

МЕТАЛЛУРГИЯ И МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ
METALLURGY AND MATERIALS TECHNOLOGY

Муравьев В. И., Евстигнеев А. А., Бахматов П. В., Бутин А. В.
V. I. Muravyev, A. A. Yevstigneev, P. V. Bakhmatov, A. V. Butin

**АНАЛИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ
КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ КОНСТРУКЦИОННЫХ СТАЛЕЙ
ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

**ANALYTICAL STUDY AND DEVELOPMENT OF NEW METHODS FOR INCREASING
CORROSION RESISTANCE OF STRUCTURAL STEELS USED FOR OIL REFINERY
PIPELINE SYSTEMS**

Муравьев Василий Илларионович – доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail: VMuravyev@mail.ru.

Mr. Vassily I. Muravyev – Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher, Komsomolsk-on-Amur State Technical University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: VMuravyev@mail.ru.

Евстигнеев Алексей Алексеевич – аспирант Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail ktsp@knastu.ru.

Mr. Alexey A. Yevstigneev – PhD Candidate, Komsomolsk-on-Amur State Technical University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: ktsp@knastu.ru.

Бахматов Павел Вячеславович – кандидат технических наук, доцент Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail bp_1@mail.ru.

Mr. Pavel V. Bakhmatov – PhD in Engineering, Assistant Professor, Komsomolsk-on-Amur State Technical University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: bp_1@mail.ru.

Бутин Антон Витальевич – кандидат технических наук, заместитель начальника отдела технического надзора по сварке «ООО Комсомольский-на-Амуре нефтеперерабатывающий завод» (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail ktsp@knastu.ru.

Mr. Anton V. Butin – PhD in Engineering, Deputy Head of the Engineering Supervision Department for Welding Processes, Limited Liability Company "Komsomolsk-on-Amur Oil Refinery Plant" (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail ktsp@knastu.ru.

Аннотация. Исследованиями установлено, что эксплуатационные повреждения трубопроводных систем переработки нефтепродуктов (ТСПН) происходят из-за турбулизации потока головного продукта, вызванной конструктивными особенностями, которая приводит к кавитации в локализованной зоне в условиях, благоприятных для развития кавитационно-эрозионного охрупчивания и разрушения. Непрерывный контроль толщины стенки опасных зон патрубков и переходников и восстановление их из высококачественного материала позволили исключить аварийные ситуации и повысить их коррозионную стойкость.

Summary. It has been established that operating damages in oil-refining pipelines is the result of the main product flow turbulence. Pipeline construction features cause the emergence of local zone cavitations. It creates conditions for cavitation/erosion-produced brittleness and cracking. Ongoing pipeline-side thickness control in pipe connections and adapters combined with pipeline repair using high-quality materials allows to eliminate failures and emergencies and increase corrosion resistance of the pipes.

Ключевые слова: патрубки, переходники, трубопровод, переработка нефтепродуктов, турбулизация потока, кавитационно-эрозионное разрушение, сероводородное охрупчивание, состояние металла, локальное разрушение, нормализация, закалка с отпуском, акустическая эмиссия.

Key words: pipeline, pipe connection, pipe adapter, oil-refining, flow turbulentening, cavitation/erosion fracture, hydrogen-sulfide corrosion cracking, metal condition, local fracture, normalizing, temper hardening, acoustic emission.

Введение

Природные катаклизмы (землетрясения, цунами) равно как и техногенные катастрофы требуют постоянного совершенствования существующих и разработку новых конструкционных материалов, обеспечивающих высокую надежность изделий и, в особенности, трубопроводных систем переработки нефтепродуктов (ТСПН) и их транспортировки.

Незащищенные железо и сталь подвержены коррозии в большинстве сред, но степень коррозионного разрушения зависит от ряда факторов, наиболее важными из которых являются состав и состояние поверхности металла, свойства самой коррозионной среды и локальные условия [1].

В настоящее время до 40 % аварий на трубопроводных системах связано с коррозионными разрушениями. В общем технологическом цикле переработки продуктов наиболее часто встречаются случаи коррозионного разрушения переходников в трубопроводных системах. В работе проводился анализ наиболее характерных участков разрушенных трубопроводов ТСПН и исследования и разработка методов повышения их коррозионной стойкости.

Методика проведения исследований

Всесторонним исследованиям подвергались разрушенные переходники теплообменного аппарата ТСПН на установке первичной переработки нефти (см. рис. 1, а) и элементы змеевика печи П-2 вакуумного блока установки ЭЛОУ-АВТ-2 (см. рис. 1, б).

Теплообменный аппарат предназначен для регенерации тепла отводимого головного продукта атмосферной колонны (фракция НК – 160 °С – прямогонный бензин) сырой нефтью. Продукт, поступающий в аппарат, находится в полужидком состоянии, его характеристики приведены в работе [2].

Фракция НК – 160 °С (прямогонный бензин) является продуктом атмосферной перегонки нефти и имеет следующие характеристики:

1. Фракционный состав: $T_{н.к.} = 30$, $T_{10\%} = 80$, $T_{50\%} = 80$, $T_{90\%} = 155$, $T_{к.к.} = 180$.
2. Компонентный состав:
 - олефины – до 0,5 %;
 - бензол – до 1 %;
 - нафтеновые углеводороды – 35 %;
 - парафиновые углеводороды – 60 %;
 - ароматические углеводороды – до 5 %.
3. Содержание сероорганики – 20-35 ppm (объем 1 ppm = 1/10⁶).
4. Содержание азота – 0,5 – 1 ppm.

Головной продукт (прямогонный бензин) из атмосферной колонны поступает в аппарат воздушного охлаждения с температурой (133,44 °С расчетное) ~ 140 °С под давлением $P = 0,7$ кгс/см². Один из характерных разрушенных участков ТСПН приведен на рис. 2.

Установка ЭЛОУ-АВТ-2 предназначена для первичной переработки нефти. Сырьем вакуумного блока установки является мазут – фракции свыше 350 °С, поступающие с низа колонны К-1, работающей под давлением 1,7-3,0 кгс/см². Назначение вакуумного блока – перегонка мазута с получением вакуумного газойля и гудрона в вакуумной колонне К-3. Мазут из куба колонны К-1 с температурой не более 360 °С поступает в насосы Н12/1,2, с которых четырьмя нитками с объемным расходом 25-35 м³/ч (на каждую нитку) и давлением не менее 0,5 кгс/см², что обусловлено влиянием вакуумной системы колонны К-3, поступает в змеевики сначала конвекционной (Ду80), а затем радиантной зон печи П-2 (см. рис. 1, б).

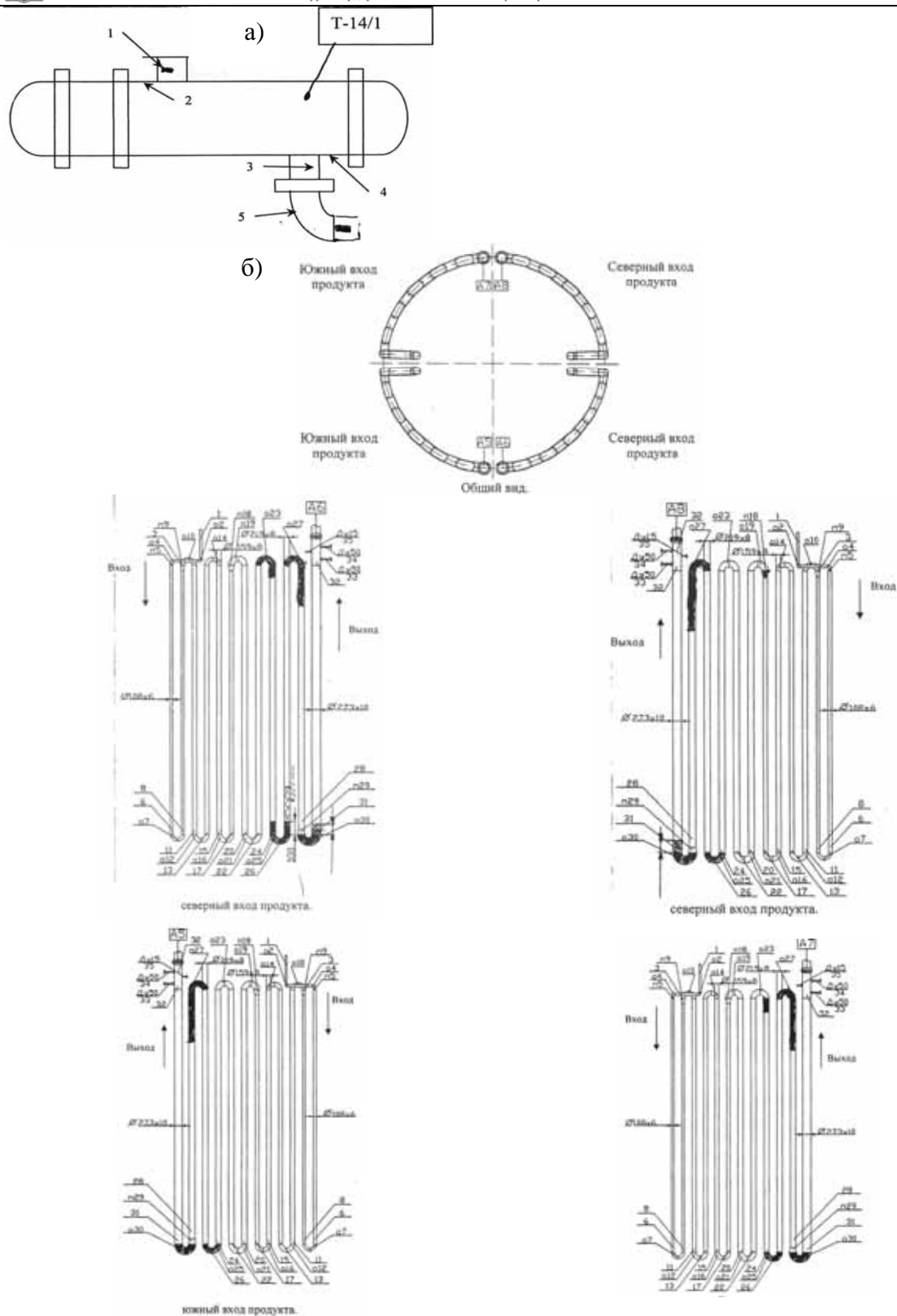


Рис. 1. Схема установки первичной переработки нефти (а) и змеевика (б) П-2 ЭЛОУ АВТ-2 и места разрушения трубопровода

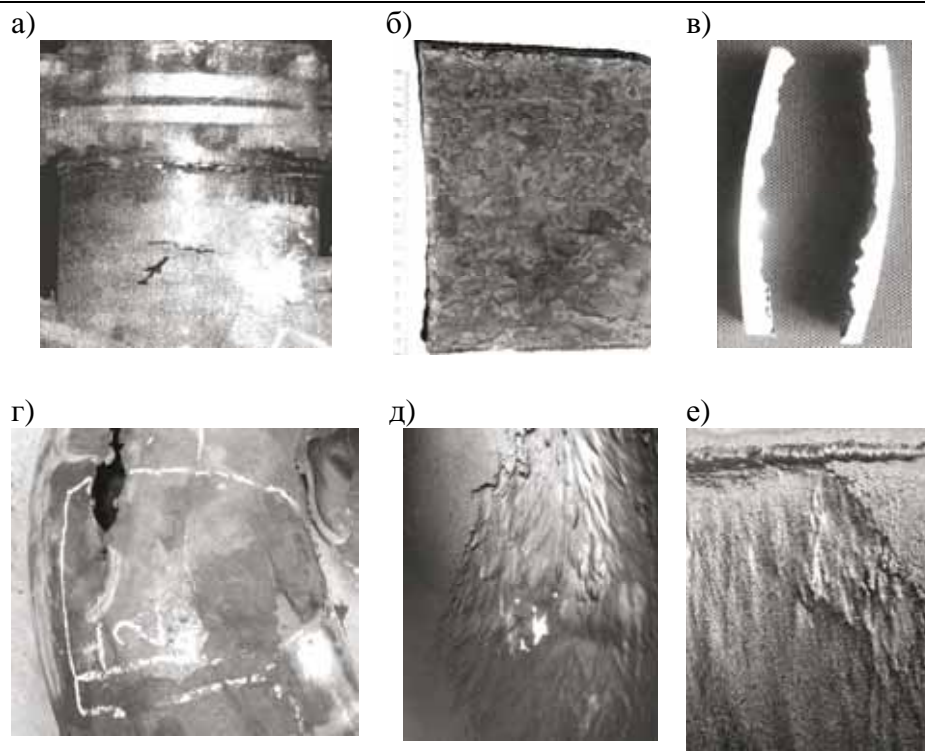


Рис. 2. Вид разрушения патрубков из Ст. 20 (а – в)
и отводов печного змеевика из Ст. 15Х5М (г – е)

Макрофрактографию разрушения переходника исследовали на растровом электронном микроскопе «JEOL» JSM 5600 с энергодисперсионным микроанализатором «ENERGY», макро- и микроструктуру – на оптическом микроскопе «Neophot-21» и металлографическом комплексе фирмы «Карл Цейс». Химический состав образцов определяли на мобильном эмиссионном анализаторе «ARK-met» фирмы «PPM-System».

Содержание водорода определяли на газоанализаторе ONH-2000 «ELTRA», углерода – на экспрессанализаторе «АН-8012».

Результаты исследований

Как видно из данных рис. 1, коррозионное разрушение характеризуется локальностью на входном и выходном патрубках прохождения головного отводного продукта и отвода печного змеевика.

Локально неравномерное разрушение наблюдается и в самих пораженных коррозией участках (см. рис. 2). Неравномерное коррозионное разрушение в виде сферических лунок, образующих цепочки, распространяется в направлении движения рабочей жидкости (см. рис. 2, б, в, д, е).

Глубина и размеры сферических лунок различны и могут быть как поверхностными, так и сквозными, последние являются зародышами образования трещины (см. рис. 3, табл. 1).

Общая зона повышенного коррозионного износа неравномерна и по окружности патрубка, т.е. сохранение исходной толщины патрубка с одной стороны и утонение с другой стороны вплоть до разрушения стенки.

На внутренней поверхности отводов змеевика четко видны черные отложения, характерные для сульфидного металла. Толщина пленки незначительна, она хорошо сцеплена с основным металлом и не имеет рыхлости.

Коррозионное разрушение выходного патрубка в различных зонах

Номер сечения	Параметры коррозионного разрушения	
	Диаметр сферической лунки (D), мм	Толщина стенки (h), мм
1	$\frac{0,65 - 17,6}{5,2}$	$\frac{3,6 - 6,4}{4,15}$
2	$\frac{1,6 - 12,8}{5,9}$	$\frac{2,4 - 6,4}{4,45}$
3	$\frac{1,6 - 15,2}{6,1}$	$\frac{1,2 - 4,8}{3,0}$
4	$\frac{1,2 - 15,2}{6,3}$	$\frac{1,45 - 4,0}{2,5}$

Примечание: в числителе минимальные и максимальные значения, в знаменателе – средне-арифметические

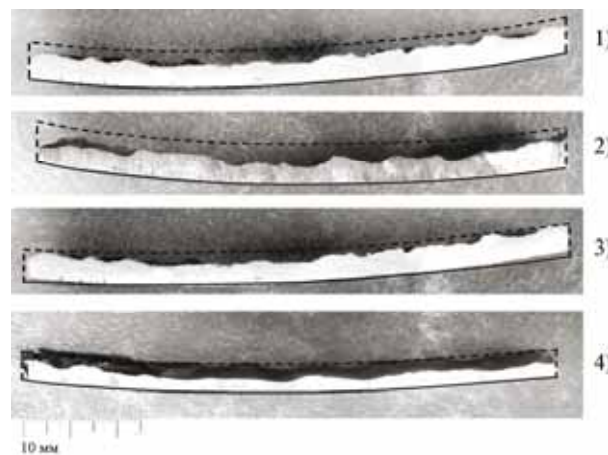


Рис. 3. Локальное коррозионное разрушение выходного патрубка в сечениях 1, 2, 3, 4

Локальные участки коррозионного повреждения характеризуются неравномерным распределением вдоль оси патрубков вытянутых лунок диаметром 5-7 мм и глубиной от 0,1 до 2,0 мм, образующих как бы вытянутые бороздки. Характер распределения глубины поражений на исследуемых образцах виден на профилограммах толщины стенки, полученных методом ультразвукового сканирования с наружной стороны трубы (см. рис. 4).

Результаты ультразвуковой толщинометрии методом сплошного сканирования (см. рис. 4) по трем сечениям отвода показали, что в сечении I толщина остается практически одинаковой во всех точках (на уровне 10 мм), а в местах изменения направления потока (сечения II и III) наблюдается интенсивный местный коррозионный износ. Если для сечения I вне зоны турбулизации потока расчетная скорость коррозии за 7-летний период эксплуатации составила около 0,3 мм/год, то в зоне турбулизации (сечения II и III) – 1,7 мм/год.

Монтажные сварные кольцевые швы по концам отвода, выполненные, согласно технической документации, аустенитными электродами марки ЭА-395/9, в том числе то соединение, которое попало в зону воздействия турбулентных потоков, не имеют следов коррозии, что указывает на их высокую коррозионную стойкость.

Муравьев В. И., Евстигнеев А. А., Бахматов П. В., Бутин А. В.
АНАЛИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КОРРО-ЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ
КОНСТРУКЦИОННЫХ СТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

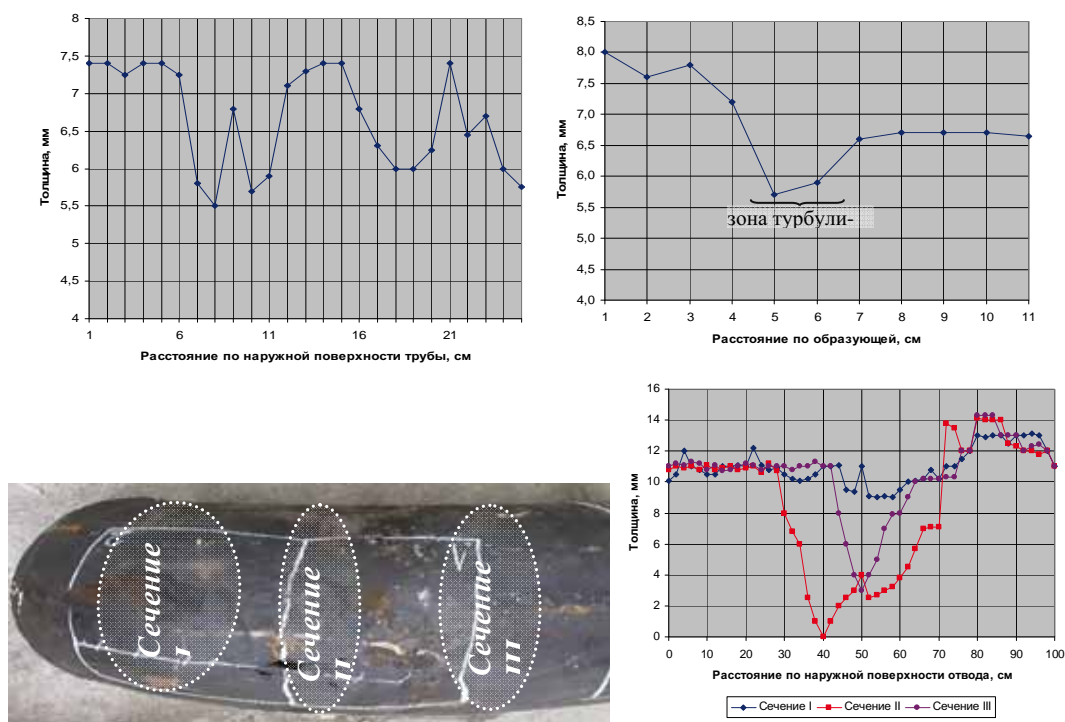


Рис. 4. Результаты ультразвуковой толщинометрии методом сплошного сканирования

Результаты химического анализа дефектных патрубков (см. табл. 2) показывают, что содержание углерода соответствует норме, кремния и серы – несколько завышено, а концентрация водорода, особенно подвижного, существенно превышает допустимое значение.

Таблица 2

Химический состав патрубков ТСПН

Легир. элемент	Содержание, %	Легир. элемент	Содержание, %
C	0,26	V	0,022
Si	0,21	Al	0,02
Mn	0,43	H ₂ подвижный	0,06
Cr	0,12	Co	0,007
Ni	0,12	Nb	0,001
Cu	0,22	S	0,09
Mo	0,02	P	≤0,15
Ti	0,015		

Микротвердость основного металла составляет $H_v = 197-217$ МПа, а в зоне, подверженной питтингу, – $H_v = 265-370$ МПа.

Микроструктура материала патрубков (см. рис. 5) характеризуется ферритно-перлитной полосчатостью, нестабильностью и аномальностью величины зерна (крупные конгломераты и отдельные зерна). По центру ферритной полосчатости видны продолговатые остроконечные сульфидные включения. Перлитные зерна формируются по границам ферритных, это наиболее выражено просматривается в зонах схождения трех границ ферритных кристаллитов.

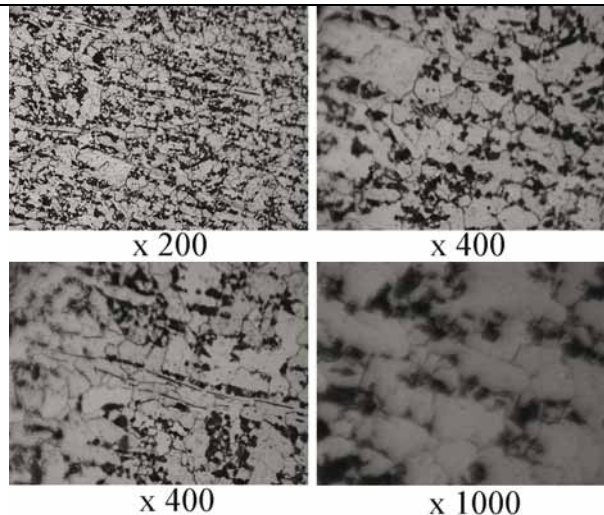


Рис. 5. Микроструктура материала патрубков

По внешнему виду атмосферная коррозия трубопроводных систем не приводит к существенному изменению макрорельефа поверхности (см. рис. 2, а, в), на которой сохраняются следы механической обработки и опескоструивания. Однако по микроструктуре (см. рис. 6) следы коррозионного процесса четко проявляются в виде оксидной пленки, равномерно распределенной по всей поверхности в соответствии с рельефом, сформированном при изготовлении трубопровода. Распространение коррозии осуществляется по границам преимущественно перлитных зерен, и практически отсутствует локализация коррозионного разрушения.

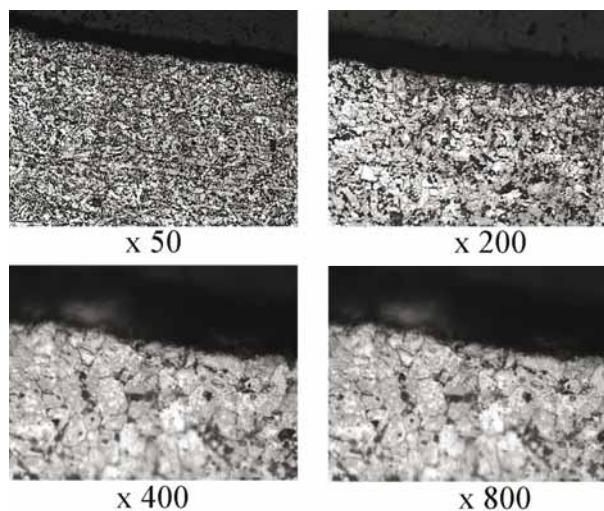


Рис. 6. Микроструктура атмосферного коррозионного разрушения наружной стороны патрубков

Из данных табл. 2 – 3 следует, что основной металл элементов трубопровода и печного змеевика, а также металл наплавов, подвергшиеся коррозионным разрушениям, в наибольшей степени соответствуют указанным в технической документации стали марки 15X5M и сварочным материалам марки ЦЛ-17.

Химический состав стали и сварных соединений

Наименование	Содержание элементов, % масс.			
	С	Cr	Mo	Ni
Химический анализ основного металла				
Образец № 2-1 (основной металл штампосварного отвода Ду300 из трубопровода)	0,082	5,0	0,63	-
Образец № 8 (основной металл штампосварного отвода Ду200 из змеевика печи)	0,096	4,9	0,64	-
Сталь марки 15X5М по ГОСТ 20072-74	не более 0,15	4,5-6,0	0,45-0,60	-
Химический анализ сварного шва				
Образец № 2-1 (продольный сварной шов отвода Ду300 из трубопровода)	0,12	4,7	0,50	-
Образец № 8 (продольный сварной шов отвода Ду200 из змеевика печи)	0,12	4,24	0,50	-
Состав наплавки электрода марки ЦЛ-17 (тип Э-10X5МФ) по ГОСТ 9467-75	0,07-0,13	4,0-5,0	0,35-0,55	0,10-0,35
Стилоскопирование монтажного сварного шва				
Образец № 1 (монтажный кольцевой сварной шов отвода из трубопровода)	-	16-20	более 4	20-25

Из данных табл. 4 следует, что микроструктуры в различных зонах сварных соединений характерны как для основного металла стали 15X5М, так и для сварных соединений, сваренных электродом марки ЦЛ-17 с последующей термообработкой, и удовлетворяют нормативным требованиям. Специфические коррозионные воздействия, наблюдаемые на образцах, не связаны с особенностями микроструктуры различных зон образцов.

Таблица 4

Результаты металлографического анализа и измерений твердости печного змеевика и трубопровода

Наименование образца	Участки сварного соединения	Микроструктура участков	Балл зерна	Твердость, НВ
1	2	3	4	5
Образец № 8 штампосварной отвод Ду200 из печного змеевика: - участки 1 и 2 – одна половинка отвода (шлиф 8-1); - участки 4 и 5 – другая половинка отвода (шлиф 8-2)	1. Основной металл	Ферритокарбидная смесь с формой зерна феррита, близкой к равноосной, и неравномерным распределением карбидов	9-10	119-122
	2. ЗТВ ¹⁾ вне линии сплавления	Ферритокарбидная смесь с формой зерна феррита, близкой к равноосной, игольчатой с равномерным распределением карбидов	10	130-132
	2. ЗТВ ¹⁾ у линии сплавления	Отпущенный бейнит с равномерным распределением карбидов	5-6 ³⁾	153-169
	3. Сварной шов	Игольчатая ферритокарбидная смесь с сохранением дендритной структуры	7-8 ²⁾	186-200



1	2	3	4	5
	4. ЗТВ у линии сплавления	Отпущенный бейнит с равномерным распределением карбидов	5-6 ³⁾	142-143
	4. ЗТВ вне линии сплавления	Ферритокарбидная смесь с формой зерна феррита, близкой к равноосной, и равномерным распределением карбидов	10	134-138
	5. Основной металл	Ферритокарбидная смесь с формой зерна феррита, близкой к равноосной, игольчатой с равномерным распределением карбидов	9-10	137-138
Образец № 2-1 штампосварной отвод Ду-300 из трубопровода - участки 1 и 2 – одна половинка отвода; - участки 4 и 5 – другая половинка отвода	1. Основной металл	Ферритокарбидная смесь	8-9	124-130
	2. ЗТВ	Ферритокарбидная смесь	9	113-119
	3. Сварной шов ²⁾	Игольчатая ферритокарбидная смесь	7-8	121-156
	4. ЗТВ	Ферритокарбидная смесь	9	125-132
	5. Основной металл	Ферритокарбидная смесь	8-9	113-125

Примечания:

1) зона термического влияния с повышенным коррозионным износом;

2) корень сварного шва с повышенным коррозионным износом;

3) балл зерна дан по первичному аустениту

По результатам химического анализа (см. табл. 5) установлено, что отложения представляют собой продукты сульфидной коррозии металла (прежде всего железа), остатки соединений серы, большая часть которых разложилась вследствие гидролиза и окисления кислородом воздуха в процессе хранения образцов, кокс и примеси нерастворимых в кислотах механических загрязнений.

Таблица 5

Результаты химического анализа отложений

Показатель	Образцы печного змеевика	Образец отвода трубопровода
Общая сера в исходном отложении (% масс.)	2,19-2,39	2,5-3,9
Остаток после прокаливания (% масс.)	89,0	56,4
Железо (% масс.)	54,88	23,17
Остаток после промывки ацетоном (% масс.)	-	66,4
Общая сера в промытом ацетоном остатке (% масс.)	-	5,96-5,99
Сульфид-ион (качественно)	Присутствует	Присутствует

Из рассмотрения данных следует, что железо-сульфидная составляющая является непосредственным продуктом коррозионных реакций.

Обсуждение результатов исследований

Внутренняя рабочая сторона ТСПН за исключением отдельных участков покрыта равномерной оксидной и сульфидной пленкой, повторяющей макрорельеф поверхности и обеспечивающей определенную защиту от коррозионного разрушения. Участки повышенного износа локализуются вблизи конструктивных элементов, которые создают гидравлические условия для развития турбулентных потоков.

Высокие скорости движения жидкостного потока, завихрения, местная турбулизация и кавитация потока могут, с одной стороны, вызвать механический срыв образующихся непрочных и обладающих невысокой адгезией к металлу продуктов коррозии, с другой – при наличии влаги вызвать кавитационно-эрозионное разрушение.

Конструктивные особенности трубопроводной системы оказывают существенное влияние на активность и характер коррозионного разрушения, и это убедительно подтверждается сравнительным анализом скорости коррозии в различных зонах. Так, сильное коррозионное повреждение входных и выходных патрубков происходит за короткий промежуток времени от двух до восьми месяцев эксплуатации, а ответственная часть трубопровода за фланцевым соединением может сохранять свои эксплуатационные свойства десятки лет, хотя эти конструктивные элементы изготовлены из одного и того же материала и по ним транспортируется среда одного состава с одинаковой температурой.

Незначительное повышение микротвердости в поверхностной зоне вызвано кавитационным воздействием потока головного продукта, содержащего влагу, и особенно в температурном интервале 40-60 °С. По данным [1], деформационные волны, возникающие в материалах вследствие захлопывания каверн, вызывают удар, равный давлению ~ 1,5 ГПа.

Известно, что во влажных сероводородных средах создаются условия для наводороживания металла. Все стали с ферритной, ферритно-перлитной, бейнитной и мартенситной структурами могут подвергаться водородному охрупчиванию (ВО). Особенно активно это происходит при наличии так называемого легкоподвижного (диффузионного) водорода. Водород снижает силы взаимного притяжения атомов железа в кристаллической решетке, создает высокие давления при моляризации в микропорах и микротрещинах, что вызывает разрушение металла. Повышенное содержание серы в углеродистых и низколегированных сталях приводит в первую очередь к ВО. Холодная пластическая деформация стали более чем на 20 % заметно повышает чувствительность к ВО [1].

Электронная микроскопия поверхности коррозионного разрушения показывает (см. рис. 7), что характер разрушения металла под продуктами коррозии (см. рис. 7, а) и самих продуктов коррозии (см. рис. 7, б) различается размерами трещин и микротрещин на несколько порядков. Отделение продуктов коррозии происходит целыми конгломератами (см. рис. 7, (2, 3б)). На поверхности металла в первоначальный момент формируются вздутия величиной в 15-25 мкм с последующим образованием микротрещин (см. рис. 7, (1а)).

Как видно из рис. 8, разрушение происходит как вдоль, так и поперек ферритно-перлитных полос, совпадающих с направлением прессования. Максимальная глубина трещин, заполненных продуктами коррозии, наблюдается в зонах углублений. Разрушение носит межкристаллитный и транскристаллитный характер. Четко прослеживается образование: локальных коррозионных разрушений и субмикротрещин по границам перлитных зерен (см. рис. 8, а, б, в); отслаивающихся коррозионных разрушений вдоль полосчатой структуры по границам ферритных скоплений (см. рис. 8, г); субмикробузырей, вздутий, предшествующих разрушению (см. рис. 8, д). Наблюдаются характерные участки продуктов локальной коррозии с формированием коксовых отложений (см. рис. 8, е, ж).

Присутствие в составе продуктов коррозии сернистых соединений свидетельствует об участии сероводорода в коррозионном процессе. Таким образом, можно утверждать, что одной из причин разрушения металла труб является высокотемпературная сероводородная коррозия (см. табл. 4).

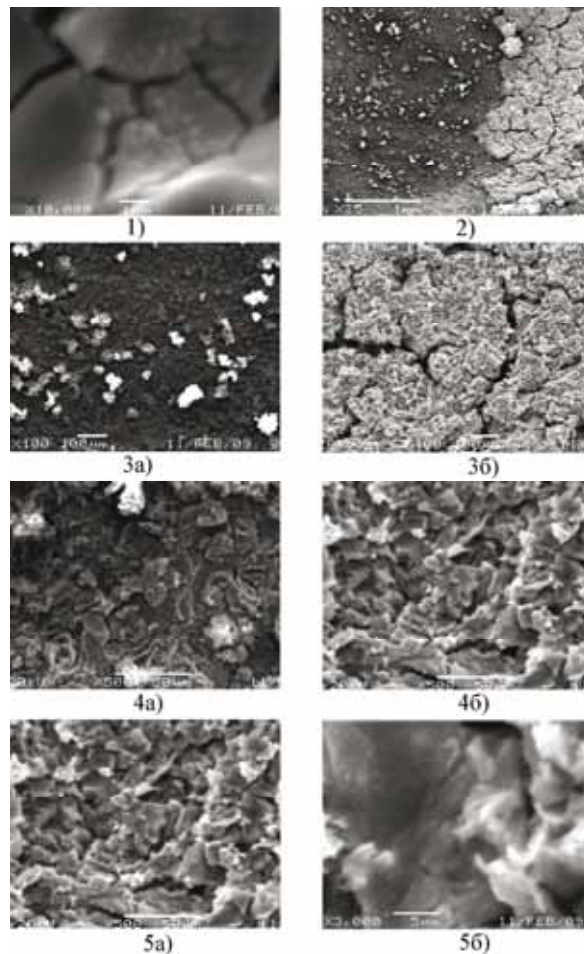


Рис. 7. Фрактограмма поверхности разрушения патрубка ТСПН:
а – с удаленной основной массой продуктов;
б – с продуктами коррозии

Исследование полученных образцов металла показало, что, наряду с признаками высокотемпературной сероводородной коррозии, образцы имеют специфические коррозионные повреждения, обусловленные как эрозионным воздействием потока мазута на защитные сульфидные пленки, так и наличием других коррозионных агентов, также нарушающих защитные свойства сульфидных пленок.

Измерения толщины полученных образцов вне зон турбулизации потока мазута показывают, что изменение толщины (по расчетной оценке от номинальных значений) незначительно и скорость коррозии за 7-летний период эксплуатации можно оценить на уровне 0,1-0,3 мм/год. В то же время в зонах турбулизации потока глубина повреждений велика и на представленных образцах печного змеевика, относительно неповрежденной поверхности, составила около 2 мм, а на отводах трубопровода – 4-5 мм и 12 мм.

Ультразвуковая толщинометрия элементов трубопровода показывает местный износ стенок отводов на уровне 4-5 мм, что указывает на участие, наряду с сероводородом, дополнительных коррозионных агентов. Характер коррозионных повреждений элементов печного змеевика и трубопровода в местах турбулизации потока мазута свидетельствует, по видимому, об интенсификации процесса, вызванной воздействием нефтяных кислот и кавитационно-эрозионных процессов.

В ходе исследования выяснилось, что аустенитный сварной шов, соответствующий по составу основных легирующих компонентов стали марки X17H15M3T, не имеет коррозионных повреждений, хотя и эксплуатировался в жестких условиях воздействия турбулентных

потоков. В связи с этим следует ожидать столь же высокой коррозионной стойкости основного металла элементов, изготовленных из аналогичных материалов.

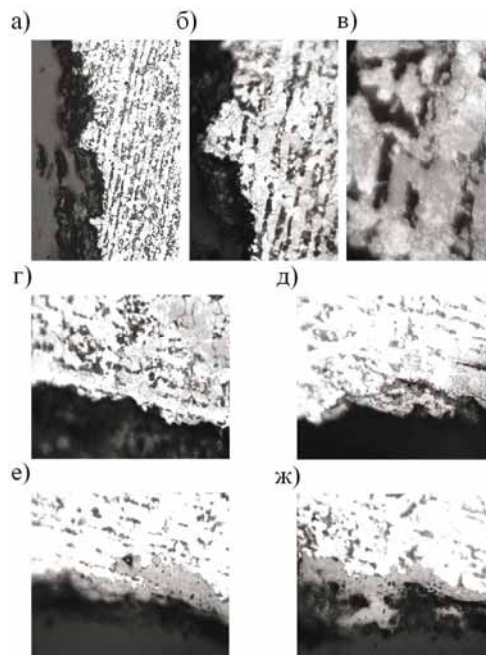


Рис. 8. Микроструктура в зоне локально-катастрофического разрушения ТСПН:
а, б, в – субмикротрещины по границам перлитных зерен (x200, x400, x1000);
г – отслаивающиеся разрушения (x400); д – субмикробузыри (x400);
е, ж – коксовые отложения (x400)

Как известно, под действием вакуума температура кипения всех фракций мазута значительно снижается и в объеме потока мазута начинается интенсивное парообразование с образованием парожидкостной смеси, у которой плотность и вязкость отличаются от мазута, что ведет к увеличению скорости потока и в конечном итоге к увеличению коррозионного износа. Для уменьшения коррозионного износа снижают линейную скорость потока увеличением диаметра труб в радиантной зоне печи. Повышенный коррозионный износ вплоть до сквозного повреждения наблюдается в центральной части наружного диаметра гiba, причем на последних стадиях, где самая высокая температура. Таким образом, высокие скорости движения парожидкостного потока в зонах конструктивных элементов, создающих гидравлические условия для развития местных турбулентных жидкостных потоков и завихрения, могут вызвать разрушение защитных сульфидных пленок и кавитационно-эрозионное повреждение ТСПН.

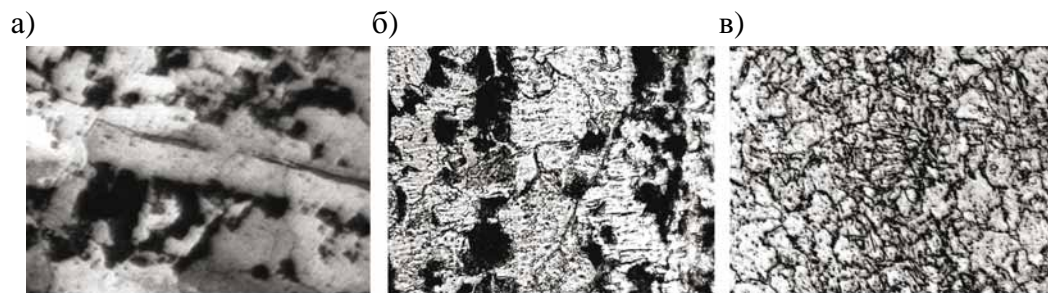


Рис. 9. Изменение микроструктуры Ст. 20 после термообработки:
а – исходная после прокатки; б – после нормализации с 900 °С,
в – после закалки с 900 °С в воде и отпуска 650 °С, 1 ч



Из данных рис. 9 видно, что термическая обработка Ст. 20 после прокатки приводит к существенному изменению структуры металла, нормализация – к уменьшению балла зерна и полосчатости перлитных зёрен (см. рис. 9, б), закалка с отпуском – к созданию гомогенной структуры отпущенного мартенсита (см. рис. 9, в).

Термическая обработка Ст. 20 после прокатки приводит как к гомогенизации структуры, так и к уменьшению балла зерна и полосчатости перлитных зёрен, также должна привести и к существенному повышению стойкости ТСПН. Действительно, замена разрушенных патрубков и переходников ТСПН из материала обычной выплавки, прошедшего термическую обработку, нормализацию и, в особенности, закалку с отпуском, повысила коррозионную стойкость более чем на порядок.

В работе [1] указывается, что металл, полученный электрошлаковым способом, имеет высокую чистоту и однородность структуры, а также равномерное распределение неметаллических включений малых размеров, что обеспечивает его высокую стойкость к коррозионному разрушению.

Монтажные сварные кольцевые швы по концам отвода, выполненные, согласно технической документации, аустенитными электродами марки ЭА-395/9, в том числе то соединение, которое попало в зону воздействия турбулентных потоков, не имеют следов коррозии, что указывает на их высокую коррозионную стойкость. Металл шва по химическому составу близок к стали марки X17H15M3T. Таким образом, для снижения скоростей коррозии целесообразно заменить быстро изнашиваемые элементы трубопроводов и печных змеевиков на элементы из аустенитных молибденсодержащих сталей типа X17H15M3T.

Существенное влияние на коррозионную стойкость элементов ТСПН оказывает поверхностное диффузионное легирование. Так, например, [3] кислотостойкость в концентрированной соляной кислоте образцов из стали 12X18P9T после диффузионного легирования (борирование, бороалитирование) более чем в 7 раз по сравнению с исходным состоянием, а абразивный износ более чем на порядок.

Выводы

1. Турбулизация потока вакуумного газойля и гудрона (перегонка мазута) и прямогонного бензина, вызванная конструктивными особенностями, приводит к кавитации в локализованной зоне в условиях, благоприятных для развития кавитационно-эрозионного и сероводородного охрупчивания и разрушения. Состав и состояние металла ТСПН, т.е. повышенное содержание кремния, серы, водорода, а также высокий балл полосчатости перлитных зёрен, характерные для состояния металла после прокатки, наличие большого количества сульфидных включений, а также отсутствие соответствующего количества элементов, повышающих жаропрочность, способствуют интенсификации кавитационно-эрозионного и сероводородного охрупчивания и разрушения.

2. Контроль качества сварных соединений при монтаже ТСПН, особенно путем анализа сигналов АЭ в процессе термообработки, а также постоянный коррозионный мониторинг позволяют на ранних стадиях выявлять зоны критического размера коррозионного повреждения и предотвращать аварийные ситуации.

3. Восстановление патрубков и переходников, а также зон с локальным катастрофическим коррозионным повреждением ТСПН из высококачественного и жаропрочного материала, например сталь марки X17H15M3T, либо применение коррозионностойких покрытий позволит в значительной степени повысить их коррозионную стойкость.

4. Разработка новых конструктивных решений, исключая турбулизацию потока в ТСПН, позволит в значительной степени повысить ресурс- и энергосбережение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коррозия / под ред. Л. А. Шрайера. – М.: Металлургия, 1981. – 632 с.
2. Влияние структурных изменений металла труб на работоспособность ТСПН / А. А. Евстигнеев, В. И. Муравьев, П. В. Бахматов [и др.] // Материалы междунар. НТК «Современное материаловедение и нанотехнологии». Т. 1. Комсомольск-на-Амуре, 27-30 сентября 2010 г. – С. 404-411.
3. Интенсификация процессов диффузионного легирования металлами и металлоидами поверхностных слоев деталей из конструкционных материалов / В. И. Муравьев, П. В. Бахматов, А. А. Евстигнеев, А. А. Дебеляк // Упрочняющие технологии и покрытия. – 2009. – № 6. – С. 28-38.