

## Коррозионно-механическое разрушение электросварных труб в нефтепромысловых средах высокой агрессивности

© 2020

**Выбойщик Михаил Александрович**<sup>\*1,4</sup>, доктор физико-математических наук, профессор,  
профессор кафедры «Нанотехнологии, материаловедение и механика»

**Кудашов Дмитрий Викторович**<sup>2,5</sup>, кандидат технических наук, директор

**Князькин Сергей Александрович**<sup>3,6</sup>, кандидат технических наук, начальник отдела промышленных испытаний

**Федотова Анна Владимировна**<sup>1,7</sup>, аспирант кафедры «Нанотехнологии, материаловедение и механика»

**Казадаев Дмитрий Сергеевич**<sup>3,8</sup>, ведущий инженер

<sup>1</sup>Тольяттинский государственный университет, Тольятти (Россия)

<sup>2</sup>Выксунский филиал Национального исследовательского технологического университета «МИСиС», Выкса (Россия)

<sup>3</sup>ООО «ИТ-Сервис», Самара (Россия)

\*E-mail: vma@63.ru

<sup>4</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2797-5396>

<sup>5</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7661-1591>

<sup>6</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7180-9638>

<sup>7</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8522-2654>

<sup>8</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5382-0318>

**Аннотация:** Трубы, сваренные из специально подготовленной листовой стали, по сравнению с цельнотянутыми отличаются низкой себестоимостью, более высокой коррозионной стойкостью и стабильностью геометрических размеров. При обеспечении свойств сварного соединения на уровне основного металла они могут конкурировать с бесшовными трубами. Для освоения сварных труб из новых сталей требуются апробации длительными промышленными испытаниями в месторождениях с высокой агрессивностью добываемых сред. Необходимы сравнительные результаты по коррозионной стойкости основного металла и сварных соединений. Цель работы – получение информации о механизмах и кинетике коррозионно-механического разрушения и работоспособности электросварных труб в условиях длительной эксплуатации. Проведены промышленные (байпасные) испытания катушек электросварных труб из сталей 08ХМФЧА, 13ХФА, 09ГСФ и 20-КСХ на действующем нефтесборном коллекторе Мамонтовского месторождения Западной Сибири с высоким содержанием растворимых газов H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> и бактериальной зараженностью. Определены скорости общей и локальной коррозий основного металла, сварного соединения и зоны нижней образующей трубы. Показаны особенности зарождения и развития коррозионного разрушения и изменения скорости общей и язвенной коррозий в зависимости от химического состава стали и времени ее эксплуатации. Определена взаимосвязь зависимости изменения скорости коррозионного разрушения с ростом времени эксплуатации от состава и строения продуктов коррозии. Для хромосодержащих сталей (08ХМФЧА и 13ХФА) концентрация хрома в продуктах коррозии является основным фактором пассивации поверхности. Предложен коэффициент пассивации, т. е. критерий оценки изменения скорости коррозии со временем эксплуатации.

**Ключевые слова:** коррозионное разрушение; углекислотная коррозия; бактериальная коррозия; продукты коррозии; сварные трубы; сварное соединение; механические свойства; нефтепромысловая среда; промышленные испытания; самопассивация.

**Для цитирования:** Выборщик М.А., Кудашов Д.В., Князькин С.А., Федотова А.В., Казадаев Д.С. Коррозионно-механическое разрушение электросварных труб в нефтепромысловых средах высокой агрессивности // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2020. № 3. С. 7–18. DOI: 10.18323/2073-5073-2020-3-7-18.

### ВВЕДЕНИЕ

К нефтепромысловым средам высокой агрессивности обычно относят среды, содержащие растворенные газы (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) и бактериальную зараженность, вызывающие несколько видов интенсивного коррозионного разрушения.

Интенсификация нефтедобычи и постоянное повышение агрессивности нефтепромысловых сред требуют систематического повышения эксплуатационных свойств труб нефтяного сортамента и совершенствование технологии их производства [1; 2]. Сохраняется конкуренция сварных и бесшовных труб. Более высокие корро-

зионные свойства сварных труб обусловлены тем, что в них зона повышенной ликвации располагается в центральной области стенки, в цельнотянутых – на внутренней поверхности труб, т. е. в зоне контакта металла с транспортируемой средой. Определяющим фактором является технология и качество производимых труб [3].

Разработка новых сталей и совершенствование технологии производства труб требуют апробации длительными промышленными испытаниями в условиях определенных месторождений [4]. Необходимы оценки работоспособности труб, скорости общей и локальной коррозий и их изменения в процессе эксплуатации.

Цель работы – получение информации о механизмах и кинетике коррозионно-механического разрушения и работоспособности электросварных труб из разных марок стали в условиях месторождений Западной Сибири.

## ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ И ИССЛЕДОВАНИЙ

### Объекты исследований

Испытания проводили на электросварных трубах Ø219×8 мм, изготовленных из сталей 08ХМФЧА, 13ХФА, 09ГСФ и 20-кх. Выбраны наиболее распространенные стали, используемые для производства нефтегазопроводных труб, которые представляют традиционные (09ГСФ и 20-кх) и относительно новые (08ХМФЧА и 13ХФА) группы сталей. Сталь 08ХМФЧА дополнительно обрабатывали модификатором, содержащим церий, (проволока, 150 кг) для повышения стойкости к общей и бактериальной коррозии [5–7]. Химический состав и механические свойства представлены в таблицах 1 и 2.

Трубы изготовлены на Выксунском металлургическом заводе по обычной технологии с локальной термической обработкой сварного шва и последующей объемной термической обработкой. Металл исследуемых труб представлен однородной по толщине стенки ферритно-перлитной структурой. Цементит в перлите имеет тонкопластинчатую форму.

### Методы испытаний

Использовали байпасные опытно-промышленные испытания как максимально приближенные к условиям эксплуатации [8]. Параллельно нефтесборному коллектору к. 43А Мамонтовского месторождения Западной Сибири ООО «РН-Юганскнефтегаз» создана байпасная линия, состоящая из патрубков длиной 500 мм, Ø219×8 мм, вырезанных из испытываемых труб (рис. 1).

Высокая минерализация, обводненность и повышенное содержание растворенных газов  $H_2S$ ,  $CO_2$  (таблица 3) определяют высокую агрессивность нефтепромысловых сред Мамонтовского месторождения и обеспечивают жесткие условия проводимых испытаний, что обусловило выбор этого месторождения местом испытаний. Испытания проводили в два этапа: 240 и 420 суток, что, по нашему мнению, вполне достаточно для установления равновесия между происходящими коррозионными процессами, позволяет оценить работоспособность труб и характер зависимости изменения интенсивности коррозионного разрушения от времени эксплуатации.

### Методы исследований

После завершения испытаний байпасную линию демонтировали, разобрали на патрубки, разрезали на характерные участки, очистили от нефтепродуктов и подготовили образцы. Исследования образцов после промысловых испытаний выполняли согласно методике ООО «ИТ-Сервис»<sup>1</sup>. В процессе выполнения работы изучали механизмы и кинетику развития коррозионных повреждений, что потребовало определения ряда свойств и обусловило использование следующих методов исследований.

1. Состояние и повреждение внутренней поверхности труб:

- визуальный осмотр;
- металлографический анализ поверхности и поперечных сечений: световая микроскопия – микроскоп марки GX51 фирмы “Olympus”, электронная сканирующая микроскопия – микроскоп марки XL-30 фирмы “Philips”.

2. Интенсивность коррозионного разрушения:

- определение скорости общей коррозии по утонению стенки трубы. Ультразвуковые измерения, толщиномер «Булат 2», 8 мест измерения в 3 сечениях, 4 измерения в точке (усреднение по 96 измерениям);

**Таблица 1.** Химический состав исследуемых сталей  
**Table 1.** Chemical composition of steels under investigation

Марка стали	Массовая доля элементов, %														
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Cu	N	Nb	Ti	V	Ca
08ХМФЧА	0,07	0,34	0,53	0,005	0,001	0,66	0,131	0,16	0,38	0,14	0,03	0,029	0,003	0,063	0,002
13ХФА	0,09	0,35	0,54	0,010	0,002	0,58	0,002	0,02	0,34	0,03	0,04	0,018	0,004	0,046	0,001
09ГСФ	0,10	0,57	0,56	0,015	0,003	0,05	0,002	0,01	0,38	0,02	0,05	0,033	0,004	0,053	0,002
20-кх	0,21	0,26	0,55	0,010	0,006	0,02	0,003	0,03	0,25	0,05	0,07	0,040	0,002	0,001	<0,0005

<sup>1</sup> Методика «Проведение промысловых испытаний соединительных деталей нефтегазопроводов в условиях реальных нефтепроводов». Самара: ИТ-Сервис, 2012. 25 с.

**Таблица 2.** Механические свойства исследуемых сталей  
**Table 2.** Mechanical properties of steels under investigation

Марка стали	Место вырезки образцов	Одноосное растяжение			Ударный изгиб (KCV), кгс/см <sup>2</sup> при температуре испытаний (доля вязкой составляющей в изломе, %)				σ <sub>T</sub> /σ <sub>B</sub>
		σ <sub>B</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	σ <sub>T</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	δ <sub>5</sub> , %	–40° С	–50° С	–60° С	–70° С	
08ХМФЧА	Сварной шов	59,3	–	–	–	29,0	–	–	–
	Основной металл	60,9	50,6	27,7	26,0 (100)	25,9 (100)	25,0 (100)	24,0 (100)	0,88
13ХФА	Сварной шов	53,2	–	–	28,8	–	–	–	–
	Основной металл	59,2	48,9	30,0	24,7 (100)	17,8 (85)	14,5 (48)	14,5 (48)	0,83
09ГСФ	Сварной шов	55,1	–	–	–	20,5	–	–	–
	Основной металл	54,5	45,8	25	21,7 (100)	21,8 (100)	21,2 (100)	20,1 (100)	0,82
20-кхх	Сварной шов	58,7	–	–	3,2	–	–	–	–
	Основной металл	62,9	52,9	22,5	5,4 (0)	4,4 (0)	4,9 (0)	3,3 (0)	0,84



**Рис. 1.** Байпасная линия испытания труб на нефтесборном коллекторе к. 34А Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» и катушки, вырезанные из труб

**Fig. 1.** Bypass piping to test pipes on the oil gathering main k.34A of Mamontovskoye oilfield of LLC RN-Yuganskneftegaz and the spools cut from the pipes

– определение скорости локальной коррозии по глубине язвенных повреждений и/или канавки на нижней образующей трубы.

3. Строение, структура, фазовый и химический составы продуктов коррозии:

– фазовый состав: рентгеновский дифрактометр «ДРОН-3»;

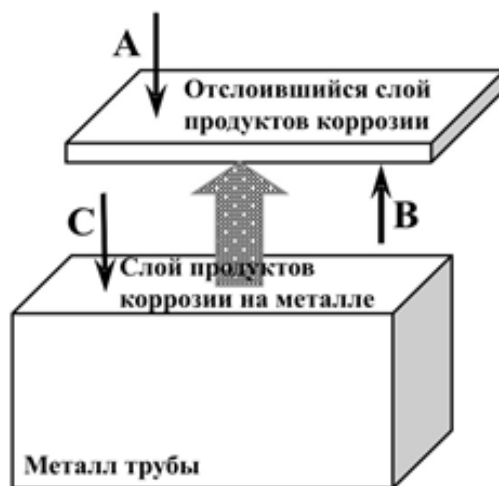
– строение, структура и химический состав: электронный микроскоп марки XL-30 фирмы “Philips”

с энергодисперсионным анализатором фирмы “Edax”.

Высохшие продукты коррозии хрупкие, и их верхний слой легко отслаивается от основного металла. Для систематизации проводимых исследований и накопленной информации оценку строения и состава продуктов коррозии проводили по трем естественно возникающим поверхностям, показанным на рис. 2: А – наружная поверхность отслоившихся продуктов коррозии;

**Таблица 3.** Параметры эксплуатации и физико-химические характеристики транспортируемой жидкости на участке нефтесборного коллектора Ø219×8 мм ООО «РН-Юганскнефтегаз»  
**Table 3.** The parameters of running and physical-chemical characteristics of the transported fluid within the area of the oil gathering main with Ø219×8 mm of LLC RN-Yuganskneftegaz

Объем перекачиваемой жидкости, м³/сут		1028
Обводненность, %		93
Расчетная скорость смеси, м/с		0,3–0,5
Температура смеси, °C		60
Давление, МПа		1,8
рН		7,5
Содержание компонентов, мг/дм³	Cl⁻	6035,0
	HCO₃⁻	512,4
	Ca²⁺	144,3
	Mg²⁺	9,7
	K⁺+Na⁺	3970,3
	Общая минерализация	10671,7
	CO₂	69
	H₂S	28



**Рис. 2.** Схема проведения исследований состава и строения продуктов коррозии после промысловых испытаний:

A – наружная поверхность отслоившихся продуктов коррозии;  
 B – внутренняя поверхность отслоившихся продуктов коррозии;  
 C – слой продуктов коррозии, оставшихся на металле

**Fig. 2.** The scheme of the research of composition and structure of the corrosion products after the field tests:

A – the outer surface of the detached corrosion products;  
 B – the inner surface of the detached corrosion products;  
 C – a layer of the corrosion products remained on metal



*B* – внутренняя поверхность отслоившихся продуктов коррозии; *C* – слой продуктов коррозии, оставшихся на металле. Такая схема наиболее полезна при изучении локальных мест интенсивной коррозии.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

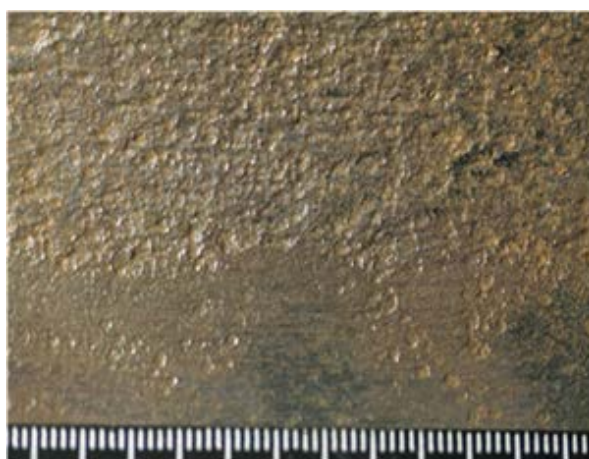
### Интенсивность общей и локальной коррозии

Внутренняя поверхность труб после испытаний в течение 240 и 420 суток покрыта слоем отложений черного цвета и продуктов коррозии коричневого цвета. Продукты коррозии на трубах из сталей 08ХМФЧА и 13ХФА относительно плотные, а на сталях 09ГСФ и 20-кх – более рыхлые. Область нижней образующей трубы наиболее подвержена коррозионному разрушению, в ней также проявляется более интенсивно локальная (язвенная) коррозия (рис. 3). Стали 09ГСФ и 20-кх наиболее склонны к язвенной коррозии (рис. 3 б, рис. 3 д). Необходимо отметить, что на первом этапе испытаний (240 суток) проявление язвенной коррозии более интенсивное. В дальнейшем с увеличением срока

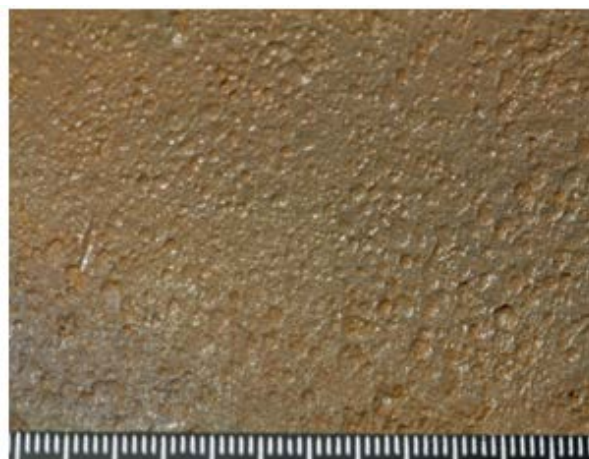
эксплуатации до 420 суток (второй этап испытаний) для сталей 08ХМФЧА, 13ХФА и 09ГСФ глубина имеющихся язвенных повреждений существенно не изменилась, что связано с пассивацией поверхности металла в полости язв продуктами коррозии. Скорость коррозии определяли после каждого этапа испытаний.

Общую коррозию оценивали по утонению стенки трубы, усредненные значения по толщине стенки и областей сварного соединения и нижней образующей трубы приведены в таблице 4. Скорость локальной коррозии определяли по глубине и диаметру поверхности язв (таблица 4, рис. 4). Графическое сравнение значений этих видов коррозии каждой из исследуемых сталей для наглядности показано на рис. 4 и рис. 5. Видно, что сталь 08ХМФЧА по всем показателям скорости коррозии (стенка, сварное соединение, нижняя образующая трубы, язвенная коррозия) имеет наиболее высокую коррозионную стойкость. По мере снижения коррозионной стойкости исследуемые стали располагаются в следующей последовательности: 08ХМФЧА – 13ХФА – 09ГСФ – 20-кх.

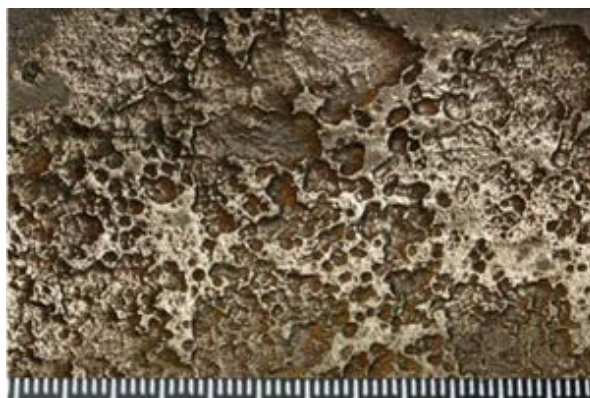
В литературе можно найти зависимости изменения скорости коррозии от времени при лабораторных [9] и стендовых испытаниях [10], но отсутствуют описания



*a*



*b*



*c*



*d*

**Рис. 3.** Внутренняя поверхность по нижней образующей труб, очищенная от продуктов коррозии после 420 суток испытаний: *a* – сталь 08ХМФЧА; *b* – сталь 13ХФА; *c* – сталь 09ГСФ; *d* – сталь 20-кх  
**Fig. 3.** Inner surface along the low generating lines of the pipes cleaned from the corrosion products after 420 full days of testing: *a* – 08HMFChA steel; *b* – 13HFA steel; *c* – 09GSF steel; *d* – 20-ksh steel

при эксплуатации в промышленных условиях. Два срока испытаний (240 и 420 суток) позволяют получить некоторые представления об изменении скорости коррозии со временем эксплуатации и, соответственно, о происходящих процессах самопассивации. Для условной оценки изменения интенсивности коррозионного разрушения со времени эксплуатации предлагаем использовать коэффициент пассивации, представляющий относительное изменение скорости коррозии за относительное изменение времени эксплуатации:

$$K_{B(n)} = \frac{K_V}{K_t},$$

$$\text{где } K_V = \frac{V_n - V_1}{V_1};$$

$$K_t = \frac{t_n - t_1}{t_1};$$

$V_1$  и  $V_n$  – скорости коррозии на первом и  $n$ -м этапах испытаний;

$t_1$  и  $t_n$  – время первого и  $n$ -го этапов испытаний соответственно.

Отрицательное значение  $K_B$  свидетельствует о затухании процессов коррозии со временем эксплуатации и пассивации металла.

Значения  $K_B$  (таблица 4) для всех видов и мест коррозии кроме области нижней образующей трубы находится в пределах от  $-0,5$  до  $-0,8$ , что свидетельствует о более чем двукратном уменьшении скорости коррозии. Это говорит о том, что при установившемся термодинамическом равновесии рост защитных свойств продуктов коррозии преобладает над скоростью коррозионного разрушения.

В области нижней образующей трубы основным фактором разрушения является эрозионный износ. Продукты коррозии удаляются и не защищают поверхность металла.

Соответственно,  $K_B$  близок к нулю. Положительные значения  $K_B$  свидетельствуют об ускорении коррозионного разрушения со временем эксплуатации.

### Строение и состав продуктов коррозии

Исследование структуры, химического и фазового состава показало, что продукты коррозии многофазны и состоят из оксидов, гидроксидов, карбонатов, хлоридов, сульфидов и механических смесей этих фаз. Такой состав продуктов коррозии типичен для металлических конструкций, работающих в нефтепромысловых углекислых средах с повышенным содержанием  $H_2S$  и  $Cl^-$  [11–13]. Анализ состава и структуры трех характерных продольных поверхностей ( $A$ ,  $B$  и  $C$ , рис. 2) и поперечных сечений позволил выявить особенности строения продуктов коррозии на внутренней поверхности труб из исследуемых сталей.

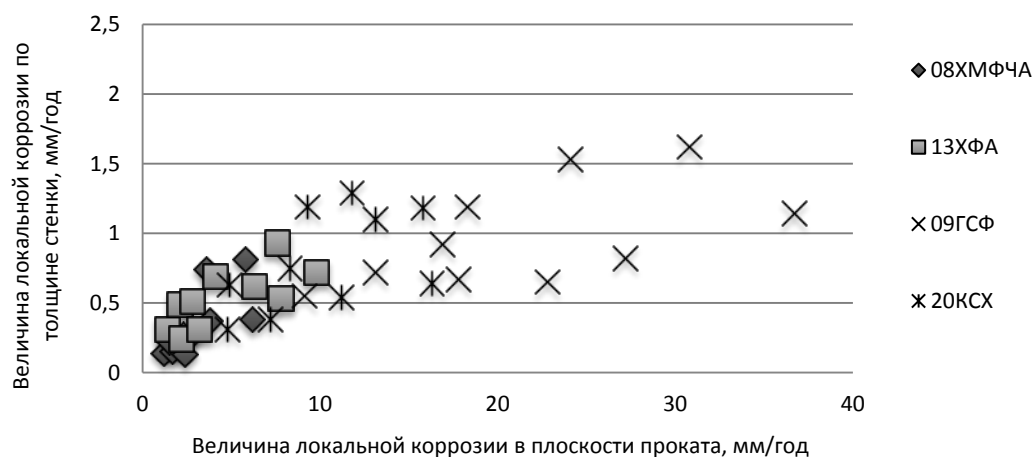
Вид поверхностей  $A$ ,  $B$  и  $C$  и их химический состав, усредненный по десяти точкам измерений, показаны на рис. 6 и в таблице 5 для продуктов коррозии, образовавшихся на внутренней поверхности труб из стали 13ХФА после 420 суток эксплуатации. Необходимо отметить, что в хромосодержащих сталях 13ХФА и 08ХМФЧА продукты коррозии имеют близкое строение и следующие особенности.

Наружная поверхность продуктов коррозии (поверхность  $A$ ) рыхлая, многофазная и состоит из оксидов, сульфидов, карбонатов и их механической смеси; имеются отдельные участки тонких сульфидов и участки с повышенным содержанием хлоридов.

Внутренняя поверхность отслоившихся продуктов коррозии (поверхность  $B$ ) имеет два подслоя: верхний – рыхлый, представляющий скопления кристаллов карбонатов осадочного происхождения, и нижний – более гладкий и плотный с более высоким содержанием хрома и хлорсодержащих фаз, присутствуют отдельные островки сульфидов железа.

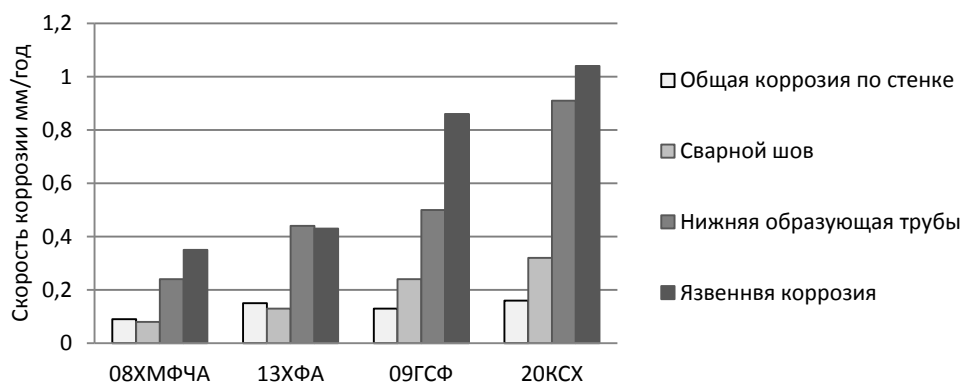
**Таблица 4.** Скорость общей и локальной коррозий исследуемых сталей за 240 и 420 суток испытаний  
**Table 4.** The rate of general and local corrosions of steels under the study for 240 and 420 full days of tests

Марка стали	Скорость общей коррозии, мм/год									Скорость язвенной коррозии, мм/год			
	Стенка трубы			Сварной шов			Нижняя образующая трубы			По толщине стенки			
	За 240 суток	За 420 суток	$K_B$	За 240 суток	За 420 суток	$K_B$	За 240 суток	За 420 суток	$K_B$	Глубина язв, мм	За 240 суток	За 420 суток	$K_B$
08ХМФЧА	0,2	0,09	–0,7	0,2	0,08	–0,8	0,4	0,24	–0,5	0,41	0,62	0,35	–0,5
13ХФА	0,25	0,15	–0,5	0,26	0,13	–0,7	0,5	0,44	–0,1	0,5	0,76	0,43	–0,5
09ГСФ	0,33	0,13	–0,8	0,47	0,24	–0,6	0,5	0,5	0,0	1,0	1,5	0,86	–0,5
20-кcx	-	0,16	-	-	0,32	-	-	0,91	-	1,2	-	1,04	-



**Рис. 4.** Скорость локальной коррозии по толщине стенки и в плоскости прокатки труб из сталей 08ХМФЧА, 13ХФА, 09ГСФ и 20-кх при эксплуатации 420 суток

**Fig. 4.** The rate of local corrosion through the depth of the wall and in the rolling plane of pipes made of 08HMFChA, 13HFA, 09GSF, and 20-ksh steels when in operation for 420 full days



**Рис. 5.** Скорости коррозии труб из сталей 08ХМФЧА, 13ХФА, 09ГСФ и 20-кх при эксплуатации 420 суток

**Fig. 5.** The rate of corrosion of the pipes made of 08HMFChA, 13HFA, 09GSF, and 20-ksh steels when in operation for 420 full days

Слой продуктов коррозии, оставшихся на металле (поверхность С), относительно ровный, содержит карбонаты и гидроксиды, имеет повышенное содержание хрома (до 5,5 мас. %) и повышенное содержание хлоридов (более 5 мас. %).

Для сталей 13ХФА и 08ХМФЧА четко выражено двухслойное строение продуктов коррозии, подробно описанное в работе [14]: верхний слой – рыхлый со многими продольными и поперечными трещинами и следами разрушения, в составе преобладают сульфиды и карбонаты осадочного происхождения; нижний слой – плотный, обогащенный хромом, состоит из карбонатов железа, оксидов и гидроксидов, образовавшихся при взаимодействии металла с агрессивной углекислотной средой, насыщенной  $H_2S$  и ионами хлора.

В зависимости от плотности и сплошности слоя карбонатов железа и хромосодержащей фазы, ионы хлора концентрируются перед слоем карбонатов железа или проникают через слой на границу раздела продуктов коррозии и металла.

Из доступных легирующих элементов хром оказывает наиболее существенное влияние на изменение механических и коррозионных свойств [15–17]. Он обогащает продукты коррозии, образует аморфную фазу  $Cr(OH)_3$ , которая пассивирует металл и значительно повышает стойкость сталей к общей и язвенной углекислотной коррозии [17; 18]. По механизму влияния хромосодержащей фазы на коррозионную стойкость существуют два мнения: сама фаза образует сплошной слой, препятствующий контакту агрессивной среды с поверхностью металла [17; 18], фаза  $Cr(OH)_3$  повышает сплошность слоя карбоната железа  $FeCO_3$ , основного продукта углекислотной коррозии, «залечивая» образующиеся в нем трещины и другие несплошности [13; 19].

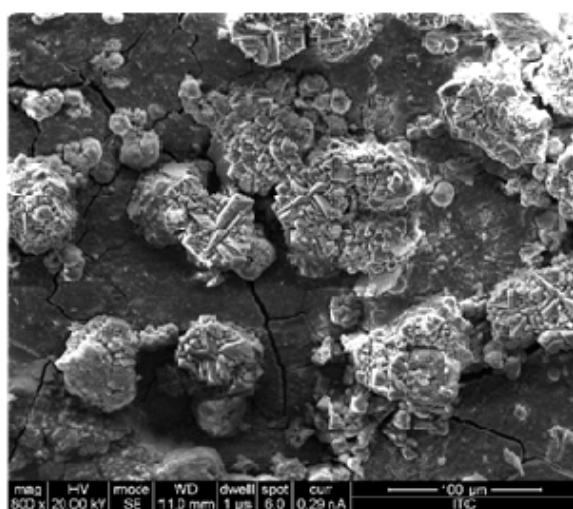
#### Микробиологические исследования

Постоянное увеличение объема и агрессивности биокоррозии нефтепромыслового оборудования обусловило изучение механизма процесса и методов его

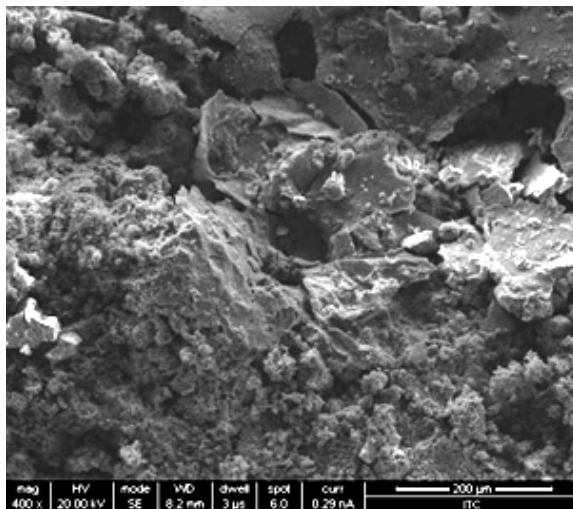
исследования [20; 21]. Стойкость к микробиологической коррозии является одной из важнейших характеристик используемых сталей. В соответствии с методикой<sup>2</sup> нами проведены исследования. В результате посева на селективные питательные среды соскобов с внутренней поверхности исследуемых труб получены значения показателей микробиологической активности, приведенные в таблице 6.

Для Мамонтовского месторождения характерно большое родовидовое разнообразие бактерий. Подтоварные воды Мамонтовского месторождения также заражены планктонными формами коррозионноопас-

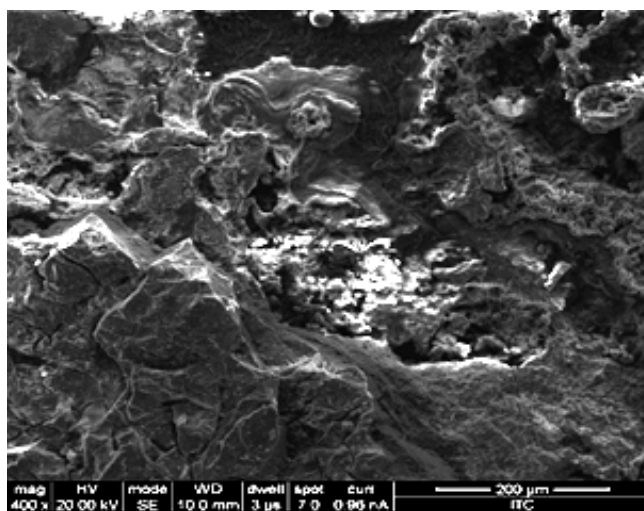
ных микроорганизмов ( $10^2 \div 10^5$  кл/мл). За время эксплуатации (420 суток) на внутренней поверхности труб сформировался биопленка коррозионно-опасных бактерий: сульфатовосстанавливающих, сероокисляющих (тионовых) и железоокисляющих. Углеводородокисляющие бактерии не обнаружены. Можно отметить, что для сталей 08ХМФЧА и 13ХФА количество клеток каждой группы микроорганизмов нефтяного биопленки не превышает  $10^2$  кл/г, и их активность не более 20 %, что находится в рамках средних показателей. Стойкость к бактериальной коррозии хромосодержащих сталей повышается модифицированием РЗМ.



a



b



c

**Рис. 6.** Структура и химический состав трех характерных плоскостей:  
(a – поверхность А; b – поверхность В; c – поверхность С)

продуктов коррозии труб из стали 13ХФА после 420 суток испытаний

**Fig. 6.** Structure and chemical composition of three typical planes:

(a – surface A; b – surface B; c – surface C)

of the corrosion products of pipes made of 13HFA steel after 420 full days of tests

<sup>2</sup> Методика № 004-07 «Оценка показателей бактериальной коррозии образцов стали и коррозионных отложений в среде бактерий нефтяного биопленки». Самара: Самарский инженерно-технический центр, 2010.

**Таблица 5.** Химический состав исследуемых поверхностей А, В и С  
**Table 5.** Chemical composition of A, B, and C surfaces under the study

Химический состав исследуемой поверхности, % массы	O	Si	S	Cl	Ca	Cr	Fe
Поверхность А	37,5	0,5	12,0	0,8	0,3	0,15	ост.
Поверхность В	28,0	0,56	0,8	2,06	0,57	1,4	ост.
Поверхность С	27,3	0,6	0,38	5,6	0,32	1,4	ост.

**Таблица 6.** Результаты микробиологических исследований продуктов коррозии  
на внутренней поверхности труб после 420 суток эксплуатации  
**Table 6.** The results of microbiological research of the corrosion products  
on the inner surface of pipes after 420 full days of normal operation

№ п/п	Марка стали (точка отбора)	Количество клеток СВБ*, кл/г соскоба	Индекс активности, %	Количество клеток (ТБ**), кл/г соскоба	Индекс активности, %	Количество (ЖБ***), кл/г соскоба	Индекс активности, %
		Результаты идентификации		Результаты идентификации		Результаты идентификации	
1	08ХМФЧА	10 <sup>2</sup>	17	10 <sup>1</sup>	17	10 <sup>2</sup>	17
		Desulfovibrio sp., Desulfotomaculum sp., Desulfonema sp.		Thiovulum majus, Thiobacillus thiooxidans		Thiobacillus ferrooxidans, Siderococcus limoniticus	
2	13ХФА	10 <sup>2</sup>	20	10 <sup>2</sup>	17	10 <sup>2</sup>	17
		Desulfovibrio sp., Desulfotomaculum sp.		Thiovulum majus, Thiobacillus thiooxidans		Thiobacillus ferrooxidans, Leptospirillum ferrooxidans	
3	09ГСФ	10 <sup>4</sup>	100	10 <sup>2</sup>	17	10 <sup>2</sup>	17
		Desulfovibrio sp., Desulfotomaculum sp.		Thiovulum majus, Thiobacillus thiooxidans		Siderococcus limoniticus, Leptothrix sp.	
4	20-кcx	10 <sup>4</sup>	100	10 <sup>2</sup>	17	10 <sup>2</sup>	17
		Desulfovibrio sp., Desulfotomaculum sp., Desulfobacter sp.		Thiovulum majus, Thiobacillus thiooxidans		Thiobacillus ferrooxidans, Siderococcus limoniticus	

Примечание. \*СВБ – сульфат-восстанавливающие бактерии;

\*\*ТБ – тионовые бактерии;

\*\*\*ЖБ – железобактерии.

## ВЫВОДЫ

1. Существенного различия механических свойств и коррозионной стойкости основного металла и сварного соединения труб исследованных марок сталей не обнаружено.

2. Преобладающим фактором коррозионно-механического разрушения труб является углекислотная коррозия, ускоренная ионами хлора. Бактериальная коррозия не приводит к значительной интенсификации процессов разрушения.

3. Наиболее интенсивное коррозионное разрушение, сопоставимое по значению с максимальной скоростью

язвенной коррозии, происходит в области нижней образующей трубы и вызвано абразивным износом. Хромосодержащие стали 08ХМФЧА и 13ХФА по показателям скорости общей (<0,15 мм/год) и локальной (<0,43 мм/год) коррозий более стойкие к коррозионно-механическому разрушению.

4. Снижение скоростей общей и язвенной коррозий в 2–2,5 раза при увеличении времени эксплуатации с 240 до 420 суток для сталей 08ХМФЧА и 13ХФА обусловлено пассивацией поверхности продуктами коррозии, содержащими аморфную фазу Cr(OH)<sub>3</sub>.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надёжности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 332 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 188 с.
3. Выбойщик Л.М., Лучкин Р.С., Платонов С.Ю. Структурный фактор коррозионно-механической прочности сварных соединений нефтепромысловых труб // Сварочное производство. 2008. № 6. С.12–16.
4. Tetyueva T.V., Revyakin V.A., Ioffe A.V., Denisova T.V. Corrosion-mechanical fracture of tube steels in operation // Metal Science and Heat Treatment. 2013. Vol. 54. № 9-10. P. 512–518.
5. Голубцов В.А. Теория и практика введения добавок в сталь вне печи. Челябинск: РосНИТИ, 2006. 423 с.
6. Беликов С.В., Сергеева К.И., Карабаналов М.С., Россина Н.Г., Попов А.А. Изучение структуры неметаллических включений в стали марки 13ХФА и их влияния на инициирование процессов питтингообразования // Фундаментальные исследования. 2012. № 11-2. С. 367–372.
7. Дуб В.С., Сафронов М.А., Мовчан М.А., Иоффе А.В., Тазетдинов В.И., Живых Г.А. Влияние технологии внепечной обработки на типы образующихся неметаллических включений и коррозионной стойкости стали // Электрометаллургия. 2016. № 5. С. 3–15.
8. Выбойщик М.А., Иоффе А.В., Кудашов Д.В., Федотова А.В., Миронова Ю.В. Коррозионно-механическое разрушение фасонных деталей трубопроводных систем в месторождениях с высоким содержанием CO<sub>2</sub> // Деформация и разрушение материалов. 2020. № 5. С. 27–32.
9. Борисенкова Е.А., Ионов М.К. Механизм образования защитного слоя продуктов углекислотной коррозии на низкоуглеродистых сталях с 1% хрома // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2015. № 3. С. 195–200.
10. Кудашов Д.В. Испытание коррозионной стойкости труб из стали 05ХГБ // Территория НЕФТЕГАЗ. 2015. № 12. С. 133–135.
11. Выбойщик М.А., Иоффе А.В. Разработка стали, стойкой к углекислотной коррозии в нефтедобываемых средах // Перспективные материалы. Т. 7. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2017. С. 115–160.
12. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X., Liu H. Effect of chromium on corrosion behavior of P<sub>110</sub> steels in CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S environment with high pressure and high temperature // Materials. 2016. Vol. 9. № 3. P. 200.
13. Li D.-P., Zhang L., Yang J.-W., Lu M.-X., Ding J.H., Liu M.-L. Effect of H<sub>2</sub>S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> // International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials. 2014. Vol. 21. № 4. P. 388–394.
14. Выбойщик М.А., Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Ревякина В.А., Грузков И.В. Дegradaция и разрушение нефтегазопроводных труб в средах с высоким содержанием углекислого газа и ионов хлора // Деформация и разрушение материалов. 2020. № 4. С. 29–36.
15. Зырянов А.О., Выбойщик М.А., Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Чистопольцева Е.А. Влияние легирования сталей хромом и ванадием на интенсивность углекислотной коррозии // Металловедение и термическая обработка металлов. 2019. № 11. С. 57–63.
16. Recommended practice for corrosion management of pipelines in oil and gas production and transportation / eds. B. Kermani, T. Chevrot. New York: CRC Press, 2017. 110 p.
17. Guo S., Xu L., Zhang L., Chang W. Corrosion of alloy steels containing 2% chromium in CO<sub>2</sub> environments // Corrosion Science. 2012. Vol. 63. P. 246–258.
18. Li W., Xiong Y., Brown B., Kee K.E., Nesic S. Measurement of wall shear stress in multiphase flow and its effect on protective FeCO<sub>3</sub> corrosion product layer removal // NACE – International Corrosion Conference Series. 2015. Vol. 2015. P. 113704.
19. Sun J., Liu W., Chang W., Zhang Z., Li Z., Yu T., Lu M. Characteristics and formation mechanism of corrosion scales on low-chromium X65 steels in CO<sub>2</sub> environment // Jinshu Xuebao/Acta Metallurgica Sinica. 2009. Vol. 45. № 1. P. 84–90.
20. Зайцева О.В., Кленова Н.А., Бородин О.И., Иоффе А.В., Тетюева Т.В. Разработка комплексной методики исследования биопленки, включающей биохимические и микробиологические методы исследования и высокоразрешающую растровую электронную микроскопию // Вестник Самарского государственного университета. Естественнонаучная серия. 2006. № 7. С. 60–65.
21. Иоффе А.В., Ревякин В.А., Сачкова Е.Н., Тетюева Т.В., Титлова О.И. Способ сравнительной оценки стойкости сталей к биологической коррозии: патент РФ № 2396544 от 15.06.2009.

# REFERENCES

1. Zavyalov V.V. *Problemy ekspluatatsionnoy nadezhnosti truboprovodov na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy* [Problems of pipeline operation reliability on late stage of fields development]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 332 p.
2. Markin A.N., Nizamov R.E. *CO<sub>2</sub>-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [CO<sub>2</sub>-corrosion of oilfield equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 188 p.
3. Vyboyschik L.M., Luchkin P.S., Platonov S.Yu. Structural factor of corrosion-mechanical strength of welded joints of oilfield pipes. *Svarochnoe proizvodstvo*, 2008, no. 6, pp.12–16.
4. Tetyueva T.V., Revyakin V.A., Ioffe A.V., Denisova T.V. Corrosion-mechanical fracture of tube steels in operation. *Metal Science and Heat Treatment*, 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 512–518.
5. Golubtsov V.A. *Teoriya i praktika vvedeniya dobavok v stal' vne pechi* [Theory and practice of introducing additives into steel outside the furnace]. Chelyabinsk, RosNITI Publ., 2006. 423 p.
6. Belikov S.V., Sergeeva K.I., Rossina N.G., Popov A.A., Karabanalov M.S. Study of nonmetallic inclusions structure in 13CRV steel and their effects on initiation



- the processes of pitting formation. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2012, no. 11-2, pp. 367–372.
7. Dub V.S., Safronov A.A., Movchan M.A., Ioffe A.V., Tazetdinov V.I., Zhivykh G.A. Effect of a secondary metallurgy technology on the types of forming nonmetallic inclusion and the corrosion resistance of steel. *Russian Metallurgy (Metally)*, 2016, vol. 2016, no. 12, p. 1135–1144.
  8. Vyboishchik M.A., Ioffe A.V., Kudashov D.V., Fedotova A.V., Mironova Yu.V. Corrosion-and-mechanical destruction of shaped components of pipeline systems at field with high content of CO<sub>2</sub>. *Deformatsiya i razrushenie materialov*, 2020, no. 5, pp. 27–32.
  9. Borisenkova E.A., Ionov M.K. Patterns and stages of forming a protective layer of CO<sub>2</sub>-corrosion products of low-alloy steel with 1% Cr. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya Tekhnicheskie nauki*, 2015, no. 3, pp. 195–200.
  10. Kudashov D.V. Corrosion text of 05XGB steel pipes. *Territoriya NEFTEGAZ*, 2015, no. 12, pp. 133–135.
  11. Vyboishchik M.A., Ioffe A.V. Development of steel resistant to carbon dioxide corrosion in oilfield media. *Perspektivnye materialy*. Togliatti, TGU Publ., 2017. Vol. 7, pp. 115–160.
  12. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X., Liu H. Effect of chromium on corrosion behavior of P<sub>110</sub> steels in CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S environment with high pressure and high temperature. *Materials*, 2016, vol. 9, no. 3, p. 200.
  13. Li D.-P., Zhang L., Yang J.-W., Lu M.-X., Ding J.H., Liu M.-L. Effect of H<sub>2</sub>S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, 2014, vol. 21, no. 4, pp. 388–394.
  14. Vyboishchik M.A., Ioffe A.V., Tetyeva T.V., Revyakin V.A., Gruzkov I.V. Degradation and destruction of oil and gas pipes in environmental with high content of carbon dioxide and chlorine ions. *Deformatsiya i razrushenie materialov*, 2020, no. 4, pp. 29–36.
  15. Zyryanov A.O., Vyboishchik M.A., Ioffe A.V., Tetyeva T.V., Chistopol'tseva E.A. Effect of chromium and vanadium alloying of steels on the intensity of carbon dioxide corrosion. *Metal Science and Heat Treatment*, 2020, vol. 61, no. 11-12, pp. 731–737.
  16. Kermani B., Chevrot T., eds. *Recommended practice for corrosion management of pipelines in oil and gas production and transportation*. New York, CRC Press, 2017. 110 p.
  17. Guo S., Xu L., Zhang L., Chang W. Corrosion of alloy steels containing 2% chromium in CO<sub>2</sub> environments. *Corrosion Science*, 2012, vol. 63, pp. 246–258.
  18. Li W., Xiong Y., Brown B., Kee K.E., Nesic S. Measurement of wall shear stress in multiphase flow and its effect on protective FeCO<sub>3</sub> corrosion product layer removal. *NACE – International Corrosion Conference Series*, 2015, vol. 2015, p. 113704.
  19. Sun J., Liu W., Chang W., Zhang Z., Li Z., Yu T., Lu M. Characteristics and formation mechanism of corrosion scales on low-chromium X65 steels in CO<sub>2</sub> environment. *Jinshu Xuebao/Acta Metallurgica Sinica*, 2009, vol. 45, no. 1, pp. 84–90.
  20. Zaytseva O.V., Klenova N.A., Borodina O.I., Ioffe A.V., Tetyeva T.V. A complex technique biofilm analysis including biochemical and microbiological investigation methods and highresolution raster electronic microscopy. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvennonauchnaya seriya*, 2006, no. 7, pp. 60–65.
  21. Ioffe A.V., Revyakin V.A., Sachkova E.N., Tetyeva T.V., Titlova O.I. *Sposob sravnitel'noy otsenki stoykosti staley k biologicheskoy korrozii* [Method for comparative evaluation of steels resistance to biological corrosion], patent RF no. 2396544, 2009.

## Stress-corrosion fracture of electric-welded pipes in the high-aggressiveness oilfield mediums

© 2020

**Mikhail A. Vyboishchik**<sup>\*1,4</sup>, Doctor of Sciences (Physics and Mathematics), Professor,  
professor of Chair “Nanotechnologies, Material Sciences and Mechanics”

**Dmitry V. Kudashov**<sup>2,5</sup>, PhD (Engineering), Director

**Sergey A. Knyazkin**<sup>3,6</sup>, PhD (Engineering), Head of Department of Field Tests

**Anna V. Fedotova**<sup>1,7</sup>, postgraduate student of Chair “Nanotechnologies, Material Sciences and Mechanics”

**Dmitry S. Kazadaev**<sup>3,8</sup>, Leading Engineer

<sup>1</sup>Togliatti State University, Togliatti (Russia)

<sup>2</sup>Vyksa branch of the National University of Science and Technology “MISiS”, Vyksa (Russia)

<sup>3</sup>LLC IT-Service, Samara (Russia)

\*E-mail: vma@63.ru

<sup>4</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2797-5396>

<sup>5</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7661-1591>

<sup>6</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7180-9638>

<sup>7</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8522-2654>

<sup>8</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5382-0318>

**Abstract:** Pipes welded from specially prepared sheet steel, in comparison with the seamless drawn ones, are characterized by the low cost, higher corrosion resistance, and dimensional stability. When ensuring the properties of a welded joint at the base metal level, they can compete with seamless pipes. To start using welded pipes made of new steels, long-term field tests in fields with high aggressiveness of extracted fluids are required. It is necessary to have the comparative results on corrosion resistance of the base metal and welded joints. The paper aimed at obtaining information on the mechanisms

and kinetics of stress-corrosion fracture and the operating ability of electric-welded pipes during continuous service. The authors carried out the field (bypass) tests of the electric-welded pipe spools made of 08HMFChA, 13HFA, 09GSF, and 20-KSH steels on the operating oil gathering main of Mamontovskoye oilfield of Western Siberia with the high content of  $H_2S$  and  $CO_2$  dissolved gases and bacterial contamination. The study identified the rates of general and local corrosions of base metal, welded joints, and the area of low generating lines of the pipe. The study showed the peculiarities of corrosion fracture initiation and development and change in the rate of general and pit corrosions depending on the chemical composition of steel and its running time. The authors identified the interrelation of the dependence of change in the rate of corrosion fracture with the increase in the running time on the composition and structure of the corrosion products. For the chromic steels (08HMFChA and 13HFA), chromium concentration in the corrosion products is the main factor of surface passivation. The authors proposed the passivation coefficient, in other words, the criterion for evaluation of change in the corrosion rate during running time.

**Keywords:** corrosion fracture; carbon dioxide corrosion; bacterial corrosion; corrosion products; welded pipes; welded joint; mechanical properties; oilfield medium; field tests; self-passivation.

**For citation:** Vyboyshchik M.A., Kudashov D.V., Knyazkin S.A., Fedotova A.V., Kazadaev D.S. Stress-corrosion fracture of electric-welded pipes in the high-aggressiveness oilfield mediums. *Vektor nauki Tolyatinskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2020, no. 3, pp. 7–18. DOI: 10.18323/2073-5073-2020-3-7-18.