

СРАВНЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОРРОЗИОННО-АГРЕССИВНОГО ГАЗА

© 2021 г. Р.К. Вагапов^{1,*}

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Россия 142717 Московская обл., г. Видное,
п. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, влад. 15, стр. 1
*E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила в редакцию 11.05.2021; после доработки 07.07.2021
Принята к публикации 09.07.2021

Многие газовые и газоконденсатные месторождения (Бованенковское, Уренгойское, Кириновское и др.) отличаются присутствием в добываемой продукции коррозионно-агрессивного диоксида углерода, который при наличии влаги приводит к образованию локальных коррозионных повреждений (питтингов, язв и их скоплений). Одним из способов контроля коррозионного состояния трубопроводов является внутритрубная диагностика (ВТД), проводимая методом рассеяния магнитного потока. Особенно актуальна ВТД для трубопроводов подземного и подводного расположения, когда использование других методов коррозионного мониторинга ограничено или затратно. В условиях добычи газа, в отличие от нефти, коррозия может иметь место, как по нижней образующей трубы (6-часовая коррозия), так и при конденсации влаги на верхней образующей трубы (12-часовая коррозия). Важным процессом являются правильное планирование ВТД, последующие обработка и интерпретация полученного массива данных, которые должны осуществляться с учетом особенностей развития углекислотной коррозии в газопроводе и в сравнительном анализе с другими данными коррозионного контроля. При интерпретации данных ВТД следует учитывать механизмы развития коррозии, эксплуатационные условия (рельеф трассы и др.) и данные коррозионного мониторинга, получаемые другими методами исследований (имитационные испытания, результаты, полученные на других смежных участках трубопроводов, и др.). Корректная и полезная информация по данным ВТД позволит обеспечить надежную защиту газопроводов и планирование мер защиты от внутренней коррозии.

Ключевые слова: внутритрубная диагностика, коррозионный мониторинг, углекислотная коррозия, скорость коррозии, локальная коррозия.

DOI: 10.31857/S0130308221080066

ВВЕДЕНИЕ

При освоении многих углеводородсодержащих месторождений возникают коррозионные повреждения, в том числе локального характера, в связи с присутствием в добываемой продукции агрессивных компонентов: диоксид углерода (CO_2) и/или сероводорода (H_2S). В последнее время развитие добычной базы в РФ преимущественно связано с перспективными газовыми и газоконденсатными месторождениями, в продукции которых присутствует коррозионно-активный CO_2 (Бованенковское, Уренгойское, Кириновское и другие месторождения) [1—4].

Особую опасность внутренней углекислотной коррозии (УКК) придает ее локальный характер развития на поверхности стального оборудования и элементов трубопроводной системы [5, 6]. При эксплуатации промыслового оборудования и трубопроводов контроль их технического состояния является одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации объектов добычи углеводородного сырья [7, 8]. Оценка и анализ коррозионной ситуации, а также организация мер противокоррозионной защиты (ингибиторов коррозии и др.), будут основными элементами в системе обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений [9, 10]. В таких условиях налаживание и успешное функционирование системы контроля за техническим состоянием играют важную роль при оценке степени агрессивности внутренних сред по отношению к стальному оборудованию и трубопроводам [11].

Применительно к условиям газопровода, в отличие от нефтепровода, коррозия может возникнуть [12]:

в нижней части трубы при скоплении влаги (6-часовая коррозия или bottom-of-line corrosion, BOL-коррозия);

в верхней части трубы при конденсации влаги (12-часовая коррозия или top-of-line corrosion, TOL-коррозия);

в местах скопления влаги (щели, зазоры, застойные зоны, перепад высот и др.).

При выходе из пласта на поверхность нагретого газа с его остыванием создаются термобарические условия для конденсации водной фазы на наземных участках обвязки скважин. В таких

условиях риску УКК подвергаются как первоначальные трубопроводные участки обвязки скважин, где создаются условия конденсация (коррозия на 12 ч), так и последующие за ним трубопроводы-шлейфы, когда происходит транспорт жидкого потока влаги (коррозия на 6 ч). Важность и возможность использования коррозионного мониторинга на обвязках скважин, где имеет место ТОЛ-коррозия, были рассмотрены ранее [13]. По трубопроводу транспортируются газ и жидкостный поток (по нижней составляющей трубы).

Для контроля коррозионного состояния объектов используются различные методы коррозионного мониторинга, включающие использование датчиков коррозии (гравиметрических и др.), имитационные испытания, проведение анализов среды. Внутритрубная диагностика (ВТД) и диагностические способы обследования (измерение толщины, обнаружение утонения и дефектов труб и оборудования методом ультразвуковой толщинометрии (УЗТ) или радиографическим контролем) также относятся к методам коррозионного контроля [13]. Анализ и обработку результатов ВТД следует проводить с учетом данных, получаемых другими методами коррозионного мониторинга, что позволит повысить эффективность интерпретации данных.

Одним из основных способов контроля коррозионного состояния трубопроводов-шлейфов является ВТД. Наибольшее применение для ВТД коррозионных повреждений на газопроводах получил метод рассеяния магнитного потока (MFL, Magnetic Flux Leakage, далее — магнитный метод). Этим методом диагностируются как общее утонение стенки трубы, так и локальные дефекты [14—16].

Подземное (и особенно подводное) расположение трубопроводов-шлейфов сильно ограничивает применение других методов коррозионного мониторинга (наружной ультразвуковой толщинометрии, интрузивных датчиков, визуальный осмотр и др.). Для трубопроводов подземного расположения от точности результатов ВТД зависит правильность выбора наиболее опасных с точки зрения утонения мест для последующего шурфования (с проведением УЗТ), которое является затратной процедурой как по времени, так и финансово. Во многих случаях ВТД остается одним из основных источников информации для данных трубопроводов-шлейфов при обеспечении безопасности всей трубопроводной системы. Поэтому важным является методический подход к обработке и интерпретации данных по толщине стенки трубы, получаемых методом ВТД, с учетом коррозионных особенностей эксплуатации трубопроводов-шлейфов в условиях УКК и последующим сравнительным анализом с данными коррозионного мониторинга за внутренней коррозией.

РЕЗУЛЬТАТЫ

При УКК наблюдается развитие локальных дефектов (питтингов и язв) на поверхности трубопроводов, примеры которых приведены на рис. 1. Как видно, длина или диаметр коррозионных поражений достигает до 3 см, глубина — до 2—3 см.

В ходе эксплуатации современных газовых и газоконденсатных месторождений, в продукции которых присутствует коррозионно-активный CO_2 , фиксируются коррозионные дефекты:

на Бованенковском месторождении скорость развития локальной коррозии составляет 0,25—2,8 мм/год и находится в зависимости от содержания CO_2 [1];

на Юбилейном месторождении глубина коррозионных повреждений достигла 0,8—3,7 мм, что соответствует локальной скорости коррозии 0,26—1,23 мм/год [4].

По результатам измерения остаточной толщины стенки трубы и оборудования определяется возможность их дальнейшей работы и выдаются рекомендации по продлению безопасного срока эксплуатации в рамках экспертизы промышленной безопасности [17].

По результатам ВТД получают тысячи замеров толщины стенки трубы по всей длине трубопроводной системы. При эксплуатации трубопровода основными значениями по данным ВТД являются остаточная толщина стенки трубы, наличие, размеры и глубина коррозионных дефектов. Все это влияет на конструкционную прочность, а следовательно, и на допустимое рабочее давление в обследуемом газопроводе. Такая оценка свидетельствует о текущем состоянии объекта и наиболее глубоких локальных дефектах, которые угрожают безопасной работе всего месторождения. Участки с такими глубокими повреждениями могут быть вырезаны и заменены. Но остаются другие достаточно глубокие повреждения, которые требуют пристального внимания. С другой стороны, с точки зрения развития внутреннего коррозионного процесса наибольшее значение имеют общие коррозионные потери толщины стенки трубы, рассчитанные за соответствующий период, т.е. скорость коррозии в мм/год. В данном случае речь идет об имеющихся коррозионных повреждениях с наибольшей скоростью коррозии, которые пока позволяют



Рис. 1. Вид локальных дефектов разной формы на внутренней поверхности трубы после эксплуатации в условиях УКК.

эксплуатировать объект, но требуют особого внимания с точки зрения развития коррозионного процесса. Фактором протекания коррозии являются значения, когда скорость коррозии выше «опасного» уровня в 0,1 мм/год. Данная величина является основным параметром, характеризующим особенности протекания коррозии, и принимается для расчета коррозионного допуска при проектировании трубопроводов [5, 6].

По данным ВТД может быть оценено распределение количества коррозионных повреждений со скоростью проникновения коррозионного процесса более 0,1 мм/год по длине трубопровода (рис. 2). С течением по трубопроводу газа и выпавшей жидкости (по нижней составляющей трубы) происходит расход коррозионных компонентов и изменение эксплуатационных характеристик, например, снижение температуры.

Все это может влиять как на снижение коррозионной активности транспортируемой среды по длине трубопровода, так и на степень образования локальных дефектов. Дополнительным фактором может быть выпадение по длине трубы жидкости и скоплении ее на пониженных участках трубы.

В отчете по ВТД были приведены коррозионные потери металла, превышающие 5 % от толщины стенки трубопровода. Для трубы с толщиной стенки 11 мм это будет соответствовать потерям от 0,55 мм и более. Если пересчитать потери на период эксплуатации до проведения ВТД, который нередко проводится не чаще 1 раза в 5 лет, то получится, что минимально определенная при ВТД скорость коррозии составляет 0,11 мм/год. Для более глубоких коррозионных повреждений при ВТД шаг измерений глубины дефекта составлял около 1 % от толщины стенки трубы, что соответствовало изменению стенки трубы на 0,11 мм (для 11 мм трубы) и скорости

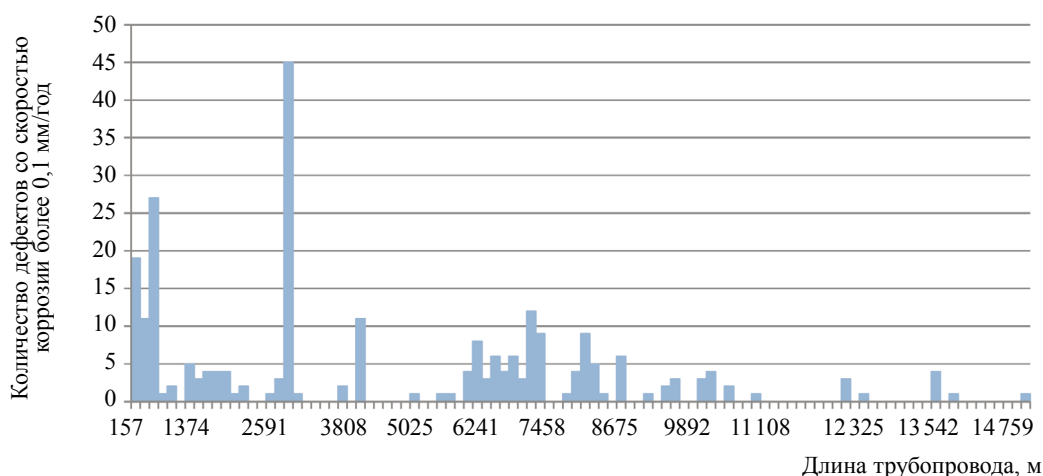


Рис. 2. Распределение количества локальных наиболее глубоких коррозионных повреждений со скоростью проникновения коррозионного процесса более 0,1 мм/год по длине трубопровода.

коррозии $\approx 0,022$ мм/г. Конечно, для обсуждаемых данных по ВТД возможен пропуск коррозионных дефектов с малыми размерами, например, для точечных питтинговых поражений. С учетом разрешающей способности оборудования ВТД возможно ошибочное определение локального дефекта. Для подтверждения глубоких питтингов, обнаруженных ВТД, может использоваться УЗТ для наружного замера выявленных при ВТД дефектов при шурфовании. Как видно из таблицы, глубина основных повреждений составляет 16—29 % от исходной толщины стенки трубы. Судя по длине и ширине дефектов, по форме они представляют собой округлые или продолговатые коррозионные образования, схожие с представленными на рис. 1. Сравнение замеров толщины стенки трубы показывают, что на части дефектов может наблюдаться разница до 50 % между измерениями двумя разными методами (ВТД и УЗТ). По результатам УЗТ измеренное значение толщины стенки оказывается, преимущественно, несколько меньше, чем по данным ВТД.

По данным авторов [18], при эксплуатации трубопровода была получена более низкая скорость потока жидкости, объем которой в процессе эксплуатации оказался ниже, чем было предусмотрено диаметром трубы. Скопление водной фазы на нижней части трубы привело к развитию коррозии. При ВТД были обнаружены 1600 внутренних дефектов, преимущественно, по нижней составляющей трубы (ВОЛ-коррозия), со средней скоростью коррозии 0,8—1,7 мм/год. На участках, где коррозия развивалась менее интенсивно, средняя скорость коррозии составляла 0,3—0,8 мм/год. Проведенные в последующие периоды времени замеры УЗТ с наружной поверхности трубопровода подтвердили наиболее глубокие локальные дефекты, выявленные ВТД. По данным установленных гравиметрических образцов в эксплуатационной среде были получены близкие значения скорости коррозии 0,76—0,96 мм/год.

Для оценки возможности роста имеющихся локальных дефектов могут быть использованы имитационные испытания, которые позволяют оценить потенциальную коррозионную агрессивность воздействия условий эксплуатации на сталь трубы, в том числе и с учетом изменения факторов коррозии (парциальное давление CO_2 , минерального состава водной фазы, температуры и др.) как со временем, так и по длине трубопровода [13].

По результатам анализа коррозионных дефектов на вырезанных участках могут быть отобраны образцы образовавшихся продуктов коррозии для проведения их анализа. Продукты коррозии могут быть получены и проанализированы как после эксплуатации (с поверхности вырезанных участков трубы), так и после имитационных автоклавных испытаний. Рентгеноструктурный анализ позволяет определить морфологию продуктов коррозии [19]. Это важно для изучения локальных дефектов, т.к. продукты коррозии могут быть как кристаллические, так и аморфные. Кристаллические соединения, например, карбонат железа (сидерит), образующийся в присутствии CO_2 , будучи более плотноупакованными, обладают большим защитным (изолирующим) эффектом. В присутствии аморфных соединений образует пористая пленка, которая не будет препятствовать проникновению агрессивных компонентов к стальной поверхности. От адгезионной прочности образующихся пленок неорганических

Таблица 1

**Сводные данные по наиболее глубоким зафиксированным ВТД поражениям
и сравнительным замерам УЗТ-методом**

Расположение по длине трубы, м	Ориентация в трубе, час : мин	ВТД					УЗТ	Разница толщин между замерами ВТД и УЗТ, мм
		Исходная толщина стенки, мм	Длина дефекта, мм	Ширина дефекта, мм	Максимальная глубина дефекта, % от исходной толщины стенки	Толщина стенки, мм	Толщина стенки, мм	
145,611	5:57	11	36	27	19	8,91	7,5	1,41
152,368	5:58	11	23	22	18	9,02	8,2	0,82
169,920	5:56	11	23	27	19	8,91	7,2	1,71
172,552	5:54	11	45	26	18	9,02	9,0	0,02
376,154	6:05	11	26	23	23	10,01	9,4	0,61
391,337	6:05	11	25	26	19	8,91	9,2	-0,29
396,179	6:01	11	43	33	19	8,91	7,3	1,61
411,966	7:40	11	43	91	22	10,14	9,5	0,64
1244,964	5:57	11	19	24	18	9,02	8,1	0,92
1324,322	5:56	11	15	25	18	9,02	7,7	1,32
1586,581	6:01	11	17	27	20	8,8	7,6	1,20
1735,580	5:57	11	18	25	19	8,91	8,2	0,71
2461,721	5:54	11	20	27	19	8,91	8,1	0,81
2633,728	5:33	11	58	72	18	9,02	8,6	0,42
2633,818	5:40	11	17	27	21	8,69	7,8	0,89
2639,686	6:55	11	21	27	20	10,4	12,5	-2,10
2640,116	4:43	11	65	60	23	8,47	7,4	1,07
2641,626	4:29	11	31	34	23	8,47	6,2	2,27
2667,745	5:33	11	16	25	20	8,8	9,4	-0,60
2707,050	8:47	11	48	57	19	8,91	8,7	0,21
2709,981	5:39	11	20	26	19	8,91	8,1	0,81
2728,509	5:39	11	37	54	18	9,02	8,0	1,02
2733,018	5:48	11	28	29	20	8,8	9,9	-1,10
2734,919	5:47	11	48	26	18	9,02	8,4	0,62
2737,493	5:50	11	24	25	19	8,91	8	0,91
2742,569	5:25	11	25	23	19	8,91	8,5	0,41
3837,156	5:53	11	19	24	19	8,91	11,2	-2,29
3892,895	6:01	11	19	25	20	8,8	7,2	1,60
3910,697	5:19	11	18	26	25	8,25	10,7	-2,45
4866,404	5:56	11	22	25	25	8,25	11,1	-2,85
5255,859	5:59	11	35	29	18	9,02	8,6	0,42
5714,854	5:56	11	27	28	29	7,81	6,3	1,51
5755,056	5:53	11	41	31	27	8,03	8,7	-0,67
5787,564	5:57	11	32	30	18	9,02	8,4	0,62
5916,630	5:56	11	42	29	20	8,8	9,1	-0,30
5918,214	5:53	11	28	21	20	8,8	8,2	0,60
5947,514	5:55	11	20	25	18	9,02	8,7	0,32
6162,057	5:52	11	45	36	18	9,02	7,7	1,32
6353,005	6:07	11	17	26	19	8,91	8,5	0,41

6354,245	6:00	11	31	24	20	8,8	8,8	0,00
6470,143	6:00	11	23	29	20	8,8	7,8	1,00
6759,816	6:02	11	19	25	19	8,91	8,9	0,01
6821,120	6:03	11	22	22	18	9,02	9,7	-0,68
6882,698	5:57	11	59	35	19	8,91	8,7	0,21
6908,868	5:58	11	42	45	23	8,47	4,3	4,17
7548,171	5:53	11	43	49	19	8,91	8,3	0,61
7569,443	5:56	11	31	37	20	8,8	9,7	-0,90
7641,376	5:57	11	17	24	18	9,02	8,5	0,52
7669,728	5:58	11	18	25	19	8,91	8,4	0,51
7794,577	5:58	11	15	24	21	8,69	9,4	-0,71
9265,958	5:57	11	26	31	25	8,25	6,9	1,35
9833,646	6:02	11	23	28	19	8,91	9,8	-0,89

соединений зависит повышенная или пониженная возможность образования локальных дефектов в местах удаления пленок продуктов коррозии.

Анализ получаемых при ВТД данных может показать распределение количества коррозионных повреждений в поперечном сечении трубы. Такая обработка данных может быть проведена на различных участках трубы, что позволяет оценить тип коррозии (BOL или TOL). На рис. 3 приведены данные по распределению количества коррозионных повреждений в поперечном

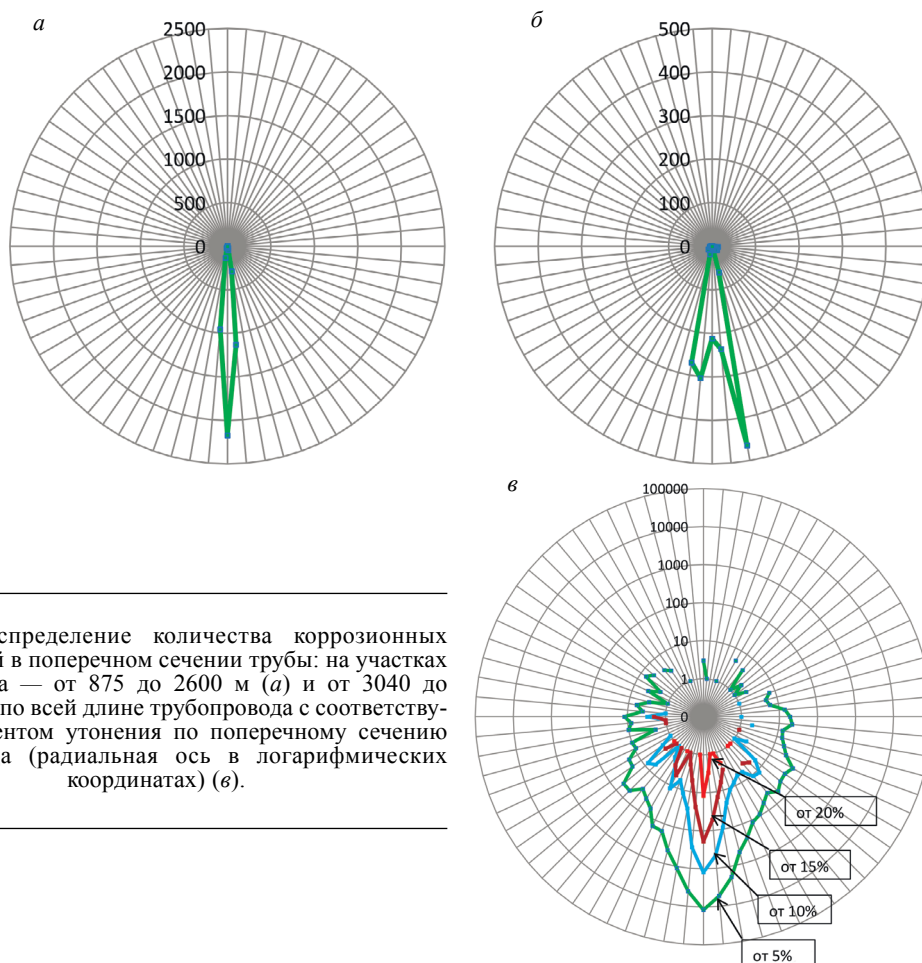


Рис. 3. Распределение количества коррозионных повреждений в поперечном сечении трубы: на участках трубопровода — от 875 до 2600 м (а) и от 3040 до 38080 м (б); по всей длине трубопровода с соответствующим процентом утонения по поперечному сечению трубопровода (радиальная ось в логарифмических координатах) (в).

сечении трубы как на различных участках трубопровода, так и сводные данные в целом по всей длине трубопровода с соответствующим процентом утонения по поперечному сечению трубопровода. Как видно на рис. 3а и б, преобладающей является 6-часовая коррозия, по нижней составляющей трубы. Сведение данных по всей длине трубопровода дает возможность оценить динамику образования и плотность расположения и нахождения большинства наиболее опасных коррозионных аномалий (рис. 3в): количество точек с утонением более 20 % не превышает 12 значений, а от 15 до 20 % — 191 замер по данным ВТД по всей трубе.

Важную роль играет необходимость более прецизионного измерения локальных дефектов и последующий анализ в наиболее вероятных коррозионных местах зарождения и образования коррозионных дефектов. С учетом того, что основным интенсификатором коррозионного процесса является влага, места скопления водной фазы по длине трубы являются наиболее опасными. Рельеф прокладки трубопровода не всегда является прямолинейным, что может способствовать накоплению жидкой фазы. Долговременный контакт стальной поверхности с водной фазой и ее движение по трубе предоставляет постоянный доступ коррозионных компонентов и отвод образующихся продуктов коррозии.

Результат проведенного анализа распределения коррозионных повреждений по всей длине трубопровода и по радиальному распределению с наложением данных по профилю трубопровода на местности представлен на рис. 4. На них графики высоты трубопровода на местности наложены на распределение коррозионных повреждений в развертке, где по оси X представлено расстояние

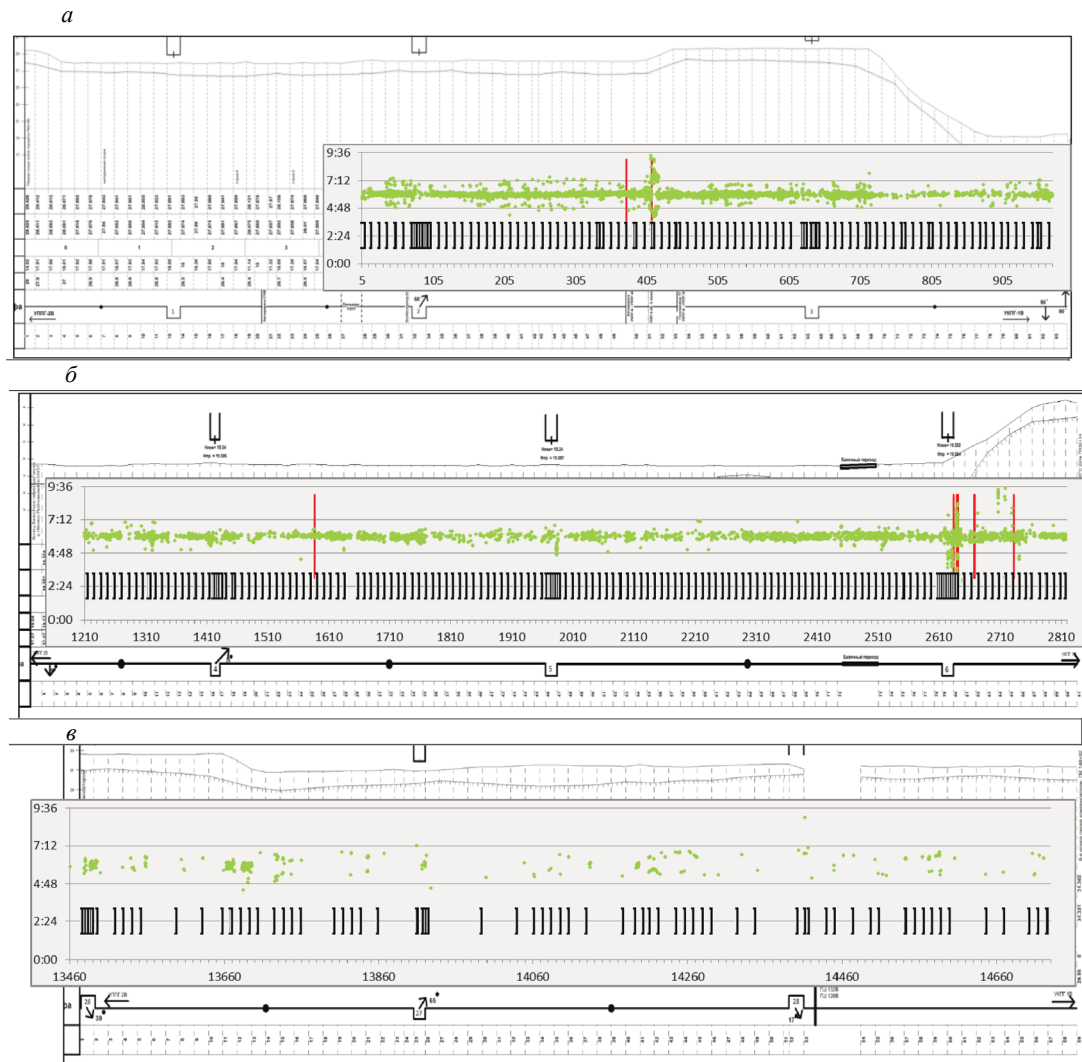


Рис. 4. Распределение коррозионных повреждений по длине трубопровода и в радиальном направлении (на сером поле вертикальные линии — это места расположения наиболее опасных аномалий по ВТД, скобы на 2:24 показывают положение сварных швов), наложенные на график профиля трубопровода на местности.

(в метрах) по длине трубопровода, по оси Y — распределение в перпендикулярном направлении трубопровода («по часам»). Дополнительно на графике распределения коррозионных повреждений вертикальными линиями отмечены места расположения наиболее опасных аномалий по данным ВТД. Подавляющее большинство наиболее опасных аномалий (от 20 % утонение и выше) находятся в местах подъемов трубопровода на местности и на «6 часов» (см. рис. 4б) или могут быть ассоциированы с этими местами.

Это может объясняться образованием скоплений агрессивных жидких фаз и быть вызвано локальными условиями равновесия в местах увеличения высоты трубопровода на местности, когда движущая сила потока газа, переносящая жидкие фазы вдоль трубопровода, уравнивается стеканием/удержанием жидких фаз под действием гравитации. Нередко, по причине динамического типа этого равновесия таких скоплений немного, и они могут не иметь постоянного места расположения, так как переносятся вдоль участка подъема трубопровода с волнообразным характером движения жидких фаз. Возможный волнообразный режим течения на подъемах трубопровода также является причиной того, что повышенная агрессивность, наблюдаемая для этих участков, может распространяться на некоторое расстояние до подъема.

При этом коррозионные повреждения локализируются не в самой жидкой фазе, а по краю поверхности жидкости, где «обычная» коррозионная агрессивность среды дополнительно осложняется краевым углом смачивания при колебаниях уровня жидкой фазы. Это видно на рис. 4а, где наиболее глубокие повреждения наблюдаются по краям движения потока жидкости.

На начальном участке коррозионные дефекты могут быть ассоциированы с ТОЛ-коррозией, случаи которой были рассмотрены ранее [13]. Как видно на рис. 4а, локальные дефекты располагаются в достаточно широком промежутке от 3 до 6 ч. Это может быть связано как с конденсацией, так и со стеканием конденсационной жидкости.

Для повышения точности привязки коррозионных данных к геометрии трубопровода на рис. 4 обозначены места расположения сварных швов (скобки, смещенные вниз от максимальной плотности коррозионных повреждений). Это актуально, поскольку локальным местом удержания влаги является также выпуклость сварного шва. С учетом повышенной гетерогенности околошовной зоны и самого сварного шва скопление на них влаги превращает их в еще одно потенциально опасное место для развития локальной УКК. Глубокие коррозионные дефекты на рис. 4а могут быть связаны не только с ТОЛ-коррозией, но и с местами расположения сварных швов. Наиболее наглядно связь между образованием локальных дефектов, обнаруженных при ВТД, и участком трубопровода показана на рис. 4в.

Опыт эксплуатации российских и зарубежных газовых месторождений с УКК подтверждает высказанные подходы к анализу данных ВТД.

На одном из зарубежных объектов, с эксплуатационными условиями оптимальными для развития УКК (2,3 % CO_2 , давление 11 МПа, температура 34—68 °С, минерализация водной среды 18 г/л), отмечается [20], что через 2—3 года эксплуатации по данным ВТД было выявлено 680 локальных дефекта (2 наибольших питтинга до 4,5 и 8,0 мм глубиной; между 3 и 6 ч) на трубе толщиной 11,4 мм. Рельеф трубопровода включает участки с углублениями и подъемами. Наибольшее скопление и наиболее глубокие питтинги были обнаружены в пониженных местах, где создаются условия для скопления влаги.

Авторы [21] сообщают о результатах проведения магнитным дефектоскопом ВТД на газопроводах-шлейфах Уренгойского НГКМ (1,8 % CO_2 , давление 12 МПа, температура 20—30 °С, минерализация водной среды 2—3 г/л). По данным обследований, наибольшая плотность распределения потерь металла на газопроводе наблюдалась по нижней его части. Условия эксплуатации трубопроводов с небольшой скоростью потока приводят к выделению водного электролита путем его конденсации и выпадения с последующим выделением в отдельную фазу в нижней части трубы газопровода-шлейфа. ВТД показала, что, преимущественно, повреждения наблюдались в конце участков газопровода с небольшими уклонами перед резким подъемом трубы с большим уклоном, где создаются условия для скопления водной фазы. Дополнительным, усугубляющим коррозию, фактором может стать динамическое состояние (перемешивание/ барботирование) накопившейся влаги в условиях потока газа.

ВЫВОДЫ

Эксплуатации в условиях присутствия CO_2 приводит к образованию опасных локальных дефектов в газопроводе. Применение вместе с ВТД других прямых методов коррозионного мониторинга помогает более правильному планированию процедуры ВТД, выбору мест прецизионного

контроля, интерпретации получаемых данных. Получаемые при ВТД данные представляют собой большой массив информации, который требует оптимизации методических подходов при обработке и оценке данных по толщине стенки трубы. На протекание УКК и образование дефектов влияют особенности эксплуатации, факторы коррозии и другие параметры, которые следует учитывать при анализе данных ВТД. Дополнительную информацию можно получать по данным косвенных методов, например, по анализу получаемых продуктов коррозии, гравиметрическому измерению скорости коррозии и др. С помощью данных комплекса диагностических обследований принимается решение о возможности безопасной эксплуатации объекта, необходимости ремонта или реконструкции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Слугин П.П., Полянский А.В. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. Т. 74. № 2. С. 104—109.
2. Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Шевелев М.Б., Семенов Ю.В., Шологин Р.А., Мотовилов В.Ю. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. 2018. Т. 777. № 11. С. 8—13.
3. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Колинченко И.В., Юсупов А.Д., Запезалов Д.Н., Вагапов Р.К. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 6. С. 48—55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55
4. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величкин А.В., Ильин А.В., Подольский Е.С. Влияние углекислоты в природном газе газоконденсатной залежи нижнемеловых отложений Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения на эксплуатацию УКПГ-НТС // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. Т. 74. № 2. С. 23—35.
5. Кантюков Р.Р., Запезалов Д.Н., Вагапов Р.К. Оценка опасности внутренней углекислотной коррозии по отношению к промышленным оборудованию и трубопроводам на газовых и газоконденсатных месторождениях // Безопасность труда в промышленности. 2021. № 2. С. 56—62. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-2-56-62
6. Запезалов Д.Н., Вагапов Р.К. Анализ нормативных требований при оценке углекислотной коррозии на объектах добычи газа // Проблемы анализа риска. 2021. Т. 18. № 2. С. 60—71. <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2021-18-2-60-71>
7. Велиюлин И.И., Кантюков Р.А., Якупов Н.М., Тамеев И.М., Якупов С.Н., Кантюков Р.Р., Гиниятуллин Р.Р., Нургалеев А.Р. О коррозии трубопроводов // Наука и техника в газовой промышленности. 2015. № 1 (61). С. 45—50.
8. Вагапов Р.К. Коррозионное разрушение стального оборудования и трубопроводов на объектах газовых месторождений в присутствии агрессивных компонентов // Технология металлов. 2021. № 3. С. 47—54. DOI: 10.31044/1684-2499-2021-0-3-47-54
9. Велиюлин И.И., Кантюков Р.А., Якупов Н.М., Тамеев И.М., Якупов С.Н., Кантюков Р.Р., Гиниятуллин Р.Р., Нургалеев А.Р. Модели коррозионного износа // Наука и техника в газовой промышленности. 2015. № 1 (61). С. 57—67.
10. Vagapov R.K., Zapevalov D.N. Corrosion Activity of Operating Conditions for the Steel Equipment and Pipelines in the Plants Extracting CO₂-Containing Gases // Metallurgist. 2021. V. 65. P. 50—61. <https://doi.org/10.1007/s11015-021-01132-x>
11. Кантюков Р.Р., Бутусов О.Б., Мешалкин В.П., Панарин В.М. Система поддержки принятия решений по управлению рисками опасных ситуаций в сложных системах газоснабжения // Программные продукты и системы. 2020. Т. 33. № 2. С. 250—256. DOI: 10.15827/0236-235X.130.250-256.
12. Vagapov R.K., Ibatullin K.A., Zapevalov D.N. Corrosion Processes on Steel Under Conditions of Moisture Condensation and in the Presence of Carbon Dioxide // Chemical and Petroleum Engineering. 2020. V. 56. № 7—8. P. 673—680. <https://doi.org/10.1007/s10556-020-00825-5>
13. Вагапов Р.К., Запезалов Д.Н. Практические аспекты использования диагностических методов совместно с другими данными контроля коррозии и имитационными испытаниями при эксплуатации объектов добычи газа в коррозионно-агрессивных условиях // Дефектоскопия. 2020. № 7. С. 61—76. DOI: 10.31857/S0130308220070076
14. Wei Liang, Peiwen Que, Guang Yang. Ultrasonic Flaw Detection in the NDE of Oil Pipeline Using Resonance Filter // Дефектоскопия. 2006. № 6. С. 67—73.
15. Лоскутов В.Е., Матвиенко А.Ф., Патраманский Б.В., Щербинин В.Е. Магнитный метод внутритрубной дефектоскопии газо- и нефтепроводов: прошлое и настоящее // Дефектоскопия. 2006. № 8. С. 3—19.
16. Yunwei Zhang, Guozheng Yan. Detection of Gas Pipe Wall Thickness Based on Electromagnetic Flux Leakage // Дефектоскопия. 2007. № 2. С. 78—89.

17. Ерехинский Б.А. Диагностическое обслуживание объектов добычи газа. Прогнозирование и продление ресурса. Оценка риска. Изд-во АО «Воронежская областная типография», 2020. 168 с.
 18. Abdul Wahab Al-Mithin, Shabbir Safri, Andreas Pfanger. UT-ILI and Fitness-for-Purpose Analysis for Severely Internally Corroded Crude Oil Pipeline // Pipeline Technology Conference. 2013.
 19. Михалкина О.Г. Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов // Вести газовой науки. 2016. № 4 (28). С. 96—107.
 20. Mansoori H., Mirzaee R., Esmailzadeh F., Vojoood A., Dowrani A.S. Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline // Engineering Failure Analysis. 2017. V. 82. P. 16—25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.08.012>
 21. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Неудахин А.Ю., Колинченко И.В., Лашков Е.В., Юсупов А.Д. Разработка методики прогнозирования возможных мест локализации коррозионных дефектов газосборного коллектора по результатам внутритрубной диагностики схожих трубопроводов // Газовая промышленность. 2018. Т. 773. Спецвып. № 3. С. 30—35.
-