

Инженер-нефтяник

№ 1'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Повышение качества
крепления скважины

Механизм
формирования ствола
скважины

Гидроимпульсное
воздействие на пласт

Экспертное обследование
конденсатопровода

Применение
ингибированного бурового
раствора

Заводнение
низкопроницаемых
коллекторов

Композитные
трубопроводы в
нефтегазовой отрасли



ЛИТЕРАТУРА (окончание)

11. Оленев Н. Хранение нефти и нефтепродуктов (изд. 3-е). - Ленинград: Недра, 1964.
12. Скугорова Л., Таран В. Трубопроводно-строительные материалы. - М.: Высшая школа, 1967.
13. Смитиенко Б.М. Мировая экономика. Учебник для бакалавров (изд. 2-е изд., перераб. и доп.). - М.: Издательство Юрайт, 2013.

REFERENCES (ending)

11. Olenev N. Storage of oil and oil products (Third edition). - Leningrad: Nedra, 1964.
12. Skugorova L., Taran V. Pipeline construction materials. - M.: Higher school, 1967.
13. Smitienko B.M The world economy. Textbook for bachelors (second edition, updated and revised) - M.: Izdatel'stvo Jurajt, 2013.

УДК 622.691.4:628.517

Экспертное обследование фрагмента аварийного участка трубопровода с целью определения причин возникновения язвенной коррозии

¹И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор;¹Д.А. Борейко – канд. техн. наук, ассистент;²А.А. Смирнов – канд. техн. наук, директор³В.А. Мешанкин – ген. директор

(ФГБОУ ВПО Ухтинский государственный технический университет

²ООО «ЭкспертСтрой», г. Ухта,³ООО «Северный региональный технический центр диагностики и технической экспертизы», г. Ухта)

В нефтегазовой отрасли весьма актуальной является проблема обеспечения надежности работы магистральных и промысловых трубопроводов, которые являются эффективными и надежными средствами доставки жидких и газообразных продуктов на значительные расстояния [1].

Технические и эксплуатационные характеристики трубопроводов обеспечиваются за счет выбора необходимого типа труб с заданным уровнем физико-механических свойств металла. Однако, в процессе длительной эксплуатации механические характеристики трубопроводов изменяются и могут перейти в критические значения, при которых возможно их разрушение. Статистика свидетельствует, что 90% отказов являются следствием коррозионных повреждений и дефектов.

В связи с тем, что время эксплуатации большинства действующих трубопроводов превышает установленный нормативный срок службы (20 лет) [2], появляется необходимость экспертных обследований каждого случая разрушения целостности труб, с целью выявления причин и механизма развития дефектов для заблаговременного принятия мер по их обнаружению и устранению.

В 2014 году на участке конденсатопровода, расположенного в районе Вуктыльского ГКМ, произошел выброс неустойчивого конденсата. Для выяснения причин аварии нам было поручено провести экспертное обследование с применением современных методов неразрушающего и разрушающего контроля.

Объектом исследований стал фрагмент аварийного участка конденсатопровода в виде катушки нефтегазопроводной трубы диаметром 530 мм с толщиной стенки 8 мм и длиной 360 мм, изготовленный из стальных сварных прямошовных труб с поперечным сварным соединением (рис. 1).

Фактический срок службы трубопровода составляет 43 года, что превышает нормативный установленный срок службы более чем в 2 раза.

Технические характеристики трубопровода, из которого вырезан фрагмент, представлены в табл. 1.

Экспертное обследование фрагмента трубопровода проводилось с целью определения характера и причин возникновения локального повреждения стенки в виде каверн на внутренней поверхности и сквозного отверстия (рис. 2).



Рис.1. Катушка (фрагмент) аварийного участка конденсатопровода.

Таблица 1. Технические характеристики трубопровода.

Наименование	Характеристика
Характеристика трубы	530 x 8 мм; Сталь 17ГС, завод-изготовитель ОАО «Челябинский трубопрокатный завод»
Дата ввода в эксплуатацию	1971 год
Назначение	Транспортировка нестабильного конденсата на Сосногорский ГПЗ
Разрешенное рабочее давление	50 кгс/см ²

Для этого использовались традиционные методы неразрушающего контроля: визуальный и измерительный контроль (ВИК), контроль качества сварного соединения методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗК), толщинометрия, радиографический контроль сварного соединения (РК), метод магнитной памяти металла (МПМ). Кроме того, был проведен металлографический анализ материала, определены механические свойства металла катушки, и его химический состав методом искровой оптико-эмиссионной спектрометрии (ОЭС).

Визуальный и измерительный контроль выполнен для выявления изменений формы и размеров поверхности трубы, а также трещин, коррозионных повреждений и деформаций, образовавшихся в процессе эксплуатации. Визуальный контроль проводился с помощью комплекта ВИК «Луч» и бинокулярного микроскопа МБС-10 при увеличении от 2 до 14 раз. Размерные признаки устанавливали с помощью линейки измерительной металлической и штангенциркуля ШЦ КТ2 № 282000046 с точностью $\pm 1,0$ мм и $\pm 0,1$ мм, соответственно.

В ходе визуального и измерительного контроля установлено, что наружная поверхность трубы окислена до серого цвета с участками, покрытыми слоем рыхлых

продуктов атмосферной коррозии рыже-бурого цвета и остатками пассивной коррозионной защиты темно-серого цвета. Поверхность трубы ровная, без трещин, плен, рванин, раковин, расслоений, закатов и других металлургических дефектов производственного происхождения. Механических повреждений производственного и(или) эксплуатационного характера на наружной поверхности объекта не обнаружено.

Внутренняя поверхность трубы (за исключением зоны повреждения) ровная, без трещин, плен, рванин, раковин и расслоений, бурого цвета, покрыта плотным слоем продуктов коррозии и отложениями продуктов эксплуатационного происхождения темно-серого цвета (рис. 3, а). На внутренней поверхности обнаружен дефектный участок материала трубы в виде цепочки существенных коррозионных повреждений, вытянутых в продольном направлении и ориентированных параллельно сварному шву трубы (рис. 3, б).

На фрагменте трубы имеется катастрофическое повреждение размером 6,4x9,2 мм в виде сквозного отверстия округлой неправильной формы на дне коррозионной каверны, расположенной на внутренней поверхности изделия (рис. 4, а). На локальном продольном



а)

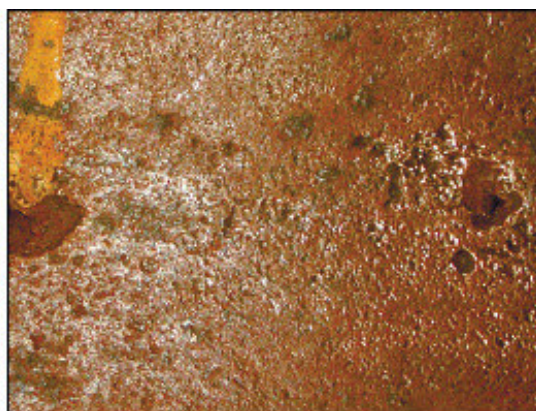


б)

Рис. 2. Поврежденный фрагмент аварийного участка конденсатопровода: а – наружная сторона; б – внутренняя сторона.



а)



б)

Рис. 3. Внутренняя поверхность объекта исследования:
а – внутренняя поверхность трубы; б – дефектный участок материала трубы.

участке фрагмента трубы присутствуют множественные существенные повреждения коррозионного происхождения в виде крупных и глубоких язв и каверн (рис. 4, а) глубиной до 4,5 мм.

На внутренней поверхности крупных дефектов имеется рыхлый слой продуктов коррозии рыже-бурого цвета, а сама поверхность сформирована множественными мелкими и приглаженными потоком жидкости углублениями (см. рис. 4, а, б). Такое расположение слоев продуктов коррозии и поверхности металла внутри дефектов, характерны для коррозионных повреждений эксплуатационного характера в процессе эрозийного износа в потоке жидкости в условиях влажной и кислой сред.

После двухстадийной промывки трубы от органических и неорганических загрязнений обнаружено, что под слоем эксплуатационных отложений расположены многочисленные заглаженные потоком эксплуатационной жидкости очаги язвенной коррозии.

Все крупные повреждения расположены на внутренней стороне объекта исследования в зоне с поверхностными дефектами материала трубы в виде большого количества различных по форме и размерам закатанных в

поверхность инородных образований, по расположению и фактуре включений характерных для скрытого дефекта производственного характера – заката прокатной окалины (рис. 5). Поверхность каверн также покрыта большим количеством внедренных неметаллических частиц различной морфологии и размеров.

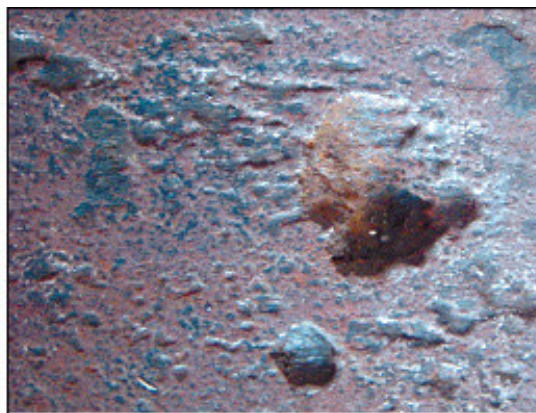
Характерные повреждения, как правило, возникают на участках внутренней поверхности трубы с неровностями от наличия большого количества закатанных неметаллических включений, в процессе эксплуатации под воздействием коррозионной среды, включая процессы электрохимической коррозии от разности потенциалов матрицы и крупных экзогенных включений.

В замкнутых (ограниченных) объемах коррозионных дефектов водородный показатель отличается от средней кислотности среды в потоке, достигая значений, характерных для концентрированных сильных кислот, в результате чего процессы химической и электрохимической коррозии в материале инициируются, форсируя развитие крупных каверн, язв или питтингов.

Кроме того, в скоростном потоке жидкости возникают эрозийные процессы, сопровождающиеся активным



а)



б)

Рис. 4. Коррозионные повреждения внутренней поверхности объекта исследования:
а – сквозное отверстие; б – повреждения коррозионного происхождения.

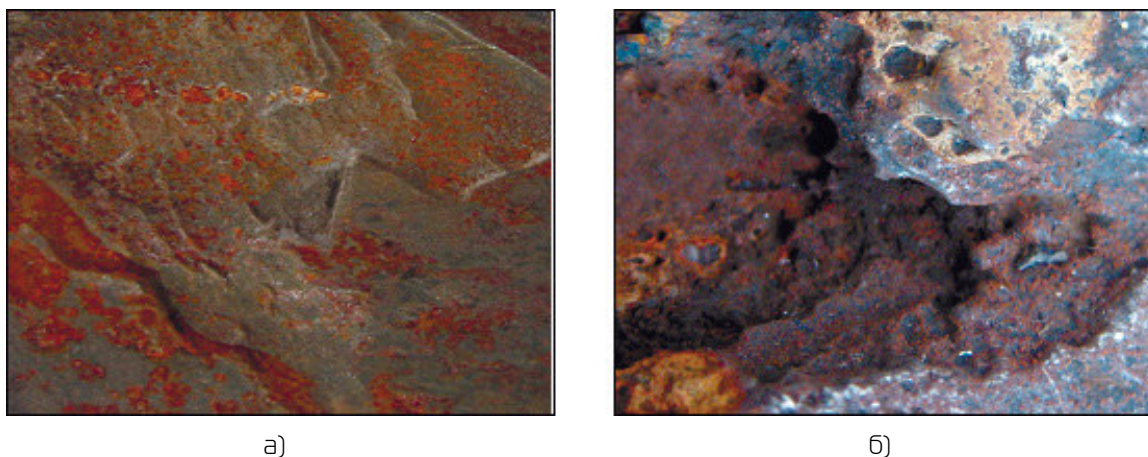


Рис. 5. Дефекты внутренней поверхности трубы:
а – закат прокатной окалины; б – неметаллические включения.

выносом материала, что приводит к образованию локальных повреждений в виде крупных воронкообразных каверн и, в конечном итоге, к сквозному катастрофическому повреждению стенки трубы с потерей герметичности.

Монтажный поперечный сварной шов труб одинарный, с наружной поверхностью черно-коричневого цвета, покрыт остатками пассивной коррозионной защиты, без следов существенных коррозионных повреждений. Наружная поверхность сварного шва шириной от 17,5 мм до 19,3 мм имеет различную высоту с усилением от 0,3 мм до 4,2 мм. Чешуйчатость поверхности сварного шва повышенная. Внутренняя поверхность сварного шва темно-серого цвета, ровная, без трещин, раковин, непроваров и других несплошностей, также покрыта плотным слоем отложений продуктов эксплуатационного происхождения.

Ультразвуковая дефектоскопия сварного соединения и измерение толщины стенки катушки проведены с целью обнаружения различных внутренних дефектов, нарушения однородности основного металла и оценки качества сварочно-монтажных работ в соответствии с ГОСТ 14782–86,

ГОСТ 16037–80. Контроль осуществлялся при помощи ультразвукового дефектоскопа УИУ «Сканер» (модель «СКАРУЧ», зав. №1332) в ручном и автоматическом режимах.

Проводились замеры толщины стенки катушки в размеченных точках, а также сплошной контроль тела трубы 4-я датчиками по зонам сканирования, представленным на рис. 6.

К дефектам, обнаруженным при ультразвуковом контроле, относятся непровар сварного соединения (по результатам ультразвуковой дефектоскопии) и утончение стенок в пределах 16% (по результатам ультразвуковой толщинометрии). Непровар сварного соединения представлен на (рис. 7, а) и обозначен красным цветом, результаты контроля толщины стенки представлены на (рис. 7, б).

Радиографический контроль проводился в соответствии с ГОСТ 7512–82 и применялся для выявления в сварном соединении трещин, непроваров, пор, шлаковых включений, а также прожогов, подрезов, недоступных для внешнего осмотра.

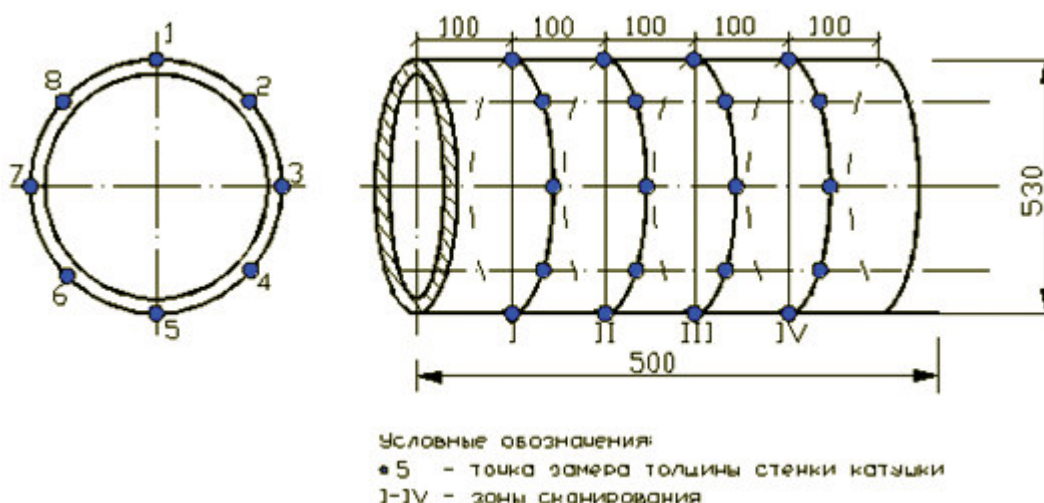


Рис. 6. Места замеров толщины стенки катушки.

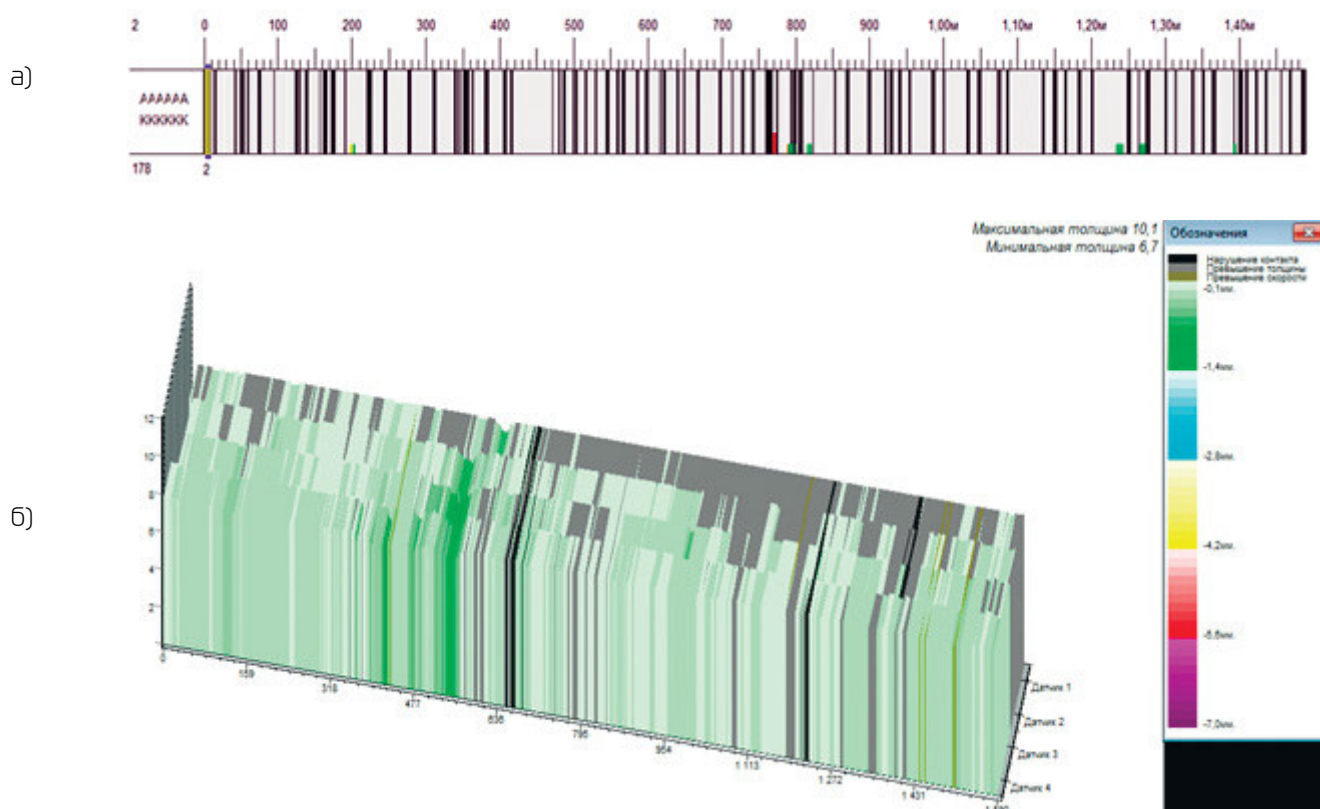


Рис. 7. Результаты ультразвукового контроля

(а - графическое представление результатов ультразвуковой дефектоскопии сварного соединения;
б - графическое представление результатов ультразвуковой толщинометрии катушки).

По результатам радиографического контроля сварное соединение катушки признано негодным из-за обнаружения многочисленных пор (86 шт.), непроваров и шлаковых включений.

В ходе обследования также использовался метод магнитной памяти металла (МПП) в соответствии с ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009. Этот метод неразрушающего контроля позволяет получить информацию о напряженно-деформированном состоянии объекта контроля и выявить причины образования возможных зон концентрации напряжений – основных источников развития повреждений. Метод МПП основан на регистрации распределения остаточной намагниченности металла в зоне дефекта, возникающей под действием технологических и эксплуатационных факторов. Для обследования аварийной катушки применялся специализированный магнитометрический прибор ИКН-4М-16 с феррозондовым преобразователем «Тип-2М». На рис. 8 представлена схема сканирования в виде развертки боковой поверхности по одной из образующих трубы. Сканирование осуществлялось по наружной поверхности катушки вдоль образующих 1-1, 2-2, 3-3, 1'-1', 2'-2' и 3'-3', а также по ее диаметрам «Диаметр 1», «Диаметр 2» и «Диаметр 3» непосредственно над коррозионными дефектами 1, 2 и 3 соответственно.

Результаты сканирования представлены в виде распределения нормальной или тангенциальной составляющих напряженности магнитного H_p поля вдоль линии сканирования, при этом выделяют зоны с экстремальными изменениями поля H_p и линии с нулевым

значением поля H_p ($H_p = 0$). Эти зоны и линии являются зонам концентрации остаточных напряжений в соответствии с ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009. В настоящем исследовании использовалось значение нормальной составляющей H_p , т. к. только нормальная составляющая индукции не претерпевает изменений и несет прямую информацию о внутреннем поле материала [3]. Обработка результатов сканирования осуществляется в программном обеспечении «ММП-Система». На рис. 9 показаны результаты сканирования вдоль образующей 1-1 (над дефектами) с внешней стороны.

Из рис. 9 видно, что методом МПП из трёх заведомо известных дефектов были обнаружены два (1 и 3 по рис. 8). Кроме того, дополнительно были обнаружены 2 ЗКН, при этом ЗКН-1 соответствует переходу через кольцевой сварной шов, а ЗКН-2, возможно, связан с деформациями при вырезке, транспортировке или хранении катушки, т.к. обнаруживается непосредственно возле её торца. Факт не обнаружения дефекта №2 может быть связан с тем, что он несколько смещен в сторону от линии сканирования и мог оказаться не воспринятым аппаратурой. Это подтверждается результатами сканирования вдоль «Диаметр 2» (см. рис. 8), которые представлены на рис. 10. В этом случае линия сканирования совместилась с точкой дефекта №2.

Аномально резкий скачок напряженности магнитного поля над областью этого дефекта свидетельствует о факте его обнаружения прибором ИКН. В целом, делая вывод о результатах исследования аварийной катушки методом МПП, можно заключить, что в случае заблаговременного

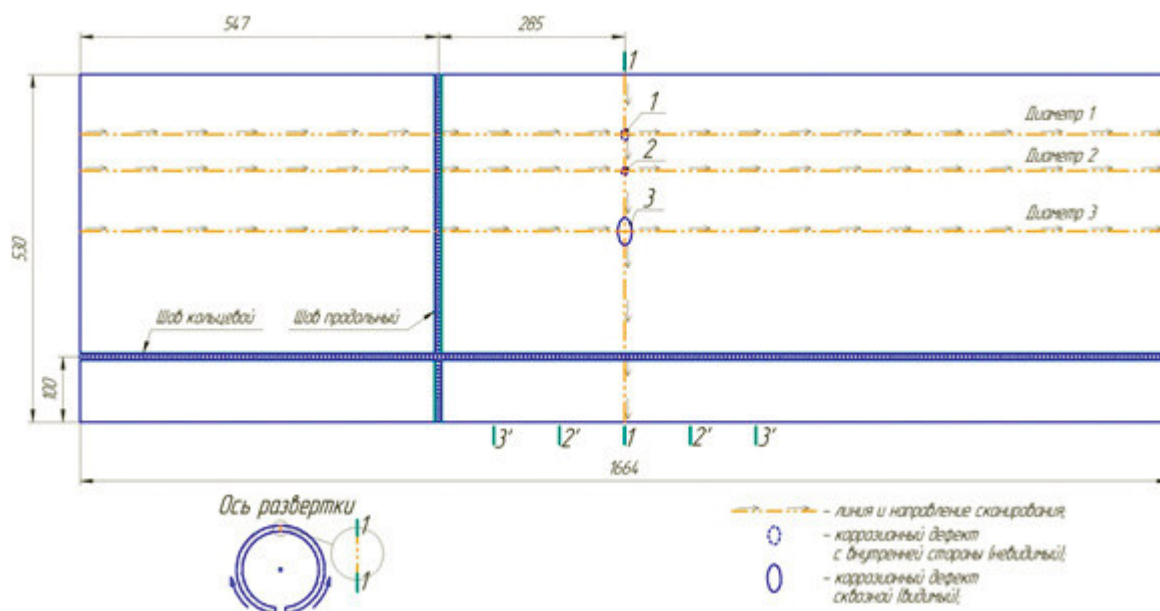


Рис. 8. Схема сканирования катушки по методу МПМ
 1, 2 – дефекты с внутренней стороны (невидимые);
 3 – сквозной дефект (видимый);
 1-1 – сканируемая образующая цилиндра.

применения этого метода существовала возможность предотвратить разрушение и сопутствующие материальные затраты. При этом для определения места непосредственной шурфовки возможно применение бесконтактной магнитометрической диагностики методом МПМ [4].

Анализ химического состава металла катушки с целью определения количественного содержания элементов и идентификации марки стали выполнялся методом искровой оптико-эмиссионной спектрометрии в соответствии с ГОСТ Р 54153–2010. Для определения химического состава были отобраны и подготовлены два сегмента по ГОСТ 7565–81.

Результаты анализа химического состава приведены в таблице 2.

По результатам анализа химического состава установлено, что элементный состав трубы 530х8 близок для конструкционной углеродистой стали марки 17Г1С У по ТУ 14-3-1573-96 (Трубы стальные электросварные прямошовные толстостенные диаметром 530-1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов) и(или) 17ГС по ГОСТ 18281-89 с учетом незначительных изменений элементного состава, что также подтверждается паспортными данными о марке стали.

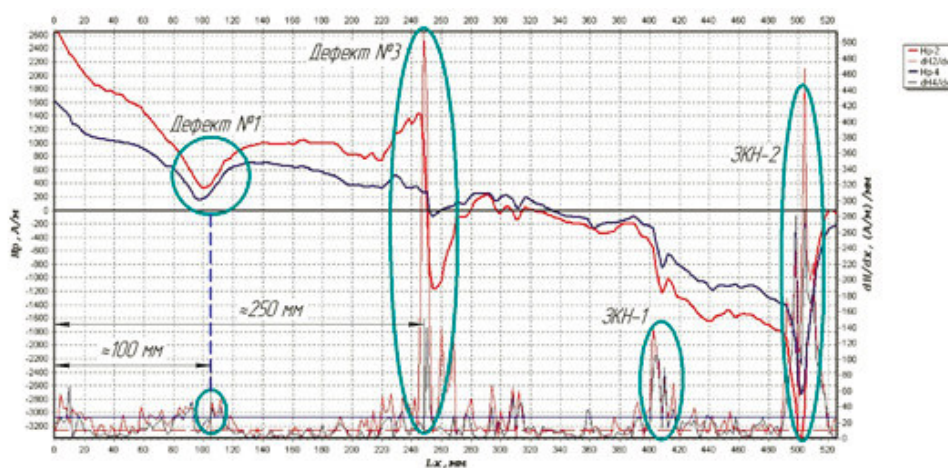


Рис. 9. Результаты сканирования вдоль образующей 1-1.

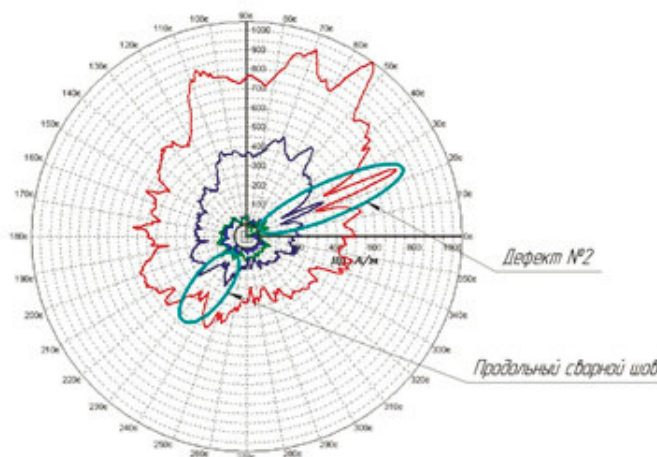


Рис. 10. Результаты сканирования вдоль диаметра над дефектом №2.

Таблица 2. Химический состав металла исследуемых образцов.

№ п/п	Марка стали, (№ сегмента)	Химический состав, %								
		Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	S	P	Cu
1	17ГС, ГОСТ 19281-89	95.74–98.6	0,14–0,2	0,4–0,6	1,0–1,4	≤0,3	≤0,3	≤0,035	≤0,035	≤0,3
Образец №1 (средние значения для двух сегментов)										
2	Сегмент 1	96,95	0,16	0,45	1,53	0,14	0,09	0,014	0,018	0,12
3	Сегмент 2	96,18	0,2	0,51	1,72	0,068	0,05	–	–	0,134

По содержанию основных химических элементов установлено, что инородные неметаллические включения на внутренней поверхности в зоне повреждения трубы являются частицами прокатной окалины с загрязнениями органического и неорганического характера производственного происхождения.

Для определения механических свойств материала трубы были проведены испытания на растяжение плоских пятикратных образцов на разрывной машине УЭМ-10Т при комнатной температуре, скорости нагружения 5 мм/мин и масштабе записи 25 в соответствии с ГОСТ 1497-84; испытания ударной вязкости стандартных образцов типа 3 и 13 при температуре +20 °С, 0 °С и –60 °С на маятниковом копре КМ-30 в соответствии с ГОСТ 9454-78; испытания на склонность к механическому старению методом определения ударной вязкости стандартных образцов типа 3 при температуре +20 °С на маятниковом копре КМ-30 в соответствии с ГОСТ 7268-82 и измерение твердости по методу Бринелля шариком диаметром 5,0 мм при нагрузке 750 кг в соответствии с ГОСТ 9012-59.

Заготовки образцов для испытания на склонность к механическому старению подвергали деформации растяжением из расчета получения 10±0,5% остаточного удлинения при температуре +20 °С и нагреву (искусственному старению) при температуре 250 °С с выдержкой 1 час и с охлаждением на воздухе.

Путем усреднения данных механических испытаний 3-х образцов установлены значения механических характеристик исследуемого металла (таблица 3).

В результате определения характеристик механических свойств установлено, что материал образца трубы 530х8 близки к нормативным значениям конструкционной низколегированной горячедеформированной стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки и требованиям ТУ 14-3-1573-96 для категории прочности 52.

Дополнительно в основном материале изделия и непосредственно на поверхности повреждений были проведены измерения микротвёрдости на микротвёрдомере ПМТ-3М при нагрузке 50 грамм в соответствии с ГОСТ 9450-76.

В результате проведенных исследований установлено, что микротвёрдость структурных составляющих в основном материале трубы составляет 192-213 HV_{0,05}. На поверхности повреждений (крупных коррозионных каверн и язв) обнаружены отдельные участки с повышенными до 264 HV_{0,05} значениями микротвёрдости, что указывает на насыщение твердого раствора основного материала посторонними химическими элементами примесей от закатанных в материал экзогенных неметаллических включений.

Металлографический анализ был проведен для выявления дефектов, особенностей структуры и, как следствие, прогнозирования поведения металла в эксплуатационных условиях. Структуру металла изучили на двух различных уровнях: макро- и микроскопическом. Микроструктурный анализ выполняли с использованием светового микроскопа НЕОРНОТ 32 при увеличении до 500 раз с фотографированием цифровой фотокамерой. Отполированные образцы основного материала и поврежденных участков фрагментов трубы были протравлены в 4,0% растворе азотной кислоты в этиловом спирте.

В результате металлографических исследований установлено, что материал трубы 530х8 имеет перлито-ферритную структуру (рис. 11) со строчечностью и структурной полосчатостью в направлении прокатки, что характерно для горячедеформированной качественной конструкционной углеродистой стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки, включая контролируемое охлаждение после пластической деформации.

Таблица 3. Результаты механических испытаний образцов.

Предел прочности σ_B , Н/мм ²	Предел текучести σ_T , Н/мм ²	Относит. удлинение δ , %	Относит. сужение ψ , %	Ударная вязкость, кДж/м ²				Твердость, НВ
				KCU ⁺²⁰	KCV ⁰	KCU ⁻⁶⁰	KCA ⁺²⁰	
562	409	25,5	54,5	75,5	46,1	51,0	47,1	169

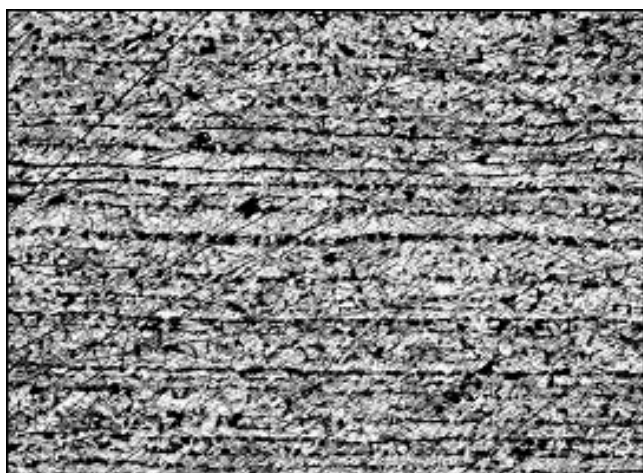
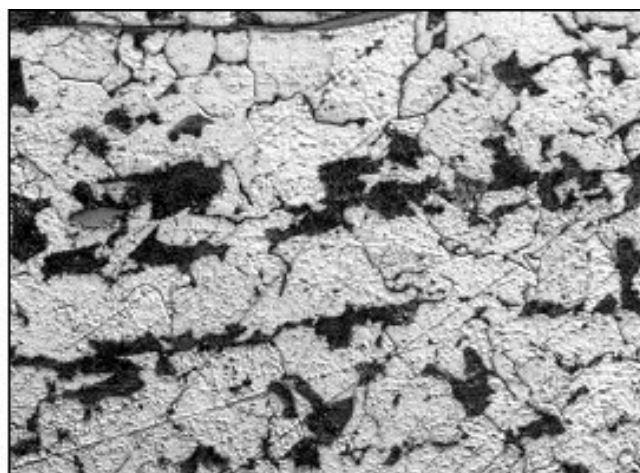
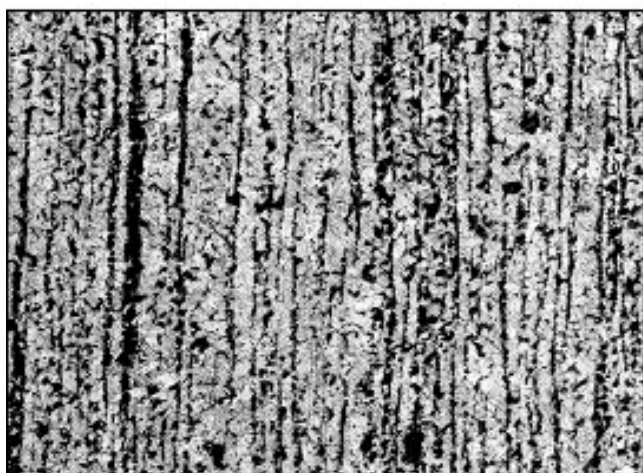
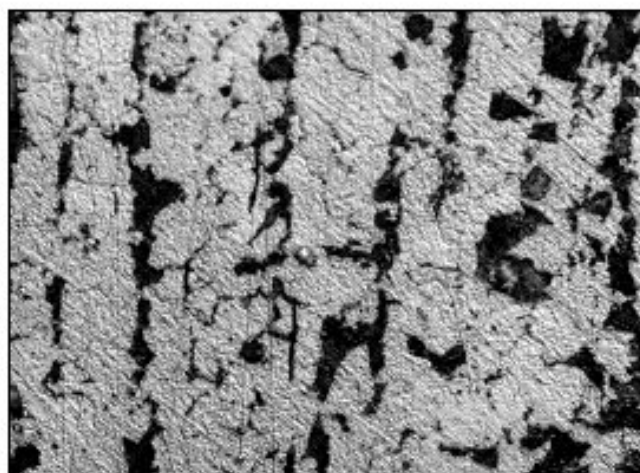
а) продольный, $\times 100$ б) продольный, $\times 500$ в) поперечный, $\times 500$ г) поперечный, $\times 500$

Рис. 11. Микроструктура материала объекта исследования.

Макроструктуру материала изучали на поперечных макротемплетах основного материала трубы и материала трубы непосредственно из зоны повреждения методом травления в соответствии с ГОСТ 10243-75.

Визуальным осмотром установлено, что в основном материале трубы (за исключением зоны повреждения) металлургические дефекты (следы усадочных раковин, пустоты, расслоения, неметаллические включения) отсутствуют (рис. 12).

В макроструктуре присутствуют следующие, допустимые по ГОСТ 10243-75 дефекты:

- по всему сечению темплетов структура трубы имеет равномерное мелкозернистое строение;
- по центру сечения наблюдаются цепочки точечных неметаллических включений;
- металлургических дефектов материала в виде флокенов, несплошностей и ликвационных зон, а так же микротрещин и несплошностей не обнаружено;
- точечная неоднородность – 2 балла.

Макроструктура материала трубы из зоны повреждения идентична основному материалу (рис. 13). Недопустимых по ГОСТ 10243-75 металлургических дефектов в виде

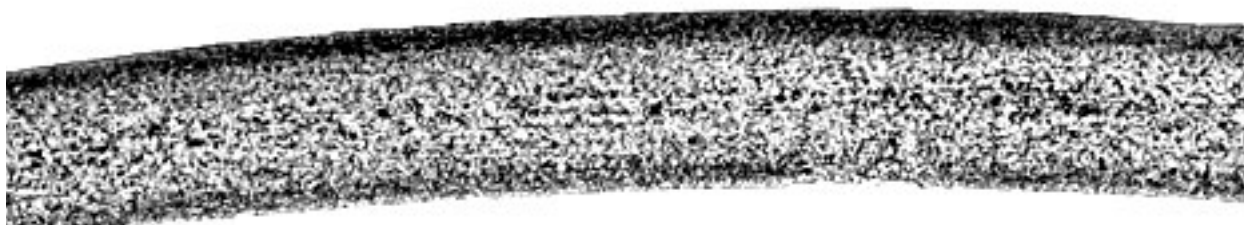


Рис. 12. Макроструктура основного материала трубы 530x8.



Рис. 13. Макроструктура материала трубы в зоне повреждений.

расслоений и крупных раскатанных неметаллических включений не обнаружено.

Оценку состояния неметаллических включений проводили по пятибалльной шкале в соответствии с ГОСТ 1778-70. Величину зерна определяли по шкале 1 в соответствии с ГОСТ 5639-82.

Результаты исследований приведены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты металлографического анализа.

Неметаллические включения, балл				Величина зерна, балл	Средний размер зерна, мм
Оксиды точечные	Оксиды строчечные	Сульфиды	Силикаты хрупкие		
1	1	3	1	9-10	0,01-0,02

Металлографический анализ материала трубы в зоне повреждений показал, что структура однородна по сечению, идентична основному материалу, и также представляет собой перлитно-ферритную смесь со строчечностью и полосчатостью в направлении прокатки, характерную для горячекатаной углеродистой стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки (рис. 14). Следы пластической деформации непосредственно на поверхности разрушения отсутствуют.

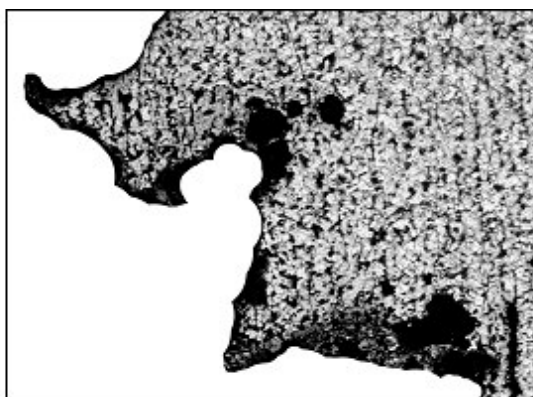
На внутренней поверхности крупных каверн наблюдаются коррозионные повреждения в виде отдельных углублений с прикатанными краями и покрытые плотным слоем продуктов коррозии (окислов) толщиной 30-50 мкм, что указывает на коррозионный характер развития дефектов с сопутствующим процессом электрохимической коррозии. Внутренняя поверхность трубы вне зоны повреждения покрыта рыхлым слоем продуктов коррозии (окислов) толщиной 40-60 мкм.

Исходя из изложенного выше, процесс повреждения стенки трубы 530х8 можно представить следующим образом:

- в результате нарушения технологии горячей деформации трубной заготовки при изготовлении трубы на внутренней поверхности изделия образовались дефекты в виде заката в материал большого количества инородных неметаллических включений;
- в процессе эксплуатации трубопровода на дефектах внутренней поверхности (закатах) в среде повышенной влажности активировался процесс химического и электрохимического коррозионного разрушения материала, что привело к образованию локальных повреждений в виде крупных каверн и, в конечном итоге, к сквозному повреждению стенки трубы с потерей герметичности;



а) x50



б) x100

Рис. 14. Микроструктура материала трубы в зоне повреждений.

- коррозионному разрушению трубы в потоке эксплуатационной жидкости способствовали эрозионные процессы, сопровождающиеся активным выносом материала.

В ходе проведенных исследований и экспертного обследования катушки (фрагмента) аварийного участка конденсатопровода с применением методов неразрушающего и разрушающего контроля были получены основные данные, свидетельствующие о марке материала, его структуре и механических свойствах, а так же о наличии многочисленных дефектов в основном металле и сварном соединении.

Установлено, что фрагмент нефтегазопроводной трубы диаметром 530 мм по сортаменту, марке материала, структуре и механическим свойствам соответствует стальной горячедеформированной бесшовной трубе 530х8 повышенной точности изготовления из конструкционной низколегированной стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки по ТУ 14-3-1573-96 для категории прочности 52, нормам и правилам, применяемым при изготовлении изделий этого назначения.

Разрушение трубы 530х8 носит локальный эксплуатационный характер и произошло путем образования и развития на внутренней поверхности изделия катастрофического повреждения в виде крупной каверны со сквозным отверстием округлой формы в результате химической и электрохимической коррозии материала в условиях влажной и кислой коррозионно-активной эксплуатационной среды.

Дефекты на внутренней поверхности трубы в виде каверн и язвенной коррозии образовались при эксплуатации в результате зарождения и последующего развития путем выноса материала из зоны повреждения скоростным потоком транспортируемой жидкости, до полного разрушения тела трубы.

Основным фактором зарождения начальных скрытых дефектов с последующим развитием язвенной коррозии металла в виде крупных каверн и сквозного отверстия округлой формы в эксплуатационных условиях стала

прокатная окалина внутренней поверхности трубы, возникшая в процессе ее производства.

Образование и развитие повреждений стенки трубы в виде крупных каверн и сквозного отверстия округлой формы произошло на скрытых дефектах производственного происхождения – закатах большого количества экзогенных неметаллических включений (прокатной окалины с иными неорганическими загрязнениями), образовавшихся в результате нарушения технологии термомеханической обработки материала на предприятии - изготовителе в процессе производства трубы.

Локализация коррозии трубопроводов под окалиной объясняется тем, что в окалине имеются отдельные дефекты (поры, закаты, микротрещины и т.д.), через которые к поверхности металла из потока, контактирующего с трубой, проникает вода, содержащая растворенный кислород. Причем скорость развития коррозии контактного типа превышает обычную атмосферную в несколько раз.

Таким образом, наличие на внутренней поверхности труб закатов, окислов с различной защитной способностью, возникающих в процессе производства труб, во многом определяет зарождение и развитие язвенной коррозии металла в эксплуатационных условиях.

Своевременно выявлять скрытые дефекты структуры металла нефтегазопроводов являющиеся причиной разрушения и аварий при их эксплуатации позволяют принципиально новые и эффективные методы технической диагностики, такие как метод акустической эмиссии (АЭ) и метод магнитной памяти металла.

Современная классификация методов НК относит методы АЭ и МПМ к пассивным, то есть использующим собственные физические поля, отображающие внутреннюю энергию материала объекта контроля. Эти два метода получили в настоящее время наибольшее распространение на практике для ранней диагностики повреждений трубопроводов, позволяя обеспечить их 100% обследование в режиме экспресс-контроля [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев А.С. Единая транспортная система. – М.: Лицей, 2001. – 346 с.
2. РД 39–132–94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М: ИПТЭР, 1994. – 159 с.
3. Власов В.Т., Дубов А.А. Физические основы метода магнитной памяти металла. – М.: ЗАО «ТИССО», 2004. – 424 с.
4. Дубов А.А., Дубов Ал.А. Опыт применения бесконтактной магнитометрической диагностики трубопроводов и перспективы ее развития. - Контроль. Диагностика. - М.: ООО «Издательский дом «Спектр», 2014. - № 4. - с. 64-67.
5. О проблеме измерения характеристик напряженно-деформированного состояния конструкционных материалов сложных технических объектов. Энергетическая концепция диагностики напряженно-деформированного состояния (НДС) материалов. Дубов А.А., Власов В.Т. URL: www.energodagnostika.ru.
6. Заключение № 401.1214 по результатам экспертного обследования катушки (фрагмента) аварийного участка конденсатопровода. – Ухта: ООО «ЭкспертСтрой», 2014. – 32 с.
7. Борейко Д.А., Быков И.Ю., Смирнов А.Л. Чувствительность метода акустической эмиссии при обнаружении дефектов в трубных изделиях. - Дефектоскопия. – Екатеринбург: «Издательство «Наука», 2015. – №8 – с. 24–33.