	0,871	0,881
		0,890	
	январь-июнь 2017	0,878	0,865
		0,851	
	сентябрь-октябрь 2021	0,780	0,823
		0,835	
		0,855	

Окончание таблицы 9

1	2	3	4
№ 16193	январь-июнь 2006	0,880	0,883
		0,886	
	январь-июнь 2018	0,881	0,887
		0,892	
	январь-июнь 2019	0,835	0,844
		0,853	
	сентябрь-октябрь 2021	0,804	0,794
		0,784	

По результатам испытаний определено отсутствие влияния состава воды в различные периоды эксплуатации скважин на скорость коррозии – все измеренные скорости коррозии имеют близкие значения (отклонение максимальной скорости коррозии от минимальной менее 11 %). Полученные скорости коррозии находятся в диапазоне от 0,5 до 1,0 мм/год. Согласно ГОСТ 9.502-82 коррозионная активность системы – повышенная, коррозионная стойкость металла – пониженная.

Ингибитор коррозии Сонкор-9020

Проведены следующие испытания ингибитора коррозии Сонкор-9020 (ТУ 20.59.59-090-00151816-2018):

- определение технологических свойств ингибитора;
- оценка эффективности ингибитора для условий газового промысла.

В ходе испытаний были определены следующие технологические свойства ингибитора: растворимость в минерализованной воде, спирте, керосине, а также влияние на процесс разделения эмульсии в системе «углеводородный конденсат – пластовая вода».

Для оценки эффективности ингибитора коррозии проведены коррозионные испытания образцов стали марки 09Г2С в условиях смоделированной среды скважины ГП-N (№ 16333) при дозировке реагента 100 г ингибитора коррозии на 1 м^3 добываемой воды. Коррозионные испытания проходили методом поляризационного сопротивления в электрохимической коррозионной ячейке и гравиметрическим методом в автоклаве.

По результатам испытаний технологические свойства и защитная эффективность ингибитора коррозии Сонкор-9020 соответствуют требованиям СТО Газпром 9.3-011-2011. Данный ингибитор рекомендован к опытно-промышленным испытаниям на объектах ГП-N с начальной дозировкой 100 г/м^3 добываемой воды методом постоянного дозирования.

Оценка коррозионной стойкости образцов проката и труб исследованных сталей

Оценку коррозионной стойкости предоставленных образцов труб проводили по стандарту СТО 00190242-003-2017 «Методика определения коррозионной стойкости нелегированных и легированных сталей и изделий из них путём измерения плотности тока насыщения анодного растворения стали в коррозионной среде электрохимическим методом».

Согласно указанной методике, критерием оценки коррозионной стойкости сталей является значение плотности тока насыщения анодного растворения. Пороговое значение плотности тока насыщения составляет 6,5 мА/см^2. В случае если усреднённое по всем измеренным образцам значение плотности тока насыщения с учётом погрешности измерений оказывается выше граничного значения, коррозионная стойкость сталей признаётся неудовлетворительной.

По результатам испытаний все исследованные образцы сталей имеют неудовлетворительную коррозионную стойкость. Особенно большое значение плотности тока насыщения получено для образца из «старой» плавки. В то же время для «новой» плавки насыщения тока через 1 час после испытания не наблюдается, рост его значений продолжался, причём ступенчато. Такой характер кривой может свидетельствовать также о неудовлетворительной коррозионной стойкости стали. Для подтвержде-

ния вышесказанного проведён дополнительный эксперимент по оценке коррозионной стойкости исследованных сталей по результатам динамических коррозионных испытаний.

Динамические коррозионные испытания образцов труб

Исследование коррозионной стойкости образцов проведено в лабораторных условиях. Состав нефтепромысловой среды для испытаний соответствует хлоридно-кальциевому типу и приведён в таблице 10.

Таблица 10 – Состав среды для проведения динамических коррозионных испытаний

HCO_3^-, мг/л	Cl–, мг/л	Na+, мг/л	$NaHCO_3$, г/л	NaCl, г/л	Общая минерализация, г/л
500,0	10000	6577,4	0,689	16,389	17,077

По полученным данным о потере массы, площади рабочей поверхности и о продолжительности испытания рассчитывалась скорость коррозии каждого образца в г/м2 · ч (мм/год). Полученные результаты представлены в таблице 11.

В рассматриваемой среде более высокую коррозионную стойкость имеют стали, легированные хромом, марок 05ХГБ и 13ХФА – скорость коррозии примерно на 36 % ниже, чем для исследованных сталей 09Г2С.

Таблица 11 – Сравнение скоростей коррозии, полученных при двух одинаковых испытаниях в движущейся среде, раствор № 1 (Cl^- – 10000 мг/л, HCO_3^- – 500 мг/л), 14 сут.

Марка стали	Vср, (г/м^2 · ч), мм/год	Стандартное отклонение
09Г2С (образец из «старой» плавки)	1,30	±0,13
09Г2С (образец из «новой» плавки)	1,43	±0,18
Предыдущие исследования других сталей		
05ХГБ	0,77	±0,05
05ХГБ-5	0,98	±0,11
05ХГБ-7	0,79	±0,11
13ХФА-10	1,00	±0,07
13ХФА-18	0,99	±0,08

Следует отметить, что из сталей 09Г2С более высокую скорость коррозии продемонстрировала сталь «новой» плавки (2020 г.в.), для которой при испытаниях по электрохимической методике насыщения тока через 1 час после начала испытаний не наступило. Это свидетельствует, что отсутствие насыщения величины тока при испытаниях наблюдается для сталей с неудовлетворительной коррозионной стойкостью.

Анализ результатов проведённого исследования свидетельствует, что основной причиной низкой коррозионной стойкости исследованных сталей являются повышенная загрязнённость стали НВ и их неблагоприятный химический состав. Другим фактором, приводящим к дополнительному снижению коррозионной стойкости, стали «новой» плавки, является высокий балл ферритно-перлитной полосчатости. Кроме того, по результатам проведённых ранее исследований к повышению коррозионной стойкости сталей в нефте- и газопромысловых водных средах приводит снижение содержания в стали кремния до 0,3 % и менее.

Выводы

1. Измерения скорости коррозии:

На скважинах:

- **16103** (0,334 мм/год), 1**6173** (0,107 мм/год), **16191** (0,112 мм/год), **16253** (0,107 мм/год), 16352 (0,112 мм/год) и **16432** (0,1 мм/год) получена средняя скорость коррозии по всем ОСК выше допустимого значения 0,1 мм/год;
- **16093** (0134, мм/год), 16131 (0,108 мм/год), **16261** (0,105 мм/год), **16403** (0,106 мм/год) получена скорость коррозии по нижнему ОСК выше допустимого значения 0,1 мм/год.

При этом на данных скважинах мероприятия по контролю технического состояния трубопроводов ранее не проводились.

Согласно п. 5.4 СТО Газпром 9.3-011-2011 на скважинах с полученной скоростью коррозии более 0,1 мм/год необходима организация ингибиторной защиты.

Итого к концу отчётного периода был проведён монтаж УКК в количестве 100 ед. в трубопроводы обвязки 55-и скважин из запланированных 60-и; 4 скважины № 16133, 16211-3, 16291 выведены в бездействующий фонд.

2. Проведение ВИК трубопроводов:

На фланцах трубопроводов обвязки скважин при монтаже МУКК выявлены следы:

- интенсивного коррозионного воздействия среды на скважинах № 16151, 16153, 16154, 16174, 16183, 16191, 16192, 16221, 16222, 16224, 16232, 16241, 16262 и 16264;
- умеренного коррозионного воздействия среды на скважинах № 16182, 16233, 16251, 16402 и 16471.

Проведена видеоэндоскопия не всех участков обвязки скважин № 16151, 3 и 4 (16.05. 2022 г.) по причине отсутствия доступа к участку от НСУ до устройства отсекающего (поз. 6, рис. 6).

3. На скважинах № 16403 (0,106 мм/год по нижнему ОСК) и 16432 (0,1 мм/год), находящихся на одном из участков Уренгойского НГКМ, зафиксированы высокие значения скорости коррозии. Высокая коррозионная агрессивность среды может являться причиной коррозионных повреждений внутренней поверхности газосборного коллектора, транспортирующего скважинную продукцию на УКПГ-N.

Рекомендации

1. Проведение ВИК трубопроводов:

Подготовить к проведению видеоэндоскопии трубопроводы обвязки скважин:

- № 16174, 16183, 16191, 16192, 16221, 16222, 16224, 16232, 16241, 16262 и 16264 – по причине наличия следов интенсивного коррозионного износа на фланцах трубопровода;
- № 16103 (0,334 мм/год), 16173 (0,107 мм/год), 16191 (0,112 мм/год), 16253 (0,107 мм/ год), 16352 (0,112 мм/год), 16432 (0,1 мм/год), 16093 (0,134 мм/год), 16131 (0,108 мм/год), 16261 (0,105 мм/год) и 16403 (0,106 мм/год) – по причине высоких полученных скоростей коррозии в трубопроводах обвязки, при этом на всех скважинах из данного пункта ранее не проводился осмотр внутренних поверхностей на предмет коррозионного износа.

Провести обследование с применением видеоэндоскопа участка трубопровода от НСУ до устройства, отсекающего после демонтажа последнего (поз. 6, рис. 6) на скважинах № 16151, 3 и 4.

Провести повторную видеоэндоскопию заменённого участка трубопровода обвязки скважины № 16111 с целью контроля интенсивности коррозионных процессов, протекающих в трубопроводе в течение последних 4-х лет.

2. Рассмотреть возможность разработки и осуществления плана мероприятий по пневматическим/гидравлическим испытаниям трубопроводов обвязок скважин и ГСК с высоким выносом пластовой воды. В первую очередь предусмотреть контроль скважин с повышенным коррозионным износом (табл. 5).

3. Рассмотреть возможность проведения внутритрубной диагностики трубопроводов (DN250-400 PN80) на рассматриваемом участке Уренгойского НГКМ с применением МКОР (мобильных комплексов организации работ). Также рекомендуется проведение мероприятий по предварительному контролю технического состояния (УЗТ, испытания избыточным давлением).

4. При выявлении следов коррозионного износа НКТ в ходе ревизии маркировать трубу (№ скважины и примерная глубина залегания НКТ) для проведения детального осмотра.

Литература

1. Артеменков В.Ю. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.Ю. Артеменков, А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвып. № 2. – С. 74–78.

2. Горпинченко А.Н. Обзор и анализ современных ингибиторов, применяемых на месторождениях в условиях повышенной коррозионной активности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 296–309.
3. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.] // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2023: Материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30–31 марта 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 349–356.
4. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
5. Горпинченко А.Н. Расчёт скорости углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования по различным методикам / А.Н. Горпинченко, А.А. Мельникова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 133–146.
6. Горпинченко А.Н. Оценка эффективности технологии ингибирования газовых и газоконденсатных скважин в условиях углекислотной коррозии / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 147–161.
7. Гурбанов П.Ф. Анализ эффективности коррозионного мониторинга и предупреждения коррозии на Уренгойском месторождении / П.Ф. Гурбанов, К.А. Морозов, М.В. Краснов // Вестник науки. – 2023. – Т. 5. – № 10(67). – С. 633–640.
8. Метод оценки скорости углекислотной коррозии трубопроводов систем сбора нефти / В.О. Доманский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 11. – С. 51–54.
9. Ерехинский Б.А. К вопросу о причинах коррозионного разрушения элементов фонтанной арматуры на скважине № 2114 УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Б.А. Ерехинский, А.Н. Исаев, Г.Н. Осипова // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2016. – № 1. – С. 32–34.
10. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё // Коррозия. Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 1(18). – С. 18–25.
11. Исмаилов О.Д. оглы. Разработка универсального ингибитора коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 234–237.
12. Кашковский Р.В. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов / Р.В. Кашковский, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 3. – С. 71–91.
13. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: Материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар) : в 2 т. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 17–22.
14. Поварова Л.В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л.В. Поварова, М.А. Самарин, Р.А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
15. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия CO_2 / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
16. Пономарёв А.И. Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии / А.И. Пономарёв, А.Д. Юсупов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 439–447.
17. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
18. Савенок О.В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, П.П. Порывкин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
19. Автоклавное моделирование коррозионных процессов, происходящих в газопроводе при транспортировке неподготовленной многофазной среды, содержащей CO_2 / Н.О. Шапошников [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 915–923.
20. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.] // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 119–126.
21. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.

References

1. Artemenkov V.Yu. Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / V.Yu. Artemenkov, A.Yu. Koryakin, D.V. Dikamov // Gas industry. – 2017. – Special issue № 2. – P. 74–78.

2. Gorpinchenko A.N. Review and analysis of modern inhibitors used on fields in conditions of increased corrosion activity // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 4. – P. 296–309.
3. Analysis of the results of corrosion monitoring of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko [et al.] // SEVERGEOECOTECH – 2023: Proceedings of the XXIV International youth scientific conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 349–356.
4. Gorpinchenko A.N. Assessment of methods for combating corrosion in the oil and gas collection and treatment system in the conditions of field development in Western Siberia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
5. Gorpinchenko A.N. Calculation of the rate of carbon dioxide corrosion of downhole equipment using various methods / A.N. Gorpinchenko, A.A. Melnikova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2024. – № 1. – P. 133–146.
6. Gorpinchenko A.N. Evaluation of the efficiency of inhibition technology for gas and gas condensate wells under conditions of carbon dioxide corrosion / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 147–161.
7. Gurbanov P.F. Analysis of the effectiveness of corrosion monitoring and corrosion prevention at the Urengoyskoye field / P.F. Gurbanov, K.A. Morozov, M.V. Krasnov // Bulletin of science. – 2023. – Vol. 5. – № 10(67). – P. 633–640.
8. Method of assessing carbon dioxide corrosion rates of oil gathering pipelines / V.O. Domansky [et al.] // Oil field business. – 2016. – № 11. – P. 51–54.
9. Erekhinskiy B.A. On the causes of corrosion destruction of the elements of the wellhead equipment at well № 2114 UKPG-22 of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / B.A. Erekhinskiy, A.N. Isaev, G.N. Osipova // Corrosion. Territory of NEFTEGAS. – 2016. – № 1. – P. 32–34.
10. Ivanovsky V.N. Corrosion of downhole equipment and methods of protection against it // Corrosion. Territory of NEFTEGAS. – 2011. – № 1(18). – P. 18–25.
11. Ismayilov O.D. Development of the universal corrosion inhibitor // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 2. – P. 234–237.
12. Kashkovsky R.V. Some aspects of carbon dioxide corrosion of steel equipment and pipelines of oil and gas fields / R.V. Kashkovsky, K.A. Ibatullin // Science and technology in the gas industry. – 2016. – № 3. – P. 71–91.
13. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovskiy [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the II International scientific and practical conference (October 23, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar : «Publishing House – South» LLC, 2022. – Vol. 1. – P. 17–22.
14. Povarova L.V. Causes of corrosion of oilfield pipelines and methods of their protection / L.V. Povarova, M.A. Samarin, R.A. Taranik // Readings of A.I. Bulatov. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
15. Laboratory tests to assess the corrosivity of media under conditions of CO_2 presence / V.V. Polnikov [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 2. – P. 368–371.
16. Ponomarev A.I. Effect of shear stress on the wall of technological pipelines at a gas condensate field on the intensity of carbon dioxide corrosion / A.I. Ponomarev, A.D. Yusupov // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 244. – P. 439–447.
17. Savenok O.V. Features of operation of oil and gas wells under high corrosion aggression / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
18. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical fault of structural materials of oil and gas production equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko, P.P. Poryvkin // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
19. Autoclave modeling of corrosion processes occurring in a gas pipeline during transportation of an unprepared multiphase medium containing CO_2 / N.O. Shaposhnikov [et al.] // Journal of Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 915–923.
20. Development of a technical solution for the prevention of carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.] // Readings of G.V. Rassokhin readings: materials of the International conference (February 2–3, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 119–126.
21. State of study of the problem of carbon dioxide corrosion on the example of the Urengoyskoye field / A.V. Sheptukhin [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.