

Уважаемые коллеги,



Этот номер журнала, по Вашим просьбам, посвящен исключительно важной проблеме – коррозии оборудования нефтедобычи в сероводородных средах. К сожалению, эта проблема с каждым годом становится все острее.

В статье В.Э. Ткачевой, А.Н. Маркина, Д.В. Кшнякина, Д.И. Мальцева и В.В. Носова рассматривается комплексный подход к коррозии внутрискважинного оборудования в средах с высоким содержанием H_2S и CO_2 при различных внешних условиях, особенности механизма сероводородной коррозии и сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением.

В статье Л.С. Моисеевой и А.П. Макарова проводится анализ нормативно-технической и регламентирующей документации, определяющей базовые подходы к защите оборудования нефтедобычи в H_2S -содержащих средах.

Статья Ю.Ф. Гордеевой, Е.С. Филатова, А.С. Дербышева, В.Я. Кудякова посвящена результатам исследования межкристаллитной коррозии сплава Хастеллой G 35 в высокоагрессивных средах при повышенных температурах.

В дальнейшем редколлегия предполагает продолжить практику подготовки тематических номеров журнала, ориентируясь на Ваши, уважаемые коллеги, пожелания. Мы благодарны Вам за обратную связь.

Главный редактор А.П. Акользин.



**ПРАКТИКА
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

Том 26 № 2 2021 г.

ISSN 1998-5738 (Print)
ISSN 2658-6797 (Online)

Выходит 4 раза в год
Издается с 1996 года

Объединенный каталог «Пресса
России»
– индекс 87750, 88009

Учредитель
ООО «КАРТЭК»

Издатель
ООО «КАРТЭК»

Зарегистрирован Комитетом
Российской Федерации по печати

Свидетельство № 015777
от 26.02.1997 г.

Адрес Издателя:
Москва, Ленинский проспект,
дом 29, стр. 2
Почтовый адрес:
119071 г. Москва, а/я 64
Тел. (985) 776-10-21
E-mail: cartec-com@mail.ru
<http://www.corrosion-protection.ru>

© журнал «Практика
противокоррозионной защиты»

Редакционная коллегия

АКОЛЬЗИН Андрей Павлович (главный редактор),
доктор технических наук, профессор, Генеральный директор
ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

ПОЛЯКОВ Николай Анатольевич (зам. главного
редактора), кандидат химических наук, директор АНО
«ЦНИИКС», заведующий лабораторией Института
физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина
РАН, г. Москва, Российская Федерация

АБРАШОВ Алексей Александрович, кандидат технических
наук, доцент Российского химико-технологического
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская
Федерация

АНДРЕЕВ Николай Николаевич, доктор химических наук,
заведующий лабораторией Института физической химии
и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, г. Москва,
Российская Федерация

АНУФРИЕВ Николай Геннадиевич, кандидат химических
наук, ведущий научный сотрудник Института физической
химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, г. Москва,
Российская Федерация

ГРОЙСМАН Алик, кандидат химических наук, председатель
Ассоциации инженеров-химиков и химиков Израиля, г. Тель-
Авив, Израиль; профессор Израильского технологического
института Технион, г. Хайфа, Израиль

КАЛУЖИНА Светлана Анатольевна, доктор химических
наук, профессор Химического факультета Воронежского
государственного университета, г. Воронеж, Российская
Федерация

ЛЕКЮРЕ Фабрис, магистр физики, директор департамента
Электрисите де Франс, г. Париж, Франция

МИНЕЕВА Надежда Яковлевна, доктор географических
наук, профессор Государственного университета по
землеустройству, г. Москва, Российская Федерация

РЕФОРМАТСКАЯ Ирина Игоревна, доктор химических наук,
профессор Академии Государственной противопожарной
службы МЧС России, г. Москва, Российская Федерация

ТИМОНИН Виктор Алексеевич, доктор химических
наук, профессор Российского химико-технологического
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская
Федерация

ЩЕРБИНА Анна Анатольевна, доктор химических наук,
проректор по науке Российского химико-технологического
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская
Федерация

ФАМ Зуи Нам, кандидат химических наук, Заместитель
Генерального директора по науке Российско-Вьетнамского
Тропического научно-исследовательского и технологического
центра (Тропический центр), г. Ханой, Вьетнам

Заведующая редакцией

АКОЛЬЗИНА Алла Викторовна, кандидат технических наук,
ООО «КАРТЭК»

Выпускающий редактор

НАРКЕВИЧ Екатерина Николаевна

Технический редактор

ГЛУХОВ Вячеслав Геннадьевич



**THEORY AND PRACTICE OF
CORROSION PROTECTION**

Volume 26 Issue 2 2021

**ISSN 1998-5738 (Print)
ISSN 2658-6797 (Online)**

**4 issues per year
Published 1996 – present**

**“Press of Russia” United Catalogue
– indices 87750, 88009**

**Founder
CARTEC LLC**

**Publisher
CARTEC LLC**

Registered by Press Committee of the
Russian Federation

License No. 015777
issued 26.02.1997

Address of the Publisher:
build. 2, 29, Leninskii av.,
Moscow, Russian Federation
Postal address:
PO Box 64, Moscow, 119071 Russian
Federation
Tel.: +7(985) 776-10-21
E-mail: cartec-com@mail.ru
<http://www.corrosion-protection.ru>

© “Theory and Practice of Corrosion
Protection”, journal

Editorial Board

Andrey P. AKOL'ZIN (editor-in-chief),
Doctor of Technical Sciences, Professor, CEO of CARTEC LLC,
Moscow, Russian Federation

Nikolay A. POLYAKOV (deputy editor-in-chief), Ph.D. in
Chemistry, Director of Independent Non-Profit Organization
“Central Research Institute for Corrosion and Certification”,
Head of Laboratory, Frumkin Institute of Physical Chemistry and
Electrochemistry, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian
Federation

Alexey A. ABRASHOV, Ph.D. in Technical Sciences, assistant
professor, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of
Russia, Moscow, Russian Federation

Nikolay N. ANDREEV, Doctor of Chemistry, Head of Laboratory,
Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Nikolay G. ANUFRIEV, Ph.D. in Chemistry, leading researcher,
Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Alec GROYSMAN, Ph.D. in Physical Chemistry and Corrosion,
chairman of the Israel Association of Chemical Engineers and
Chemists, Tel Aviv, Israel; Technion (Israel Institute of Technology),
Haifa, Israel

Svetlana A. KALUZHINA, Doctor of Chemistry, Professor of
Chemical Faculty of Voronezh State University, Voronezh, Russian
Federation

Fabrice LECURET, Ph.D. in Physics, Directeur de Departement,
Electricité de France, Paris, France

Nadezhda Ya. MINEEVA, Doctor of Geography, Professor, State
University of Land Use Planning, Moscow, Russian Federation

Irina I. REFORMATSKAYA, Doctor of Chemistry, Professor,
Academy of the State Fire Service, EMERCOM of Russia, Moscow,
Russian Federation

Viktor A. TIMONIN, Doctor of Chemistry, Professor, Dmitry
Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow,
Russian Federation

Anna A. SHCHERBINA, Doctor of Chemistry, Vice Rector in
Science, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of
Russia, Moscow, Russian Federation

Duy Nam PHAM, Ph.D. in Chemistry, Deputy General Director for
science, Russian-Vietnamese Tropical Research and Technology
Centre, Hanoi, Vietnam

Managing Editor

Alla V. AKOL'ZINA, Ph.D. in Technical Sciences, CARTEC LLC

Copy Editor

Ekaterina N. NARKEVICH

Setting and Design

Vyacheslav G. GLUKHOV



В номере:

**ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

В.Э. Ткачева, А.Н. Маркин, Д.В. Кшнякин, Д.И. Мальцев, В.В. Носов

Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах..... 7

КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ – ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Ю.Ф. Гордеева, Е.С. Филатов, А.С. Дербышев, В.Я. Кудяков

Коррозионные испытания Хастеллоя G 35 на стойкость против межкристаллитной коррозии..... 27

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОРРОЗИОННОГО КОНТРОЛЯ

Л.С. Моисеева, А.П. Макаров

Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию. Часть I. Коррозионно-механическое воздействие сероводородсодержащих сред на стальное оборудование. Выбор конструкционных сталей и коррозионно-стойких сплавов для нефтегазового оборудования..... 32

ПЕРСОНАЛИИ..... 54

СЕРТИФИКАЦИЯ..... 60

www.corrosion-protection.ru

Уважаемые коллеги!

В ответ на Ваши просьбы мы открываем бесплатный доступ к архивным выпускам нашего журнала.

Электронные версии публикаций доступны на официальном сайте журнала.

Ваша редколлегия





Contents:

**EQUIPMENT OIL AND GAS PRODUCTION AND OIL AND GAS
PROCESSING – CORROSION AND PROTECTION**

V.E. Tkacheva, A.N. Markin, D.V. Kshnyakin, D.I. Mal'cev, V.V. Nosov

Corrosion of downhole equipment in hydrogen sulfur-containing environments..... 7

CORROSION AND PROTECTION AGAINST CORROSION – GENERAL ISSUE

J.F. Gordeeva, E.S. Filatov, A.S. Derbyshev, V.Ya. Kudyakov

Hastelloy G35 corrosion tests for intergranular corrosion resistance..... 27

METHODS AND MEANS OF ANTICORROSIVE CONTROL

L.S. Moiseeva, A.P. Makarov

The series of measures for improvement of safety in oil and gas facilities producing, processing and transporting materials containing hydrogen sulfide. Part 1. Corrosion-mechanical attack of hydrogen sulfide-containing media on steel equipment. The choice of construction steels and noncorrosive alloys for the oil and gas equipment..... 32

PERSONALITIES 54

SERTIFICATION..... 60

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

Информация по подготовке статей размещена на сайте:
<http://www.corrosion-protection.ru>.



Подписка на 2021 год продолжается!

Уважаемые коллеги!

Мы были бы рады видеть Вас в числе подписчиков журнала «Практика противокоррозионной защиты». Подписаться на журнал можно во всех отделениях связи России и стран СНГ:

- ▶ объединенный каталог «Пресса России»
– индекс 87750, 88009.

Стоимость годовой подписки печатной версии – 3960 рублей, в том числе НДС (10%). Подписная цена включает стоимость доставки.

Стоимость электронной версии одного экземпляра журнала – 3360 рублей, в том числе НДС (20%).

Вы также можете оформить подписку в редакции, для этого позвоните по телефону (495) 955-4012, 952-5648.

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

Журнал «Практика противокоррозионной защиты» входит в утвержденный ВАК Министерства науки и образования РФ перечень научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций по всей номенклатуре химических и химико-технологических специальностей, а также входит в международные базы данных Chemical Abstracts Service (CAS) и Ulrich's Periodicals Directory.



**ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

**EQUIPMENT OIL AND GAS
PRODUCTION AND OIL
AND GAS PROCESSING –
CORROSION AND PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.

**Коррозия внутрискважинного оборудования
в сероводородсодержащих средах**

В.Э. Ткачева¹✉, А.Н. Маркин², Д.В. Кшнякин³, Д.И. Мальцев³, В.В. Носов¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»,
РФ, 450103, г. Уфа, Сочинская, д. 12

²Филиал «Тюменский индустриальный университет»,
РФ, 628616, ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель 20, ул. Ленина,
2/П, стр. 9

³АО «Оренбургнефть»,
РФ, 461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

e-mail: Tkachevave@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. Осложнения, связанные с коррозивностью среды, по данным АО «Оренбургнефть» ПАО «НК «Роснефть» на период 01.01.2021, входят в число преобладающих на объектах нефтегазодобычи и разделяют 1-е место с фактором солеотложения – 26 % осложнённого механизированного фонда скважин. Отказы внутрискважинного оборудования по причине коррозии составляют 20% от общего количества фиксированных отказов за 2020 год. По типу воздействия коррозионной среды на месторождениях, эксплуатируемых в периметре НК «Роснефть» АО «Оренбургнефть», преобладающими являются сероводородная и смешанная коррозии вызываемые одновременно действием CO_2 и H_2S . В статье представлены расчетные данные по физико-химической характеристике водных растворов H_2S . Показаны существующие подходы к описанию механизмов сероводородной коррозии нефтепромыслового оборудования с примерами коррозионных разрушений насосно-компрессорных труб. Представлена динамическая матрица различных технологий противокоррозионной защиты и их применимости в сероводородсодержащих средах, используемая на месторождениях, эксплуатируемых ПАО НК «Роснефть» и наполняемая по результатам лабораторных и опытно-промышленных испытаний. Описаны критерии отнесения скважин к осложненному фонду на основе классификации факторов, осложняющих эксплуатацию и последующем определении категории скважины, используемой в локальных нормативных документах ПАО «НК «Роснефть».

Ключевые слова: сероводородная коррозия, локальная коррозия, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, внутрискважинное оборудование, защита от коррозии, осложненный фонд скважин.

Для цитирования: Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В.В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 7-26. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.

Статья получена: 25.04.2021, опубликована 01.06.2021.

**Corrosion of downhole equipment
in hydrogen sulfur-containing environments**

V.E. Tkacheva¹✉, A.N. Markin², D.V. Kshnyakin³, D.I. Mal'cev³, V.V. Nosov¹

¹LLC «RN-BashNIPIneft»
bld. 12, Sochinskaya str., Ufa, 450103, Russian Federation

²Industrial University of Tyumen, a branch in Nizhnevartovsk,
2/П, bld. 9, Panel 20, Lenin str., Khanty-Mansi Autonomous
territory – Yugra, Nizhnevartovsk, 628616, Russian Federation

³JSC «Orenburgneft»
2, st. Magistralnaya, Buzuluk, Orenburg region, 461040, Russian Federation

e-mail: Tkachevave@bnipi.rosneft.ru

Abstract. Complications associated with the corrosive environment, according to JSC Orenburgneft, NK Rosneft for the period 01.01.2021, are among the prevailing ones at oil and gas production facilities and share the 1st place with the scaling factor - 26% of the complicated mechanized well stock. Downhole equipment failures due to corrosion account for 20% of the total number of fixed failures in 2020. By the type of exposure to a corrosive environment at the fields operated within the perimeter of Rosneft, JSC Orenburgneft, hydrogen sulfide and mixed corrosion (caused by simultaneous action of CO_2 and H_2S) are predominant. The article presents the calculated data on the physicochemical characteristics of aqueous solutions of H_2S . The existing approaches for description of the mechanisms of hydrogen sulfide corrosion of oilfield equipment with examples of corrosive destruction at producing string are described. A dynamic matrix of the various protection technologies and their applicability in hydrogen sulfide-containing environments is presented, which is used in the fields operated by PJSC NK Rosneft and filled according to the results of laboratory and pilot field tests. The criteria of attribution of equipment to abnormal fund on basis of classification of factors complicated exploitation and following determination of equipment category being used in localized norms of NK Rosneft are described.

Keywords: H_2S corrosion, hydrogen sulfide corrosion, local corrosion, sulphide stress corrosion cracking (SSCC), downhole equipment, corrosion protection, complicated well stock.

For citation: Tkacheva, V. E., Markin, A. N., Kshnyakin, D. V., Mal'cev, D. I., Nosov, V. V. (2021) Corrosion of downhole equipment in hydrogen sulfur-containing environments. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26 (2), 7-26. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-1.

Received: April 25, 2021. Published: June 01, 2021.

Введение

Нефтепромысловая статистика и классификационные признаки осложненных фондов скважин

Коррозия относится к одному из десяти видов осложняющих факторов, среди которых выделяют следующие: солеотложение; эрозийная агрессивность; наличие в добываемой продукции механических примесей, асфальтосмолопарафиновых отложений, газогидратных отложений; осложнения, обусловленные добычей высоковязкой нефти, наличием водонефтяных эмульсий, высокими значениями температуры пласта и газового фактора и фактор коррозионной агрессивности добываемой продукции. Данная классификация и последующее разделение скважин на категории осложненных фондов (ОФ) применяется в локальных нормативных документах ПАО «НК «Роснефть».

При отнесении к ОФ скважины делят на две категории. Если на скважине произошёл отказ внутрискважинного оборудования (ВСО) по фактору «Коррозионная агрессивность» (независимо от наработки и типа оборудования) или при демонтаже или разборе ВСО обнаружен факт потери металла, связанный с коррозионной агрессивностью (не приведший к отказу), то скважина относится к первой категории.

Ко второй категории относят скважины, где установлено присутствие одного или более осложняющих факторов, и среда классифицирована как сильноагрессивная по следующим физико-химическим параметрам:

превышение значения скорости коррозии – 0,1 мм/год; превышение установленных концентраций коррозионно-агрессивных газов в газожидкостной смеси – свыше 50 мг/дм³ для сероводорода (H_2S) и диоксида углерода (CO_2) и свыше 1 мг/дм³ – для кислорода (O_2); при установлении биогенной природы H_2S с содержанием сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) – более 10 клеток/см³. К осложняющему фактору относится также показатель pH и снижение его до значения ниже 5. К этой же категории относят скважины, где по результатам прогнозного моделирования с использованием физико-химических параметров попутно добываемых вод определена склонность к коррозивности среды. И последним возможным условием отнесения скважины к ОФ является условие, когда на объекте разработки (месторождение, пласт, ячейка разработки) эксплуатируется от 50% и более скважин первой категории со схожим способом эксплуатации.

Структура ОФ скважин на наиболее ярком примере в периметре компании «Роснефть» – АО «Оренбургнефть», эксплуатирующего сероводородсодержащие месторождения, представлена на рис. 1. Процент скважин, осложненных коррозивностью среды в общем осложненном фонде – 26% – позволяет определить актуальность рассматриваемой темы. По данным промышленной статистики, на 01.01.2021 количество отказов, связанных с коррозией ВСО, достигает 20% от общего числа отказов (рис. 1). Средняя наработка на

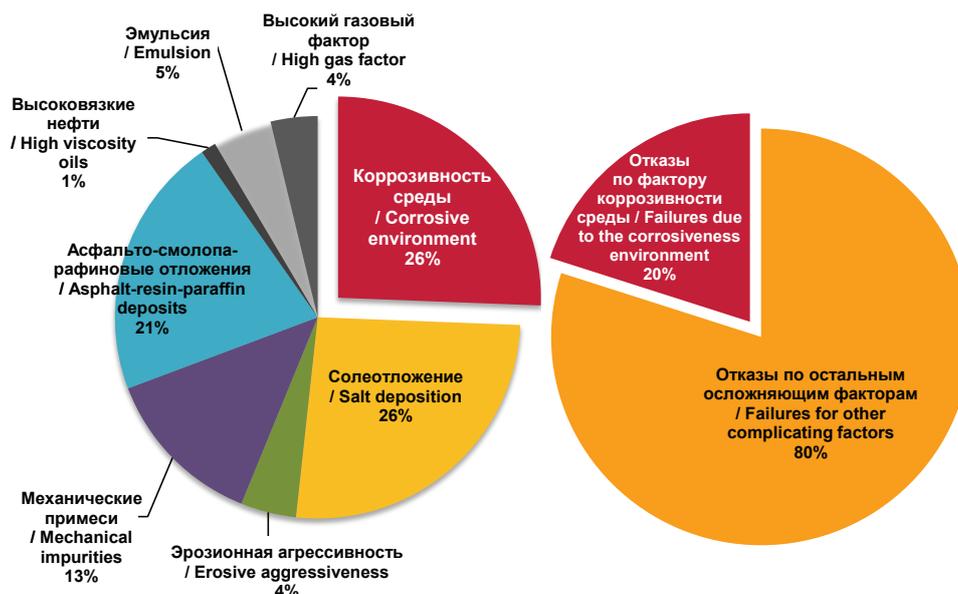


Рис. 1. Структура осложненного фонда скважин, эксплуатируемых в АО «Оренбургнефть» (слева) и доля отказов внутрискважинного оборудования по причине коррозивности среды (справа) на 01.01.2021

Fig. 1. The structure of complicated wells stock operated in Orenburgneft JSC (left) and the share of downhole equipment failures due to corrosive environment (right) for 01.01.2021

отказ ВСО составила 288 суток.

В нефтепромысловой практике по типу воздействия коррозивной среды различают два основных типа коррозии ВСО:

- углекислотная;
- сероводородная.

Классификации сероводородных сред приведены в табл. 1.

Месторождениями с сероводородсодержащими средами и установленным фактором коррозивности среды в АО «Оренбургнефть» являются: Родинское, Покровское, Пронькинское, Бобровское, Ольховское, Бахтияровское, Казыгашевское, Герасимовское, Долговское, Ишуевское, Сорочинско-Никольское, Моргуновское, Новодолговское, Севастьяновское, Тананыкское, Южно-Спиридоновское, Ананьевское, Воробьевское, Рябиновое, Твердиловское, Докучаевское, Западно-Долговское, Красногвардейское, Курманаевское, Новомедведкинское, Пешковское, Погромненское, Речное, Светинское, Скворцовское, Спиридоновское, Устьевое, Шулаевское, Боголюбовское, Восточно-Толкаевское, Горное, Западно-Куштакское, Западно-Петропавловское, Кодяковское, Красное, Вахитовское, Токское, Загорское, Восточно-Волостновское, Восточно-Капитоновское, Южно-Волостновское, Гусахинское,

Киндельское, Лебяжинское, Лесное, Соловьевское, Таращанское.

Физико-химическая характеристика водных растворов H_2S

Сероводород (H_2S) является естественным реликтовым компонентом нефти и попутных газов ряда нефтяных месторождений как в России, так и за рубежом. Кроме реликтовой природы, H_2S может иметь биогенное происхождение за счёт продуцирования анаэробными микроорганизмами. Стоит отметить, что из ~ 33 тыс. газосодержащих месторождений мира только ~ 400 содержат H_2S в количестве менее 2%. На большинстве месторождений концентрация H_2S в газе составляет от 0,1 до 2...3%, однако есть месторождения (например, Астраханское газоконденсатное месторождение), где концентрация H_2S составляет более 24% [1].

H_2S при растворении в воде образует слабую кислоту, диссоциирующую по двум ступеням:

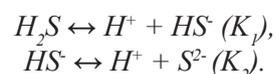


Таблица 1. Классификации сред, содержащих сероводород

Table 1. Classifications of environments containing H_2S

Среды / Environments	Источники информации / Information sources	
	ВСН 51-3, ВСН 51-2.38 / VSN 51-3, VSN 51-2.38	NACE MR 0175
Газ	С низким содержанием H_2S $0,0003 \leq P(H_2S) < 0,01$ (МПа)	$P(H_2S) > 0,00035$ (МПа) $P_{общ} > 0,448$ (МПа)
	Со средним содержанием H_2S $0,01 < P(H_2S) < 1$ (МПа)	
	С высоким содержанием H_2S $P(H_2S) > 1$ МПа	
Жидкость	Жидкости, находящиеся в равновесии с газом, содержащим сероводород при указанных выше парциальных давлениях	Сырая нефть или двух- или трехфазная система нефть – газ – вода. Газовый фактор больше $890 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Парциальное давление H_2S в газовой фазе более $0,07$ МПа. Рабочее давление в поверхностном оборудовании более $1,8$ МПа. Газовая фаза содержит более 15% H_2S
	Жидкости, содержащие сероводород в концентрации, соответствующей его растворимости при указанных выше парциальных давлениях	

Константы диссоциации при 25°C $K_1 = 1,0 \cdot 10^{-7}$, $K_2 = 1,3 \cdot 10^{-12}$ [3].

Соотношение между концентрациями H_2S , HS^- и S^{2-} в зависимости от pH раствора при 25°C приведено на *рис. 2*, где показано долевое соотношение между недиссоциированной кислотой и ее ионами, а не значения концентраций H_2S , HS^- и S^{2-} при заданном pH .

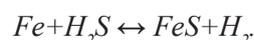
Из данных *рис. 2* видно, что в кислых растворах ($pH < 5$) доля H_2S стремится к 1, в щелочных ($pH > 10$) недиссоциированный H_2S отсутствует, и по мере увеличения pH возрастает доля S^{2-} .

При растворении H_2S в воде pH смещается в кислотную область. На *рис. 3* приведена кривая изменения pH минерализованной воды от $P(H_2S)$. Присутствие в водной фазе других ионов, особенно HCO_3^- , оказывает значительное влияние на зависимость pH от $P(H_2S)$.

Когда вода находится под давлением газовой фазы, содержащей H_2S , количество растворенного H_2S определяется величиной $P(H_2S)$ и температурой, а pH зависит еще и от химического состава воды. Если общее давление в такой системе увеличится или уменьшится, то, соответственно, изменится и $P(H_2S)$, в результате изменятся концентрация растворенного H_2S и pH воды: они будут

отвечать новому значению $P(H_2S)$.

Принято считать, что H_2S в водной среде взаимодействует с железом по реакции:



В нефтепромысловых системах обнаруживают несколько форм сульфида железа, наиболее часто встречающимися из которых являются: макинавит, пирротин ($Fe_{1-x}S$), FeS с кубической решеткой и пирит (FeS_2). В дополнение к указанным выше полиморфным формам сульфида железа, в [4] описаны троилит (FeS), смитит ($Fe_{3+x}S_4$), грейгит (Fe_3S_4) и марказит (FeS_2), которые также могут присутствовать в нефтепромысловых системах [5]. Кристаллические структуры полиморфных форм сульфида железа приведены в *табл. 2* (по [6], дополненная).

Формирование, свойства и взаимный переход [7, 8] полиморфных форм сульфида железа определяются многими факторами: $P(H_2S)$, температурой, значением pH раствора, концентрацией углекислоты (CO_2), присутствием других солей, гидродинамическими условиями и временем.

Наиболее нестабильной формой является макинавит, который формируется за короткое время после контакта стали с раствором H_2S

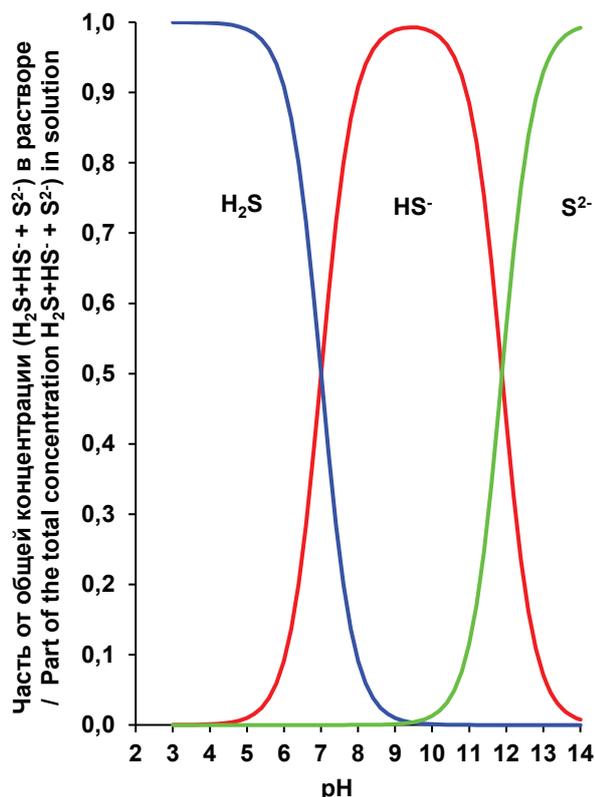


Рис. 2. Долевое соотношение между концентрациями недиссоциированной H_2S и ионами HS^- и S^{2-} в зависимости от pH . Дистиллированная вода, 25 °С. Расчетная зависимость

Fig. 2. Fractional ratio between the concentrations of undissociated H_2S and HS^- and S^{2-} ions depending on pH . Distilled water, 25 °С. Calculated dependence

и в дальнейшем может превращаться в более стабильную полиморфную форму. Самой стабильной формой сульфида железа является пирит.

В отложениях из электродегидратора морской платформы «Пильтун-Астохская А» (проект «Сахалин – 2») в 2014 г. был обнаружен макинавит, концентрация которого в отложениях составляла 0,5% масс. (рис. 4).

Часто отложения сульфида железа в нефтепромысловых системах являются рентгеноаморфными и определить их кристаллическую структуру невозможно. Так, в отложениях из сепаратора той же платформы (2017 г.) концентрация сульфида железа составила 13,2 % масс., однако методом рентгенофазового анализа он идентифицирован не был из-за его рентгеноаморфности.

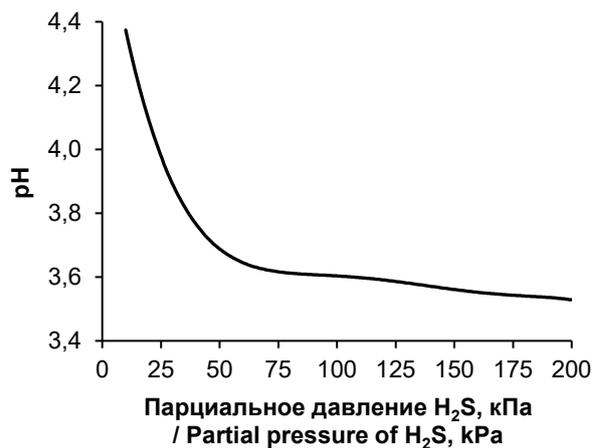


Рис. 3. Зависимость pH минерализованной воды от парциального давления H_2S . Химический состав попутно добываемой воды, г/л: $NaCl$ – 33,00; $CaCl_2$ – 0,55; $MgCl_2$ – 0,24; $NaHCO_3$ – 0,002. Температура 25 °С. Расчетная зависимость

Fig. 3. Dependence of the pH of saltwater on the partial pressure of H_2S . Chemical composition of water by the way get, g/l: $NaCl$ – 33,00; $CaCl_2$ – 0,55; $MgCl_2$ – 0,24; $NaHCO_3$ – 0,002. Temperature is 25 °С. Calculated dependence

Методы измерения концентрации H_2S в воде [46]

Концентрация растворенного в воде H_2S зависит от $P(H_2S)$, поэтому анализ желательно проводить непосредственно после отбора пробы, так как за время хранения или транспортировки пробы в лабораторию H_2S выделится из воды и полученные результаты будут занижены.

По ГОСТ 26449.3 – 85 [9] растворенный сероводород (сульфид-ионы) измеряют титриметрическим методом. Сущность метода: сульфид-ионы осаждают в виде сульфида кадмия и окисляют йодом; избыток йода титруют раствором серноватистокислого натрия. Метод применяют при измерении концентрации сероводорода от 2 мг/дм³, нижний предел обнаружения составляет 0,8 мг/дм³.

По ASTM D 4658 – 09 [10] концентрацию сульфид-иона измеряют с помощью ион-селективного электрода. Метод ASTM D 4658 – 09 протестирован на воде, используемой для приготовления реактивов. Применимость его для анализа воды нефтяных промыслов не подтверждена.

Таблица 2. Кристаллические структуры полиморфных форм сульфида железа

Table 2. Crystal structures of polymorphic forms for iron sulfide

Название полиморфной формы / Polymorphic form name	Формула / Formula	Кристаллическая структура / Crystal structure	Произведение растворимости / Ion product
Макинавит	FeS	Тетрагональная	$6,3 \times 10^{-18}$ [2] $5,0 \times 10^{-18}$ [3]
Кубический FeS	FeS	Кубическая	
Троилит	FeS	Гексагональная	
Пирротин	$Fe_{1-x}S$ ($x = 0 \dots 0,17$)	Гексагональная, моноклинная	—
Смитит	$Fe_{3+x}S_4$	Гексагональная	—
Грейгит	Fe_3S_4	Кубическая	—
Кансит	Fe_9S_8	—	—
Пирит	FeS_2	Кубическая	$6,3 \times 10^{-31}$ [3]
Марказит	FeS_2	Ромбическая	

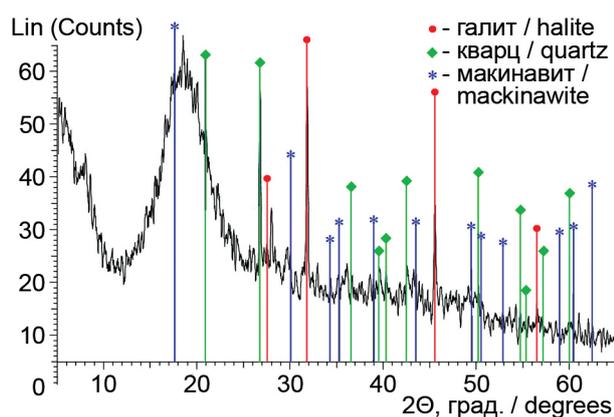


Рис. 4. Дифрактограмма осадка из электродегидрататора морской платформы «Пильтун-Астохская А» (проект «Сахалин – 2»), 2014 г.

Fig. 4. Diffraction pattern of sediment from the electric dehydrator of Piltun-Astokhskaia A offshore platform (Sakhalin-2 project), 2014.

Механизмы H_2S -коррозии нефтепромыслового оборудования

Процесс коррозии стали в бескислородной минерализованной водной среде, содержащей растворенный H_2S , по механизму протекания является электрохимическим.

В 1966 г. А.А. Гоник писал: «Несмотря на имеющийся опыт эксплуатации нефтяного оборудования в условиях агрессивной среды, вопросы сероводородной коррозии и борьбы с ней еще не нашли удовлетворительного решения и нуждаются в дальней-

шем изучении. Это объясняется сложностью коррозионных явлений, происходящих в среде, содержащей сероводород...» [12]. В 60-х годах прошлого века механизм сероводородной коррозии углеродистой стали объясняли следующим образом: при адсорбции ионов HS^- , на поверхности стали происходит смещение потенциала в отрицательную сторону и, как результат, уменьшение перенапряжения выделения водорода и ускорение катодного процесса. Увеличение скорости анодной реакции объясняли каталитическим действием адсорбированных HS^- ионов на процесс ионизации железа [12].

Уже в ранних работах, посвященных H_2S -коррозии нефтепромыслового оборудования, отмечали, что при адсорбции HS^- ионов из кислых растворов на поверхности стали «образуется прочно связанный с железом нефазовый хемосорбированный слой, что ведет к уменьшению прочности связи атомов железа между собой и способствует их более легкому переходу в раствор» [12].

Стимулирующее действие сульфида железа на коррозию стали было обнаружено еще в 1914 г. Было установлено, что сульфид железа благороднее железа, и при их контакте образуется гальванопара, в которой железо (сталь) является анодом. На практике, при эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования в сероводородсодержащих средах, обнаружи-

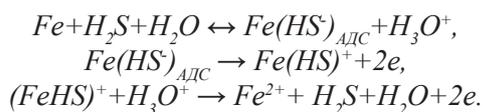
¹В 50-е годы XX века было высказано предположение о том, что при анодном растворении железа в присутствии H_2S образуются ионы $FeSH^+$ [13]

вали, что под слоем сульфида железа на поверхности стали возникают глубокие язвы [12]. На рис. 5 представлен пример внутренней локальной коррозии насосно-компрессорной трубы (НКТ) под сульфидными отложениями после эксплуатации в сероводородсодержащей среде при $P(H_2S)=13200$ Па и $P(CO_2)=12159$ Па (расчетаны на основе значения буферного давления в системе).

В [14] указано, что при низких, до 2 мг/дм^3 , концентрациях сероводорода сульфидная пленка состоит преимущественно из троилита FeS и пирита FeS_2 с размерами кристаллов до 20 нм. При концентрациях сероводорода до 20 мг/дм^3 появляется некоторое количество кансита Fe_9S_8 , а при концентрациях сероводорода выше 20 мг/дм^3 кансит преобладает (размеры кристаллов – до 75 нм). Кансит обладает несовершенной кристаллической решеткой, поэтому не препятствует диффузии ионов железа и не обладает защитным действием. Откладываясь на поверхности металла в виде осадка черного цвета с выраженным характерным запахом, сульфиды железа образуют с металлом гальваническую пару, в которой играют роль катода. Разность потенциалов в этой гальванической паре достигает $0,2...0,4$ В. Это способствует образованию глубоких язвенных повреждений. Коррозионный расход (КР) углеродистой стали интенсивно возрастает с ростом концентрации сероводорода от 0 до 150 мг/дм^3 , после чего снижается [14]. По данным [14] при наличии в среде только H_2S скорость локальной коррозии составляет $1,0...1,5$ мм/год.

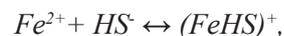
Современное представление о механизмах H_2S -коррозии углеродистых сталей сформировано в 60-х – 70-х годах прошлого века, исследования двух последних десятилетий [6-8, 16] уточняют частности схемы, предложенной ранее.

В [17] (1970 г.) предложена следующая схема усиления растворения железа H_2S :



Промежуточный комплекс $(FeHS)^+$ разлагается с выделением H_2S , а хемосорбиру-

ванный $Fe(HS)_{\text{АДС}}$ является катализатором, способствующим ионизации атомов железа. Данные, подтверждающие существование $(FeHS)^+$, приведены в [18], а в [19] авторы рассчитали константу равновесия реакции:



которая составляет $5,18 \cdot 10^5$ ($t = 25$ °С).

Другие модели растворения железа в присутствии H_2S с участием промежуточного комплекса $(FeHS)^+$ предложены в [20].

Различные механизмы участия H_2S в катодной и анодной реакциях рассмотрены в [8, 16, 19]. Со ссылками на литературные данные [6, 8, 17, 20] отмечено, что характерной чертой H_2S -коррозии углеродистых сталей является локальная коррозия (в виде питтингов). Решающую роль в локализации H_2S -коррозии по [6, 19] и многим работам других авторов играет образование на поверхности стали пористого слоя сульфида железа².

Механизм локализации H_2S -коррозии по [19] следующий. Слой сульфида железа играет роль пористой перегородки, исключая перемешивание и замедляющей перенос веществ диффузией. Катодная реакция протекает преимущественно с участием катионов H^+ , концентрация которых в ограниченном объеме «очага» коррозии убывает во времени быстрее, чем на поверхности, и pH возрастает. При повышении pH возрастает скорость реакции ионизации железа (положительный порядок реакции по анионам OH^-) [21]. Устанавливаются градиенты концентрации катионов H^+ и Fe^{2+} , молекул H_2S и анионов HS^- . Катионы Fe^{2+} выносятся из ямки анионы S^{2-} в виде $(FeHS)^+$. Встречная диффузия H_2S и HS^- со стороны раствора и Fe^{2+} и $(FeHS)^+$ с другой стороны определяют пространственное положение и толщину зоны образования сульфида железа. Концентрация анионов S^{2-} в приэлектродном слое за счет выноса их катионами Fe^{2+} поддерживается ниже произведения растворимости сульфида железа, что исключает его выпадение на анодной поверхности язвы и торможение анодного процесса (рис. 6).

²В исследовательских работах не всегда указывают, какую именно полиморфную форму сульфида железа изучали. В ряде случаев исследуют несколько полиморфных форм (см., например, [6], где исследовали гальванический ток, возникающий между отложившимися на стали пирритом и пиритом)

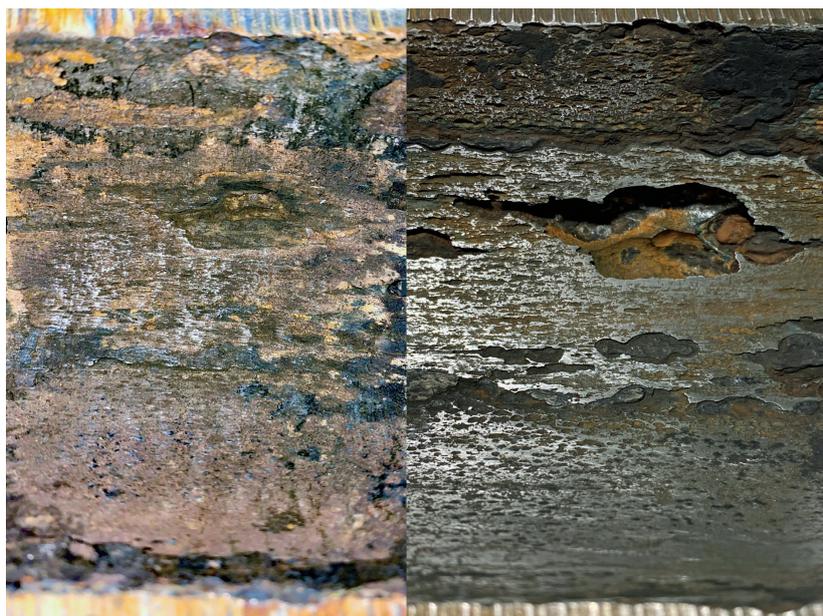


Рис. 5. Локальная (язвенная) коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы 73,02 x 5,51 NQ под отложениями сульфида железа. Противокоррозионная защита НКТ отсутствует (без ингибирования и покрытия). Коррозионный расход³ > 0,1 мм/год; скорость локальной коррозии 6,7 мм/год. Дебит жидкости 19 м³/сут., обводненность 55%. Пронькинское месторождение, 2020 г.

Fig. 5. Local (pitting) corrosion of the inner surface of the tubing 73 × 5,51 NQ under deposits of iron sulfide. There is no anticorrosive protection for tubing (without inhibition and coating). Corrosion rate > 0,1 mm/year; local corrosion rate is 6,7 mm/year. Liquid flow rate is 19 m³/day, water cut 55%. Pron'kinskoye field, 2020.

Физико-химический состав и параметры транспортируемой воды (к рис. 5) / Physicochemical composition and parameters of transported water (to Fig. 5)		
Показатель / Index	Значение / Value	Единицы Измерения / Units
Ca ²⁺	8864,0	мг/дм ³
Mg ²⁺	1940,7	
K ⁺ + Na ⁺	2662,6	
Cl ⁻	115095,0	
HCO ₃ ⁻	141,9	
SO ₄ ²⁻	746,1	
Fe ²⁺	0,29	
CO ₂	21,0	
H ₂ S	52,0	
Минерализация	190690	
КВЧ	148	
pH	6,9	°C
Температура	46,8	

³Коррозионный расход – отнесенная к площади коррозионного контакта производная массы металла, перешедшей в соединения, по времени (обычно г/(м²×ч). КР – русский аналог английского термина Corrosion rate, введен В.М. Новаковским [15]. КР определен по общему уменьшению толщины стенки НКТ

Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН)

Еще до 1950 г. нефтяники США столкнулись с новой проблемой: в скважинах с высоким давлением, содержащих в добываемой продукции H_2S и (или) CO_2 , происходило быстрое разрушение НКТ и обсадных колонн из-за коррозионного растрескивания под напряжением [22].

Коррозионное растрескивание под напряжением – это хрупкое разрушение металлов в результате одновременного воздействия коррозивной среды и растягивающих (остаточных и приложенных извне) напряжений [22-24]. Оно возникает при накоплении водорода в металле, что приводит к снижению его прочности – статическая водородная усталость (водородное охрупчивание).

При коррозионном растрескивании разрушение металла происходит из-за возникновения и развития трещин, которые вызваны высоким парциальным давлением водорода, диффундировавшего в металл и скопившегося внутри малых областей⁴, и действием растягивающих напряжений (рис. 7). Возникающие трещины могут быть транскристаллитными, межкристаллитными и смешанными [24].

По [24] коррозионному растрескиванию под напряжением в большей или меньшей степени подвержены все металлы и сплавы – это один из наиболее опасных видов коррозионного разрушения в нефтяной и газовой промышленности (рис. 8). Коррозионное растрескивание под напряжением может происходить в растворах, содержащих H_2S , CO_2 , аммиак, нитраты, хлориды, кислоты, щелочи и др. [24].

По ГОСТ Р 53679–2009 [26] в нефтяной и газовой промышленности выделяют следующие виды коррозионного растрескивания, вызываемого воздействием сред, содержащих H_2S .

Водородное растрескивание (hydrogen-induced cracking – HIC): плоское растрескивание углеродистых и низколегированных сталей, вызванное диффузией атомарного водорода с образованием молекулярного водорода в ловушках. Растрескивание вызывается ростом давления водорода в ло-

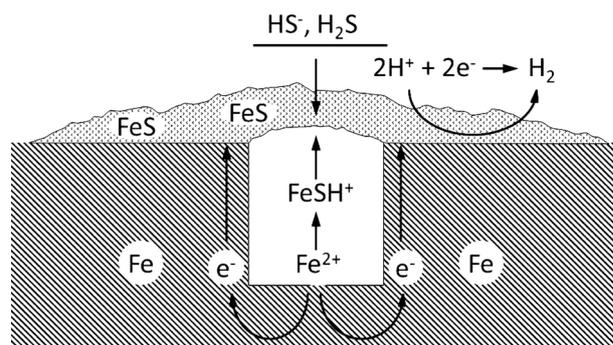


Рис. 6. Модель функционирования язвы на железе в обескислороженных сероводородсодержащих средах [19]

Fig. 6. Functioning model of an ulcer on iron in deoxygenated hydrogen sulfide-containing environments [19]

вушках. Для возникновения водородного растрескивания приложения внешнего напряжения не требуется.

Водородное растрескивание, ориентированное по напряжению (stress oriented hydrogen induced cracking – SOHIC) – образование ступенчатых мелких трещин, расположенных примерно перпендикулярно к направлению основных напряжений, приводящих к образованию сетки с ранее существовавшими водородными трещинами. Этот вид растрескивания может рассматриваться как коррозионное растрескивание под напряжением, вызванное сочетанием внешнего напряжения и местной деформации вокруг водородных трещин.

Коррозионное растрескивание под напряжением (stress corrosion cracking – SCC) – растрескивание металла под влиянием анодных процессов локализованной коррозии и растягивающих напряжений (остаточных и внешних) в присутствии воды и сероводорода.

Растрескивание мягкой зоны (soft zone cracking – SZC) – форма сероводородного растрескивания под напряжением, возникающего при наличии в стали местной мягкой зоны с низким пределом текучести. При рабочих нагрузках мягкие зоны могут деформироваться и накапливать пластические деформации, что повышает склонность к сероводородному растрескиванию под на-

⁴Парциальный молярный объем водорода в твердом растворе α -Fe равен ~ 2 см³/моль, это означает, что наводороживание эквивалентно сжатию газа до ~ 1000 МПа [25]

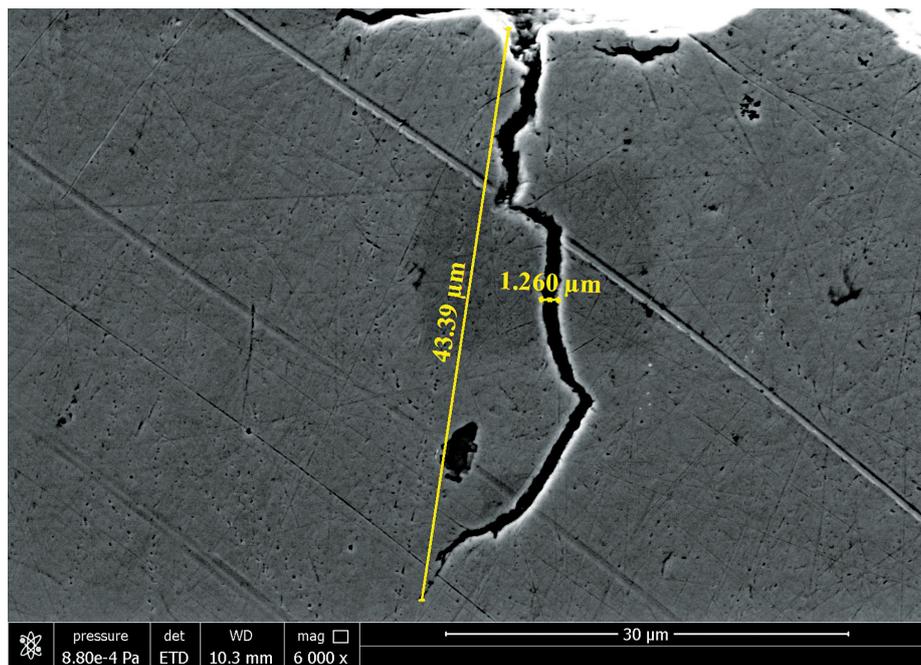


Рис. 7. Вторичная трещина в металле муфты 60 - К насосно-компрессорной трубы 73 × 5,3 - К при коррозионном растрескивании. Дебит жидкости 31 м³/сут., обводненность 45%.
Покровское месторождение, 2020 г. (увеличение x6000).

Fig. 7. Secondary crack in the metal of a coupling, strength group K, tubing 73 × 5,3 - K, during stress corrosion cracking. Liquid flow rate 31 m³/day, water cut 45%.
Pokrovskoe field, 2020 (magnification x6000)

Физико-химический состав и параметры транспортируемой воды (к рис. 7) / Physicochemical composition and parameters of transported water (to Fig. 7)		
Показатель / Index	Значение / Value	Единицы Измерения / Units
Ca ²⁺	2669,2	мг/дм ³
Mg ²⁺	1295,7	
K ⁺ + Na ⁺	73349,5	
Cl ⁻	115588,0	
HCO ₃ ⁻	171,6	
SO ₄ ²⁻	1564,5	
Fe ²⁺	0,24	
CO ₂	142,9	
H ₂ S	183,0	
Минерализация	19464,0	
КВЧ	132	
pH	7,2	
Температура	Не измерялась	°C

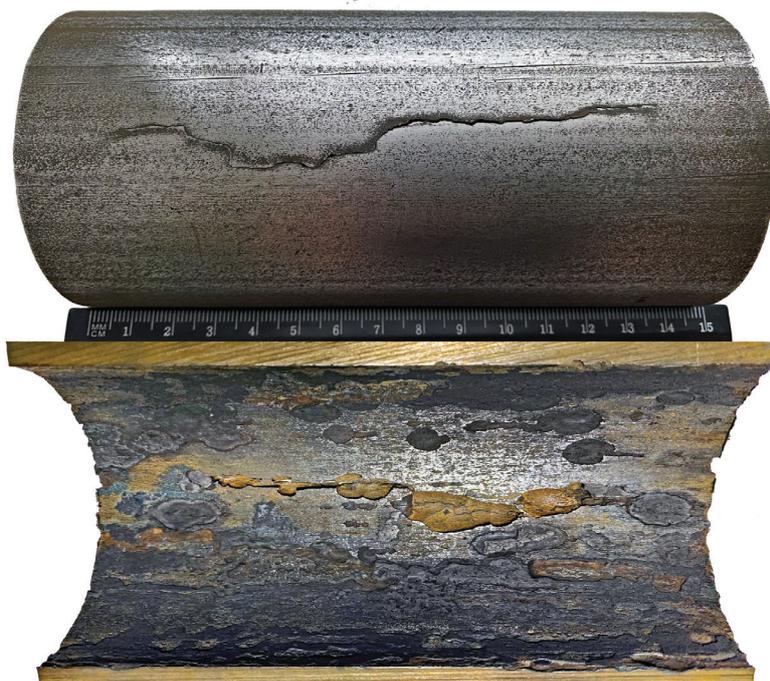


Рис. 8. Общий вид наружной и внутренней поверхностей насосно-компрессорной трубы 73 × 5,51 - NQ в области очага коррозионного отказа по механизму СКРН⁵. Длина продольного сквозного коррозионного излома составляет 105,23 мм с максимальным раскрытием 1,5 мм. Пронькинское месторождение, 2020 г.

Fig. 8. General view the outer and inner surfaces of tubing 73 × 5,51 - NQ in the area of corrosion failure center by the SSCC mechanism. The length of longitudinal through corrosion fracture is 105,23 mm with a maximum opening of 1,5 mm. Pron'kinskoye field, 2020.

пряжением материала, обычно стойкого к этому виду разрушения. Такие мягкие зоны, как правило, связаны со сварными швами в углеродистых сталях.

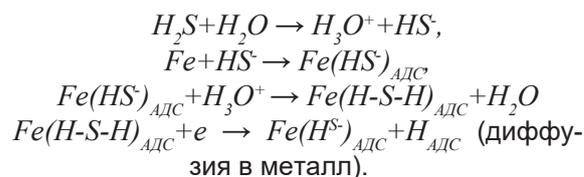
Сероводородное растрескивание под напряжением (sulfide stress cracking – SSC) – растрескивание металла под влиянием коррозии и растягивающих напряжений (остаточных и/или внешних) в присутствии воды и сероводорода.

Ступенчатое растрескивание (stepwise cracking – SWZ) – растрескивание, при котором водородные трещины в соседних плоскостях структуры стали соединяются. Термин описывает внешний вид трещин. Соединение водородных трещин с образованием ступенчатого растрескивания зависит от уровня местных деформаций между соседними трещинами и хрупкости матрицы, вызванной растворенным водородом.

При H_2S -коррозии стали водород, вызывающий коррозионное растрескивание, вы-

деляется в результате протекания катодной реакции. Предложены и описаны различные механизмы выделения водорода при протекании катодной реакции, например [8, 15, 18].

По [27] (1980 г.) поверхностное соединение $Fe(HS^-)_{АДС}$, участвующее в анодной реакции (10) и (11), приводит к образованию катализатора $Fe(H-S-H)_{АДС}$, протоны которого соединяются в молекулы водорода и диффундируют в металл:



Автор [19] отмечает, что, в зависимости от формы существования H_2S в водной среде (рис. 2), при разных pH реализуются различные механизмы протекания катодной

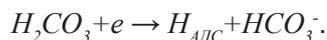
⁵Физико-химический состав и параметры транспортируемой воды соответствуют данным табл. к рис. 5.

реакции с генерированием водорода.

В API 571 – 2020 [28] также отмечено, что СКРН является одной из форм водородного охрупчивания металла, возникающего в результате адсорбции атомарного водорода на металлической поверхности и дальнейшей диффузии его в металл. Водород появляется при протекании коррозионного процесса.

Факторы, влияющие на возникновение и интенсивность СКРН (по [28]): наличие водной фазы, содержащей H_2S ; концентрация H_2S в воде⁶, pH среды; химический состав водной фазы; температура; микроструктура стали; твердость стали; величина растягивающих напряжений. Все они были отмечены уже в первых работах, посвященных СКРН.

Необходимо отметить, что в нефтяной и газовой промышленности водород выделяется не только в результате H_2S -коррозии нефтепромыслового оборудования, но и в результате протекания катодной реакции при углекислотной коррозии стали [29-32]:



Однако по РД 39–0147103–362–86 [33] среды, по степени их коррозионного воздействия («агрессивности»⁷) на нефтепромысловое оборудование, отнесены к «сильноагрессивным» если $P(H_2S) > 0,01$ МПа, тогда как $P(CO_2)$ должно быть $> 0,05$ МПа для того, чтобы среда была отнесена к «сильноагрессивной».

Очевидно, механизм наводороживания стали в присутствии H_2S существенно отличается от наводороживания стали в присутствии CO_2 .

В [14, 34, 35] показано, что одновременное присутствие H_2S и CO_2 усиливает коррозию стали. В [36] отмечено, что в среде, содержащей H_2S и CO_2 , на стали 15Х5МФБЧ образуются продукты коррозии слоистого строения – внутри обогащенных хромом продуктов коррозии присутствуют прослойки сульфида железа, что делает слой рыхлым и снижает его защитные свойства. Авторы [36] отмечают, что «наличие в среде сероводорода приводит к смене механизма коррозии от равномерного к язвенному», в то время как в среде, содержащей только

CO_2 , на границе раздела «металл – продукты коррозии» образуется пассивирующая пленка из оксидов хрома и железа, препятствующая контакту металла с коррозионной средой.

Одновременное присутствие H_2S и CO_2 в добываемой продукции характерно для большинства месторождений, где в нефти (газе, конденсате) содержится H_2S . Например, в добывающих скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения $P(H_2S) = 11,07$ МПа, $P(CO_2) = 5,74$ МПа (при пластовом давлении 41,00 МПа), отношение $P(H_2S)$ к $P(CO_2) \sim 2$ [35].

В среде, содержащей H_2S , даже следовые концентрации кислорода (менее 0,1 мг/дм³) инициируют катодную реакцию, в результате чего интенсивность коррозионных процессов возрастает [37, 38]. По некоторым данным, одновременное присутствие в среде H_2S и кислорода увеличивает скорость локальной коррозии до 6,0... 8,0 мм/год [14].

Биогенный сероводород

Бактериальное заражение продуктивных пластов микроорганизмами *Desulfovibrio Desulfuricans*, более известными как сульфатвосстанавливающие бактерии, и сульфатвосстанавливающими археями (СВА)⁸ характерно для нефтяных месторождений в средней и поздней стадиях разработки.

СВБ и СВА попадают в пласты с водой поверхностных водоемов, используемой для поддержания пластового давления (ППД), при шельфовой добыче – с морской водой. В пластах, при определенных условиях, СВБ и СВА восстанавливают свою активность и начинают продуцировать биогенный H_2S , восстанавливая его из SO_4^{2-} , в результате H_2S появляется в продукции добывающих скважин – в нефти, газе и воде.

Основными питательными веществами для СВБ и СВА являются SO_4^{2-} и углерод. Необходимым условием для жизнедеятельности СВБ и СВА является наличие SO_4^{2-} в пластовой воде или воде, используемой для поддержания пластового давления (считается, что продуцирование биогенного H_2S возможно, если концентрация $SO_4^{2-} > 15$ мг/дм³). Источник углерода для СВБ и СВА – углеводороды продуктивных пла-

⁵На наш взгляд более обосновано рассматривать не концентрацию H_2S в воде, а $P(H_2S)$

⁶Терминология РД 39-0147103-362-86

⁷Археи – одноклеточные микроорганизмы не имеющие ядра и каких-либо мембранных органелл

стов, дополнительными источниками углерода являются низшие жирные кислоты (в основном уксусная), растворенные в воде и углеводородах, а также ароматические углеводороды, растворенные в воде – бензол, толуол, этилбензол и ксилол.

СВБ и СВА могут развиваться и продуцировать H_2S в бескислородной среде только тогда, когда температура, pH среды, давление, минерализация воды и ее химический состав являются подходящими для их жизнедеятельности.

Появление биогенного H_2S в добываемой продукции и вызываемые им осложнения характерны для шельфовой добычи, так как используемая для ППД морская вода содержит SO_4^{2-} в концентрации ~ 2700 мг/дм³.

Однако бактериальное заражение пластов СВБ и СВА и продуцирование ими H_2S может происходить на всех месторождениях, где для этого создаются благоприятные условия. На *рис. 9* приведены данные по концентрации H_2S в попутном нефтяном газе Самотлорского месторождения. Концентрация H_2S в попутнодобываемой воде Самотлорского месторождения в 1988 г. составляла 1,3...1,6 мг/дм³ [39].

Изначально H_2S в газе и воде Самотлорского месторождения отсутствовал [40], а концентрация SO_4^{2-} в пластовой воде не превышала 5 мг/дм³ [40]. Поскольку для ППД использовали воду поверхностных во-

доемов с концентрацией $SO_4^{2-} > 15$ мг/дм³ [41], очевидно, что H_2S имеет биогенное происхождение.

Для того, чтобы избежать бактериального заражения продуктивных пластов, ОСТ 39–225–88 [42] устанавливает, что «присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород не допускается».

Существуют компьютерные программы, моделирующие бактериальное заражение пластов микроорганизмами и прогнозирующие количество продуцируемого ими H_2S – «SourSim@RL», «COPRISM» [43-45].

Наличие СВБ и СВА в водной фазе месторождений, при определенных условиях, способствует интенсификации коррозионных процессов и вызывает так называемую микробиологическую коррозию. СВБ и СВА существуют как в планктонных (свободно плавающих), так и в адгезированных (прикрепленных к стенкам оборудования и образующих колонии) формах. Под слоем адгезированных СВБ и СВА протекает продуцирование H_2S , который взаимодействует с металлом оборудования с образованием сульфида железа, в результате развивается локальная коррозия. Поэтому адгезированные формы СВБ и СВА являются более опасными в коррозионном отношении, чем планктонные. Наиболее подвержены бактериальному заражению СВБ и СВА обсадные колонны скважин, концевые участки трубопроводов систем сбора нефти, донная часть резервуаров, трубопроводы систем ППД. Коррозионные разрушения, вызванные СВБ и СВА, часто носят характер больших по площади неглубоких язв, зачастую почти правильной концентрической формы [14], *рис. 10*.

Методики измерения концентрации низших жирных кислот и СВБ в воде приведены в [46].

Технологии защиты от сероводородной коррозии

Динамическая матрица применимости различных технологий защиты, применяемых в Компании НК «Роснефть» и разработанных ООО «РН-Центр экспертной поддержки и технического развития» (г. Тюмень), представлена в *табл. 3*. Решение о выборе

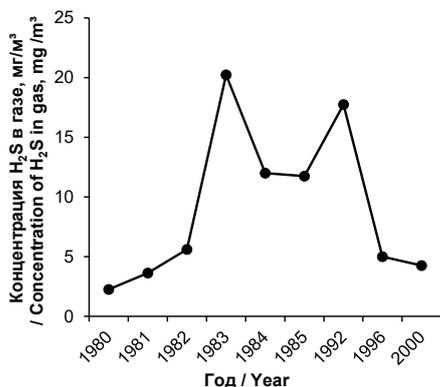


Рис. 9. Концентрация H_2S в попутном нефтяном газе Самотлорского месторождения (по данным [39], усреднено)

Fig. 9. The H_2S concentration in the associated gas from the Samotlor field (according to [39], averaged)



Рис. 10. Микробиологическая коррозия насосно-компрессорной трубы (сверху) и трубопровода системы ППД (снизу) под слоем адгезированных СВБ

Fig. 10. Microbiological corrosion of the tubing (above) and the pipeline of the pressure maintenance system (below) under the layer of adhered sulphate reducing bacteria

Таблица 3. Динамическая матрица применимости методов и технологий защиты от H_2S -коррозии и смешанной коррозии

Table 3. Dynamic matrix of adaptability for methods and protection technologies for H_2S and mixed corrosion

Метод защиты / Protection method	Оборудование / Downhole equipment	Технологии защиты / Protection technologies	H_2S -коррозия / H_2S corrosion	Смешанная коррозия = $CO_2 + H_2S$ / Mixed corrosion = $CO_2 + H_2S$
1	2	3	4	5
Снижение коррозионности среды при применении химических реагентов - ингибиторов коррозии	НКТ, УЭЦН	Постоянное дозирование: - в различных растворителях (водных, водно-метанольных и др.) в затруб скважины через СУДР	Да	Да
		- в товарной форме в затруб скважины через СУД	Да	Да
		- в товарной форме в затруб скважины	Да	Да
	НКТ, УЭЦН	Периодическое дозирование в затруб скважины: - в различных растворителях (водных, водно-метанольных и др.)	Да	Да
		- в товарной форме	Да	Да
	НКТ, УЭЦН, ПЭД	Задавка ингибитора в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия)	Да	Да
		Капсулированный ингибитор, размещённый в зумф скважины	Да	Да
		Внутрискважинный контейнер с ингибитором: - неуправляемый	Да	Да
		- управляемый	Да	Да
	Пассивный метод при применении изоляционных внутренних покрытий	НКТ	Нанесение покрытия: - полиуретанового (тип 1)	Нет
- эпоксидного (тип 2)			Нет	Нет
- эпоксидно-фенольного (тип 3)			Да	Да
- биметаллического (труба в трубе с хромом, тип 5)			Нет	Нет
ПЭД		ПЭД с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление)	Да	Да

Таблица 3. Продолжение. Динамическая матрица применимости методов и технологий защиты от H_2S -коррозии и смешанной коррозии

Table 3. Continuance. Dynamic matrix of adaptability for methods and protection technologies for H_2S and mixed corrosion

1	2	3	4	5
Рациональное конструирование при применении коррозионно-стойких и неметаллических материалов	НКТ	Изготовление из стали, содержащей 13 % хрома (вся подвеска)	Нет	Нет
		Изготовление из стеклопластика (вся подвеска)	Да	Да
	ПЭД	Изготовление из стали, содержащей 9 % хрома	Нет	Нет
		Изготовление корпуса из нержавеющей стали	Да	Да
	УЭЦН	Изготовление из: - легированного чугуна (нирезиста)	Нет	Нет
		- нержавеющей стали	Да	Да
		- низкоадгезионных материалов (направляющий аппарат - нирезист, рабочее колесо - полимерный композитный материал)	Нет	Нет
		Штанга стеклопластиковая	Да	Да
		Металлокерамические (фарфоровые) клапанные пары	Да	Да
	Активный метод при применении протекторной защиты	ПЭД	Внутрискважинные протекторы	Нет
Электротехнологические установки	НКТ, УЭЦН, ПЭД	Устройство защиты погружного насосного оборудования с диодным модулем, подключаемым к ПЭД	Да	Да

метода защиты принимается с учётом эксплуатационных характеристик объекта, достоинств методов и истории применения защитных мероприятий на схожих объектах, совместно с результатами эффективности [47].

Выводы

1. Представлены данные нефтепромысловой статистики результатов эксплуатации внутрискважинного оборудования осложненных фондов скважин АО «Орнефтегаз» ПАО «НК «Роснефть», на основе которых показаны актуальность и значи-

мость проблемы коррозии конструкционных сталей – 26% фонда осложнены фактором, связанным с коррозивностью среды. Отказы внутрискважинного оборудования по причине коррозии составили 20% от общего количества фиксированных отказов за 2020 год. Описаны классификационные признаки отнесения скважин к осложненному фонду по категориям, основанные на результатах эксплуатации скважин и данных физико-химических параметров среды.

2. Показаны расчетные данные по физико-химической характеристике водных растворов H_2S в виде графической зависи-



мости соотношения между концентрациями недиссоциированной кислоты H_2S и ее ионами HS^- и S^{2-} в зависимости от pH раствора. Описаны общепринятые подходы к описанию механизмов сероводородной коррозии нефтепромыслового оборудования с примерами коррозионных разрушений насосно-компрессорных труб.

3. Представлена динамическая матрица методов и технологий защиты, диапазон их применимости в сероводородсодержащих средах в отношении внутрискважинного оборудования (насосно-компрессорные трубы, установки электроцентробежных насосов, погружные электродвигатели), применяемая на месторождениях, эксплуатируемых ПАО НК «Роснефть» и наполняемая по результатам лабораторных и опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Соловьев Н.Н., Салина Л.С., Скоробогатов В.А. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 1 (25). – С. 125-133.
2. Lange's handbook of chemistry. Fifteenth Edition / Edited by J.A. Dean, McGraw-Hill, Inc. – New York, 1999.
3. Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. Издание четвертое, переработанное и дополненное. – Москва: Химия, 1971. – 456 с.
4. Vaughan D.J., Craig J.R. Mineral chemistry of metal sulfides, first ed. – New York : Vail-Ballou, 1978. – P. 17-117.
5. Smith S.N., Joosten M.W. Corrosion of Carbon Steel by H_2S in CO_2 Containing Oilfield Environments // Corrosion 2006. Paper No. 06115. NACE International: Houston, TX, USA, 2006.
6. Saba N.E. Galvanic Localized Corrosion of Mild Steel under Iron Sulfide Corrosion Product Layers. A dissertation presented to the faculty of the Russ College of Engineering and Technology of Ohio University. 2018.
7. Chemical characterization of corrosion films electrochemically grown on carbon steel in alkaline sour environment / E. Sosa, R. Cabrera-Sierra, M.T. Oropeza, F. Hernandez, N. Casillas, R. Tremont, C. Cabrera, I. Gonzalez // J. Electrochem. Soc. 2003. 150. B530-B535.
8. FeS Corrosion Products Formation and Hydrogen Uptake in a Sour Environment for Quenched and Tempered Steel / E. Wallaert, T. Depover, I. De Graeve, K. Verbeken // Metals. 2018. 8. 62; doi:10.3390/met8010062.
9. ГОСТ 26449.3–85. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод и дистиллята на содержание газов. Введ. 1985.11.15. – М., 1986. – 12 с.
10. ASTM D 4658–09. Standard Test Method for Sulfide Ion in Water. Published date: 05-15-2009. American Society for Testing and Materials, 2009. – 5 p.
11. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 20th Edition / Edited by L.S. Clescerl, A.E. Greenberg, A.D. Eaton. 1999. – 1325 p.
12. Гоник А.А. Сероводородная коррозия и меры ее предупреждения. Москва: Недра, 1966. – 176 с.
13. Синютина С.Е., Вигдорович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов // Вестник ТГУ. – Т. 7, Вып. 3. – 2002. – С. 319-328.
14. Саакиян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. Москва: Недра, 1982.
15. Новаковский В.М. К стандартной научной системе коррозионно-электрохимических понятий и терминов // Защита металлов. –1980. – Т. 16, № 3. – С. 250-264.
16. Markides A., Hakerman N. // Ind. Eng. Chem. – 1955. – V. 47, № 9. – P. 1773-1781.
17. Иофа З.А. О действии сероводорода на коррозию железа и на адсорбцию ингибиторов в кислых растворах // Защита металлов. – 1970. – Т. 6, № 5. – С. 491.
18. Tewari P.H., Campbell A.B. Dissolution of iron during the initial corrosion of carbon steel in aqueous H_2S solutions // Canadian Journal of Chemistry –. 1979. – V. 57. –P. 188-196.
19. Баринов, О.Г. Механизм локализации коррозии на железе в растворах, содержащих сероводород: дис...канд. хим. наук. – М., 2002. – 129 с.
20. Houyi M., Xiaoliang C., Shenhao C. // Journal of Electroanalytical Chemistry. – 1998. – № 451. – P. 11-17.
21. Колотыркин Я.М., Флорианович Г.М. Аномальные явления при растворении



металлов // Итоги науки. Электрохимия. – 1971. – Т. 7. – С. 5-64.

22. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии: учебное пособие для рабочих / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов. – Москва: Недра, 1983. – 152 с.

23. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии: справочник рабочего / Саакиян Л.С. [и др.]. – Москва: Недра, 1985. – 206 с.

24. Коррозионная стойкость оборудования химических производств: Способы защиты оборудования от коррозии: справ. изд. / А.М. Сухотин, Е.И. Чекулаева, В.М. Княжева, В.А. Зайцев / Под ред. Б.В. Строканы, А.М. Сухотина. – Ленинград: Химия, 1987. – 280 с.

25. Шашкова Л.В. Фрактально-синергетические аспекты микроповреждаемости, разрушения и оптимизации структуры стали в условиях водородной хрупкости и сероводородного растрескивания. – Оренбург: Оренбургский гос. ун-т, 2013. – 305 с.

26. ГОСТ Р 53679–2009. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию. Введ. 2011.01.01. – М., 2011. – 11 с.

27. Иофа З.А. О механизме действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах // Защита металлов. – 1980. – Т. 16, № 3. – С. 295-300.

28. ANSI/API Recommended Practice 571, 3rd Edition. Published date: March 2020. American Petroleum Institute (API), 2020. – 376 p.

29. C.de Waard, Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // Corrosion. –1975. – V. 31, № 5. – P. 177-181.

30. C.de Waard, Milliams D.E. In: First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes. UK: University of Durham, 1975. Paper F1.

31. C.de Waard, Lotz U., Milliams D.E. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines // Corrosion. – 1991. – V. 47, № 12. – P. 976-985.

32. C.de Waard, Lotz U. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel // Corrosion'93.

1993. Paper 69.

33. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции нефтяных месторождений: РД 39-0147103-362-86. Введ. с 01.03.1987. Уфа, 1987. – 100 с.

34. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии / Э.М. Гутман, М.Д. Гетманский, О.В. Клапчук, Л.Е. Кригман. Москва: Недра, 1988. – 200 с.

35. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих сероводород и диоксид углерода / К.Б. Конищев, А.М. Семенов, А.С. Чабан, Н.А. Лобанова, Р.В. Кашковский // Вести газовой науки. – 2019. – № 3 (40). – С. 60-66.

36. Зырянов А.О., Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Выбойщик М.А. Особенности коррозии НКТ из стали 15Х5МФБЧ в средах, содержащих CO₂ и H₂S. В сб.: Прочность неоднородных структур – ПРОСТ 2018.: М.: ООО «Студио-Принт», 2018. – С. 198.

37. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. Москва: Недра. 1976. – 192 с.

38. Jones L.W. Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, Inc. 1998. – 202 p.

39. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2005. – 332 с.

40. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник / под ред. Л. М. Зорькина. Москва: Недра, 1989. – 382 с.

41. Долматова Л.А. Особенности химического состава воды рек бессточной области Обь-Иртышского междуречья // Мир науки, культуры, образования. – 2011. – № 6 (31). – С. 238-241.

42. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству: ОСТ 39–225–88. Введ. с 01.07.1990. – М., 1990.

43. Burger E.D., Jenneman G.E., Bache O., Jensen T.B. Soerensen S. A Mechanistic Model To Evaluate Reservoir Souring in the Ekofisk Field: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, February 2005. <https://doi.org/10.2118/93297-MS>.

44. Burger E.D., Jenneman G.E.



Forecasting the Effects of Reservoir Souring From Waterflooding a Formation Containing Siderite: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands. Texas, April 2009. SPE-121432-MS. <https://doi.org/10.2118/121432-MS>.

45. Пат. США № 2017/0116359 A1. Reservoir souring forecasting / Патент США № / Jenneman G.E., Burger E.D., B. Kolade.

46. Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Бриков А.В. Нефтепромысловая химия: Аналитические методы. – Южно-Сахалинск: Сахалинская областная типография, 2016. – 212 с.

47. Вигдорович В.И., Макаров А.П. Контроль коррозионной агрессивности сероводородсодержащих сред и оценка эффективности способов защиты при непрерывной эксплуатации установок нефтегазовых производств // Практика противокоррозионной защиты. – 2015. – № 1(75). – С. 60-71.

References

1. Solov'ev, N. N., Salina, L. S., & Skorobogatov, V. A. (2016). The main regularities of the location and formation of deposits of hydrogen sulfide-containing gas. *Lead Gas Science*, (1(25)), 125-133.

2. Dean, J. A. (Ed.). (1999). *Lange's handbook of chemistry* (Fifteenth ed.). New York: McGraw-Hill.

3. Lurie, Y. Y. (1971). *Analytical Chemistry Handbook*. Moscow: Chemistry.

4. Vaughan, D. J., & Craig, J. R. (1978). *Mineral chemistry of metal sulfides* (First ed.). Cambridge: Cambridge University Press.

5. Smith, S. N., & Joosten, M. W. (2006). Corrosion of Carbon Steel by H₂S in CO₂ Containing Oilfield Environments. *Corrosion* 2006. *NACE International*, 06115.

6. Esmaeely, S. N. (2018). *Galvanic localized corrosion of mild steel under iron sulfide corrosion product layers* (Unpublished doctoral dissertation). Ohio University, May.

7. Sosa, E., Cabrera-Sierra, R., Oropeza, M. T., Hernandez, F., Casillas, N., Tremont, R., Gonzalez, I. (2003). Chemical characterization of corrosion films electrochemically grown on carbon steel in alkaline sour environment. *Journal of the Electrochemical Society*, (150), B530-B535.

8. Wallaert, E., Depover, T., Graeve, I. D., & Verbeken, K. (2018). FeS Corrosion

Products Formation and Hydrogen Uptake in a Sour Environment for Quenched and Tempered Steel. *Metals*, (8), 62. doi:10.3390/met8010062.

9. Stationary distillation desalination plants. Methods for chemical analysis of salt water and distillate for gas content (1985). *GOST 26449.3–85*.

10. Standard Test Method for Sulfide Ion in Water. Published date: 05-15-2009. American Society for Testing and Materials (2009). *ASTM D 4658–09*.

11. Eaton, A. D. (1999). *Standard methods for the examination of water and wastewater* (20th ed.) (1303086721 958859318 L. S. Clescerl & 1303086722 958859318 A. E. Greenberg, Eds.).

12. Gonik, A. A. (1966). *Hydrogen sulfide corrosion and measures to prevent it*. Moscow: Nedra.

13. Sinyutina, S. E., & Vigdorovich, V. I. (2002). Current state and problems of hydrogen sulfide corrosion of metals in electrolyte solutions. *Vestnik TSU*, 7(3), 319-328.

14. Saakiyan, L. S., & Efremov, A. P. (1982). *Corrosion protection of oil and gas field equipment*. Moscow: Nedra.

15. Novakovsky, V. M. (1980). To the standard scientific system of corrosion-electrochemical concepts and terms. *Zashchita metallov*, 6(3), 250-264.

16. Markides, A., & Hakerman, N. (1955). *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 47(9), 1773-1781.

17. Iofa, Z. A. (1970). On the effect of hydrogen sulfide on the corrosion of iron and on the adsorption of inhibitors in acidic solutions. *Zashchita metallov*, 6(5), 491.

18. Tewari, P. H., & Campbell, A. B. (1979). Canadian Journal of Chemistry. *Dissolution of Iron during the Initial Corrosion of Carbon Steel in Aqueous H₂S Solutions*, 57, 188-196.

19. Barinov, O. G. (2002). *The mechanism of localization of corrosion on iron in solutions containing hydrogen sulfide* (Doctoral dissertation, Scientific Research Physicochemical Institute, 2002) (p. 129). Moscow.

20. Houyi, M., Xiaoliang, C., & Shenhao, C. (1998). *Journal of Electroanalytical Chemistry*, (451), 11-17.

21. Kolotyrykin, Y. M., & Florianovich, G.



M. (1971). Abnormal phenomena during the dissolution of metals. *Results of Science. Electrochemistry*, 7, 5-64.

22. Gutman, E. M., Nizamov, K. R., Getmansky, M. D., & Nizamov, E. A. (1983). *Protection of oilfield equipment from corrosion: A textbook for workers*. Moscow: Nedra.

23. Saakiyan, L. S. (1985). *Protection of oilfield equipment from corrosion: A worker's handbook*. Moscow: Nedra.

24. Sukhotin, A. M., Chekulaeva, E. I., Knyazheva, V. M., & Zaitsev, V. A. (1987). *Corrosion resistance of chemical production equipment: Methods for protecting equipment from corrosion: Reference publication*. Leningrad: Chemistry.

25. Shashkova, L. V. (2013). *Fractal-synergistic aspects of microdamage, fracture and optimization of the steel structure under conditions of hydrogen brittleness and hydrogen sulfide cracking*. Orenburg: Orenburg State University.

26. Petroleum and natural gas industries. Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. Part 1. General principles for selection of cracking-resistant materials (2011). *GOST R 53679-2009*.

27. Iofa, Z. A. (1980). On the mechanism of action of hydrogen sulfide and inhibitors on the corrosion of iron in acidic solutions. *Zashchita metallov*, 16(3), 295-300.

28. Waard, C., & Milliams, D. E. (1975). Carbonic Acid Corrosion of Steel. *Corrosion*, 31(5), 177-188.

29. Waard, C., & Milliams, D. E. (1975). Carbonic Acid Corrosion of Steel. *Corrosion*, 31(5), 177-181.

30. Waard, C., & Milliams, D. E. (1975). *First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes*. In (Paper F1 ed.). UK: University of Durham.

31. Waard, C., Lotz, U., & Milliams, D. E. (1991). Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines. *Corrosion*, 47(12), 976-985.

32. Waard, C., & Lotz, U. (1993). Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel. In *Corrosion'93*. (Paper 69).

33. Guidelines for the application of anti-corrosion measures in the preparation of projects for the development and reconstruction of oil fields (1986). *RD 39-0147103-362-86*.

34. Gutman, E. M., Getmansky, M. D., Klapchuk, O. V., & Krigman, L. E. (1988). *Protection oil fields gas pipelines from hydrogen sulfide corrosion*. Moscow: Nedra.

35. Konischev, K. B., Semenov, A. M., Chaban, A. S., Lobanova, N. A., & Kashkovsky, R. V. (2019). Features of stress corrosion cracking mechanism of pipe metal in environments containing hydrogen sulfide and carbon dioxide. *Vesti Gazovoy Nauki*, (3(40)), 60-66.

36. Zyryanov, A. O., Ioffe, A. V., Tetyueva, T. V., & Vyboyshchik, M. A. (2018). Strength of heterogeneous structures. *Peculiarities of corrosion of tubing made of 15X5MФБЧ steel in environments containing CO₂ and H₂S*. (p. 198). Moscow: Studio-Print LLC.

37. Gonik, A. A. (1976). *Corrosion of oilfield equipment and measures to prevent it*. Moscow: Nedra.

38. Jones, L. W. (1998). *Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers*. Tulsa: Oil & Gas Consultants International.

39. Zavyalov, V. V. (2005). *He operational reliability problems of pipelines at a late stage of field development*. Moscow: VNIIOENG.

40. Zorkina, L. M. (Ed.). (1989). *Waters of oil and gas fields in USSR: Reference book*. Moscow: Nedra.

41. Dolmatova, L. A. (2011). Features of chemical composition the water rivers of closed-drainage region the Ob-Irtysh interfluve. *Mir Nauki, Kul'tury, Obrazovaniya*, (6(31)), 238-241.

42. Water for flooding oil reservoirs. Quality requirements (1988). *OST 39-225-88*.

43. Burger, E. D., Jenneman, G. E., Bache, O., Jensen, T. B., & Soerensen, S. (2005). A Mechanistic Model To Evaluate Reservoir Souring in the Ekofisk Field. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Texas: The Woodlands. doi:<https://doi.org/10.2118/93297-MS>.

44. Burger, E. D., & Jenneman, J. E. (2009). Forecasting the Effects of Reservoir Souring From Waterflooding a Formation Containing Siderite. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry* (SPE-121432-MS). Texas: The Woodlands. doi:<https://doi.org/10.2118/121432-MS>

45. Pat. USA № 2017/0116359 A1.

46. Markin, A.N., Sukhoverkhov, S.V., Brikov, A.V. (2016) *Oilfield Chemistry: Analytical methods*: Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalin Re-



gional Printing House.

47. Vigdorovich, V. I., & Makarov, A. P. (2015). Control of corrosiveness the hydrogen sulfide-containing media and assessment the

effectiveness of protection methods during continuous operation of oil and gas production facilities. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, (1(75)), 60-71.

Информация об авторах

Ткачева Валерия Эдуардовна, к.т.н., главный специалист отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Маркин Андрей Николаевич, к.т.н., доцент, филиал «Тюменский индустриальный университет», г. Нижневартовск, Российская Федерация

Кшнякин Дмитрий Владимирович, менеджер отдела по работе с механизированным фондом, АО «Оренбургнефть», г. Бузулук, Российская Федерация

Мальцев Дмитрий Игоревич, начальник отдела по работе с механизированным фондом, АО «Оренбургнефть», г. Бузулук, Российская Федерация

Носов Василий Викторович, начальник Управления химизации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Information about authors

Valeriya E. Tkacheva, Ph.D. in Technical Sciences, Readership, complication department, LLC «RN-BashNIPneft» PJSC «NK «Rosneft», Ufa, Russian Federation

Andrey N. Markin, Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor at the Dept. of Oilfield Engineering, Industrial University of Tyumen (IUT), a branch in Nizhnevartovsk, Russian Federation

Dmitrij V. Kshnyakin, Department Manager for work with Mechanized well stock, JSC «Orenburgneft», Buzuluk, Russian Federation

Dmitrij I. Mal'cev, Head of Department in Work with Mechanized well stock, JSC «Orenburgneft», Buzuluk, Russian Federation

Vasilij V. Nosov, Department Head of Chemization of Industrial Processes, LLC «RN-BashNIPneft» PJSC «NK «Rosneft», Ufa, Russian Federation

В.И. Вигдорovich, Л.Е. Цыганкова, Н.В. Шель,
Л.Г. Князева, А.Н. Зазуля

Защита металлов от атмосферной коррозии масляными покрытиями

Объем издания: 14,5 п.л. (232 стр.)
Стоимость 520 руб.

В монографии обобщены литературные данные и результаты собственных исследований авторов, проводимых ими более пятнадцати лет и касающихся кинетики реакции восстановления растворенного кислорода и анодной ионизации металлов под тонкими пленками влаги и защитных неметаллических покрытий на основе товарных и отработанных нефтяных и синтетических масел.

Приводится классификация и свойства широкого круга защитных неметаллических составов. Рассматриваются атмосферная коррозия некоторых конструкционных материалов, защитные свойства композиций, содержащих полиамиды, безоксидная пассивация стали азотсодержащими соединениями – компонентами масляных фаз, результаты многолетних промышленных испытаний эффективности некоторых антикоррозионных покрытий подобного рода.

Впервые в отечественной литературе приводятся подобные данные для поли- α -олефиновых синтетических масел и их тонких поверхностных пленок на основе Мобил-1. Сообщаются вязкостнотемпературные и реологические характеристики неингибированных и ингибированных защитных масляных композиций и тонких пленок, их влаго- и кислородопроницаемость и структура.

Рассматривается кинетика электродных процессов на углеродистой стали, покрытой масляными пленками в нейтральных и кислых хлоридных средах с изменяющейся и постоянной ионной силой. Оцениваются кинетические параметры электродных реакций в подобных условиях.



**КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА
ОТ КОРРОЗИИ – ОБЩИЕ
ВОПРОСЫ**

**CORROSION AND PROTECTION
CORROSION PROTECTION –
GENERAL ISSUES**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-2.

**Коррозионные испытания Хастеллоя G 35 на стойкость против
межкристаллитной коррозии**

Ю.Ф. Гордеева¹✉, Е.С. Филатов², А.С. Дербышев¹, В.Я. Кудяков²

¹Свердловский научно-исследовательский институт химического машиностроения,
РФ, 620010, г. Екатеринбург, ул. Грибоедова, д. 32

²Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН,
РФ, 620066, г. Екатеринбург, ул. Академическая, д. 20

e-mail: julia100990@inbox.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу коррозионного поведения и оценке стойкости Хастеллоя G 35. Сплавы (стали) на основе никеля, содержащие хром, молибден, вольфрам, возможно, железо широко используются в качестве материалов для изготовления оборудования в высокотемпературных технологических процессах с применением растворов высоко-гигроскопических галогенидов (хлоридов) в расплавленных галогенидах (хлоридах) щелочных металлов. В процессе эксплуатации оборудования определяется подверженность поверхности аппаратов и трубопроводов коррозии. В данном испытании использовались 4 образца размером 80×20×3 мм, из которых 2 образца подверглись провоцирующему нагреву, а 2 образца исследовались в обычном состоянии. Испытания проводились в кипящем водном растворе сернистого окисного железа и серной кислоты в течение 48±0,25 ч. Далее осмотр изогнутых образцов проводился с помощью микроскопа марки МБС-9 с увеличением х8. Также представлены результаты коррозионных испытаний. В результате исследования рассчитана скорость коррозии сплава. Представлена микроструктура Хастеллоя. Средняя глубина разрушения определялась из шести максимальных значений, выявленных в шести полях зрения. По результатам исследований сделаны соответствующие выводы.

Ключевые слова: коррозия, Хастеллой G 35, провоцирующий нагрев, межкристаллитная коррозия (МКК), скорость коррозии.

Для цитирования: Гордеева Ю.Ф., Филатов Е.С., Дербышев А.С., Кудяков В.Я. Коррозионные испытания Хастеллоя G 35 на стойкость против межкристаллитной коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 27-31. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-2.

Статья получена: 07.02.2021, опубликована 01.06.2021.

Hastelloy G 35 corrosion tests for intergranular corrosion resistance

J.F. Gordeeva¹✉, E.S. Filatov², A.S. Derbyshev¹, V.Ya. Kudyakov²

¹Sverdlovsk Research Institute of Chemical Engineering,
32, st. Griboedova, Yekaterinburg, 620010, Russian Federation

²The Institute of High Temperature Electrochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences
20, st. Akademicheskaya, Yekaterinburg, 620066, Russian Federation

e-mail: julia100990@inbox.ru

Abstract. The article is devoted to the analysis of corrosion behavior and assessment of the resistance of Hastelloy G 35. Nickel-based alloys (steels) containing chromium, molybdenum, tungsten, possibly iron are widely used as materials for the manufacture of equipment in high-temperature technological processes using solutions of highly hygroscopic halides (chlorides) in molten halides (chlorides) of alkali metals. During the operation of the equipment, the instability of the surface of apparatus and pipelines to corrosion is determined. In this test, 4 samples of 80×20×3 mm were used, of which 2 samples were subjected to provoking heating, and 2 samples were examined in their normal state. Our tests were carried out in a boiling aqueous solution of iron sulfate and sulfuric acid for 48 ± 0.25 h. Further, the bent samples were examined using an MBS-9 microscope with a magnification of x8. The results of corrosion tests are also presented. As a result of the study, the rate of penetration of corrosion of the alloy was calculated. Hastelloy microstructure is presented. The average depth of destruction was determined from the six maximum values detected in six fields of view. According to the research results, the corresponding conclusions were made.

Keywords: corrosion, Hastelloy G 35, provoking heating, intergranular corrosion, corrosion rate.

For citation: Gordeeva, J. F., Filatov, E. S., Derbyshev, A. S., Kudyakov, V. Ya. Hastelloy G 35 corrosion tests for intergranular corrosion resistance. (2021). *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26 (2), 27-31. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-2.

Received: February 07, 2021. Published: June 01, 2021.

Введение

Данные испытания показывают, что при процессе эксплуатации оборудования обнаружена поврежденность поверхности аппаратов и трубопроводов в результате коррозии. Сплав Хастеллой G 35 используется для изготовления аппаратуры, применяемой в технологии получения чистого циркония очисткой от гафния в хлоралюминатном расплаве [1, 2].

Проведение испытаний

Выполняли отбор образцов для испытаний, определяли их размеры, проводили механическую обработку и подготовку поверхности согласно методике [3]. Сущность испытания заключается в выдержке образцов сплава в кипящем водном растворе сернокислого железа окисного в серной кислоте с массовой долей 30 % плотностью 1,219 г/см³. Продолжительность испытаний в кипящем растворе (48±0,25) ч.

В испытании использовались 4 образца размером 80×20×3 мм, из которых 2 образца подверглись провоцирующему нагреву, а 2 образца исследовались в обычном состоянии. Температура провоцирующего нагрева составляла (800±10) °С с выдержкой в печи после установления заданной температуры в течение 30 мин. и с охлаждением на воздухе. Оценка результатов испытаний образцов сплава выполнялась металлографическим и гравиметрическим методами, а также методом изгиба. Осмотр изогнутых образцов проводился с помощью микроскопа марки МБС-9 с увеличением х8.

Наличие и глубина межкристаллитной коррозии устанавливались на протравленных шлифах при увеличении от х200 до х800. Шлиф просматривался с двух сторон по толщине образца, прошедшего коррозионные испытания. Средняя глубина разрушения определялась из шести максимальных значений, выявленных в шести полях зрения. Эти поля зрения включали участки с наибольшей глубиной межкристаллитной коррозией (МКК).

Свидетельством склонности к МКК при металлографическом контроле является разрушение границ зерен на глубину более 30 мкм.

Результаты коррозионных испытаний Хастеллоя G 35 в обычном состоянии на стойкость против МКК приведены в табл. 1, а на рис. 1-3 показаны внешний вид образцов

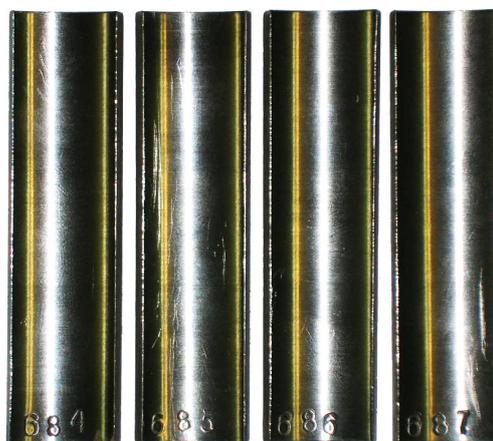


Рис. 1. Внешний вид образцов до испытаний

Fig. 1. Appearance of samples before testing



Рис. 2. Внешний вид образцов с провоцирующим нагревом (а, б) и в обычном состоянии (с, д) после испытаний на стойкость против МКК

Fig. 2. Appearance of samples with provoking heating (a, b) and in normal state (c, d) after tests for resistance to intergranular corrosion



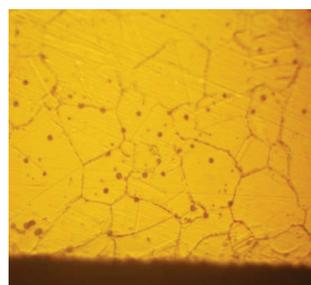
Рис. 3. Внешний вид образцов, исследованных методом изгиба, с провоцирующим нагревом (а, б) и в обычном состоянии (с, д) после испытаний на стойкость против МКК

Fig. 3. Appearance of samples with provoking heating (a, b) and in normal state (c, d) after tests for resistance against intergranularity studied by the bending method

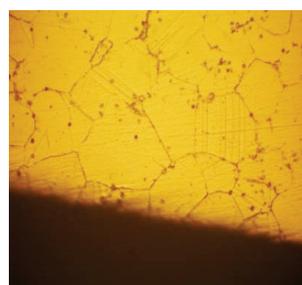
Таблица 1. Результаты коррозионных испытаний Хастеллоя G 35 на стойкость против МКК

Table 1. Results of corrosion tests of Hastelloy G 35 for resistance to intergranular corrosion

Сплав / Alloy	Провоц. термообработка / Provoking heat treatment	Результаты испытаний / Test results		
		Метод изгиба / Bending method	Металлографический метод, глубина поражений, мкм / Metallographic method, depth of lesions, microns	Скорость коррозии, мм/год / Corrosion penetration rate, mm/year
Хастеллой G 35 / Hastelloy G 35	+	–	Нет	0,947
	–	–	Нет	0,949



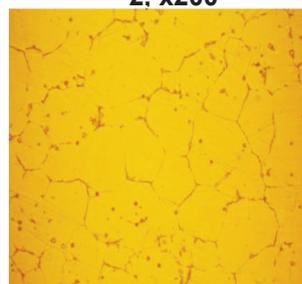
1, x200



2, x200



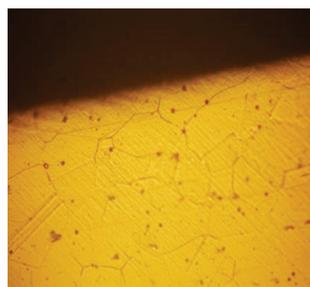
3, x200



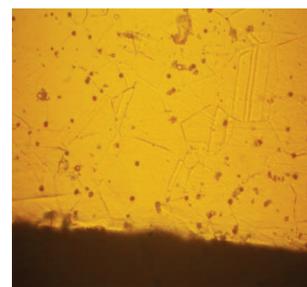
4, x800

Рис. 4. Микроструктура образца металла с провоцирующим нагревом после испытаний на стойкость против МКК: 1, 2 – структура основного металла по краям образца, структура аустенитная, зерно № 6; зернограничные выпадения карбидов в виде разорванной сетки, коррозионных поражений нет; 3, 4 – структура основного металла в центре образца, скорость коррозии 0,947 мм/год

Fig. 4. Microstructure of the metal sample with provoking heating after tests for resistance to intergranular corrosion: 1, 2 – the structure of the basic metal at the edges of the sample, the structure is austenitic, grain No. 6; grain-boundary precipitation of carbides in the form of a broken mesh, there is no depth of corrosion damage; 3, 4 – the structure of the basic metal in the center of the sample, the corrosion penetration rate is 0,947 mm/year



1, x200



2, x200



3, x200



4, x800

Рис. 5. Микроструктура металла образца в обычном состоянии испытаний на стойкость против МКК: 1, 2 – структура основного металла по краям образца; структура аустенитная, зерно № 6, зернограницных выпадений карбидов нет; 3, 4 – структура основного металла в центре образца, скорость коррозии 0,949 мм/год

Fig. 5. Microstructure of the metal sample in the usual state of tests for resistance to intergranular corrosion: 1, 2 – the structure of the basic metal at the edges of the sample; austenitic structure, grain No. 6, there is no grain-boundary precipitation of carbides; 3, 4 – the structure of the base metal in the center of the sample, the corrosion penetration rate is 0,949 mm/year

после провоцирующего нагрева до и после испытаний на стойкость против МКК. На *рис. 4* и *5* показаны микроструктуры металла образцов после испытаний на стойкость против МКК [4].

Выводы

Из *табл. 1* следует, что при оценке результатов испытаний как методом изгиба, так и металлографическим методом образцы из сплава Хастеллой G 35 после провоцирующего нагрева оказались стойкими против МКК, а скорость коррозии составила 0,947 мм/год.

Образцы сплава Хастеллой G 35 в обычном состоянии (без провоцирующего нагрева) после испытаний были также стойкими против МКК при испытаниях как методом изгиба, так и металлографическим методом (коррозионных поражений от МКК нет). Скорость коррозии образцов

составила 0,949 мм/год, поверхность образцов после испытаний осталась блестящей, следов коррозии на поверхности не наблюдалось. При этом скорости коррозии на образцах с провоцирующим нагревом и без него практически были равными – соответственно 0,947 мм/год и 0,949 мм/год.

Литература

1. Штуца М.Г. // Материалы научно-технической конференции «Цирконий XXI века». – Глазов, 2014. – С. 5-10.
2. Karpov V.V., Bazhenov A.V., Abramov A.V. [et.al.] Corrosion resistance of alloys of Hastelloy in chloroaluminate melts // *Chimica Techno Acta*. – 2015. – V. 2, № 2. – P. 131-138.
3. Сплавы на никелевой основе. Методы определения стойкости против межкристаллитной коррозии: РД 24.200.15-90. – Введ. 1991–04–01. – М.: Издательство стандар-



тов, 1991.

4. Смирнов М.В., Озеряная И.Н. Коррозия металлов в расплавленных солевых средах и защита от коррозии // Коррозия и защита от коррозии (Итоги науки и техники). – 1973. – Т. 2. – С. 171-208.

References

1. Stutsa, M. G. (2014). *In Zirconium XXI century*. Russia, Glazov, 5-10.
2. Karpov, V. V., Bazhenov, A. V. (2015).

Информация об авторах

Гордеева Юлия Фидайсовна, инженер-исследователь, Свердловский научно-исследовательский институт химического машиностроения, г. Екатеринбург, Российская Федерация

Филатов Евгений Сергеевич, д.х.н., с.н.с., Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Российская Федерация

Александр Семенович Дербышев, д.т.н., Свердловский научно-исследовательский институт химического машиностроения, г. Екатеринбург, Российская Федерация

Кудряков Владимир Яковлевич, д.х.н., профессор, Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Российская Федерация

Corrosion resistance of alloys of Hastelloy in chloroaluminate melts, *Chimica Techno Acta*, 131-138.

3. Nickel-based alloys. Methods for determination of resistance against intergranular corrosion. (1991). RD 24.200.15-90. Introduction. 1991-04-01. Moscow: Standards Publishing House, 1991.

4. Smirnov, M. V., Ozerianaya, I. N. (1973). Corrosion of metals and corrosion protection. *Results of science and technology*. Moscow: VINITI, 2, 171-208.

Information about authors

Julia F. Gordeeva, research engineer, postgraduate, Sverdlovsk Research Institute of Chemical Engineering, Yekaterinburg, Russian Federation

Evgeny S. Filatov, Doctor of Chemistry, senior researcher, The Institute of High Temperature Electrochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation

Alexander S. Derbyshev, Doctor of Technical Sciences, Sverdlovsk Research Institute of Chemical Engineering, Yekaterinburg, Russian Federation

Vladimir Ya. Kudryakov, Doctor of Chemistry, Professor, The Institute of High Temperature Electrochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation

В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова

Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов

Объем издания: 15,25 п.л. (253 стр.)

Стоимость 550 руб.

В монографии обобщены литературные данные и результаты многолетних исследований, выполненных под руководством авторов по вопросам ингибирования коррозии углеродистой стали в сероводородных и углекислотных средах. Значительное внимание уделено разработке критериев защитной эффективности ингибиторов, особенностям кинетики и меха-

низма разрушения стали в присутствии H_2S и CO_2 в слабокислых и близких к нейтральным минерализованным средам. Анализируется действие большого количества промышленных ингибиторов и лабораторных образцов, в том числе на основе имидазолинов, алифатических, циклических и оксиэтилированных аминов. Рассматривается их защитная эффективность, влияние на кинетику электродных реакций, бактерицидные свойства, и интегральная токсикологическая характеристика, торможение твердофазной диффузии водорода и воздействие на сохраняемость механических свойств стали в сероводородных и углекислотных средах и при совместном присутствии H_2S и CO_2 .



**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

**METHODS AND MEANS
OF ANTICORROSIVE
CONTROL**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-3.

**Комплекс мер по повышению безопасности
на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих
и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию**

**Часть I. Коррозионно-механическое воздействие
сероводородсодержащих сред на стальное оборудование.
Выбор конструкционных сталей и коррозионно-стойких сплавов
для нефтегазового оборудования**

Л.С. Моисеева¹, А.П. Макаров²✉

¹Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет),
РФ, 125080, Москва, Волоколамское ш., д. 4 Г,

²Центральный научно-исследовательский институт коррозии и сертификации,
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 29, стр. 2

e-mail: gmail.com47@mail.ru

Аннотация. Определена необходимость комплексного подхода для повышения надежности нефтегазового оборудования, эксплуатируемого под давлением сероводородсодержащей среды, включая:

- проведение контроля на стадиях проектирования, изготовления, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, ремонта и реконструкции;
- организацию службы коррозии;
- рациональный выбор материалов для изготовления оборудования и его ремонта;
- использование различных способов защиты оборудования от коррозии;
- диагностику оборудования и оценку эффективности коррозионной защиты;
- проведение коррозионных испытаний материалов и контроль коррозии.

Описана тенденция повышения коррозионной активности продукции ряда сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, связанная с их обводненностью и заражением сульфатвосстанавливающими бактериями.

Рассмотрены все виды коррозионно-механического разрушения сталей, в соответствии с ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001). По каждому из видов этих разрушений даны комментарии, а также показаны типы сталей, склонных к появлению этих дефектов.

Для выбора стального оборудования, эксплуатируемого под давлением сероводородсодержащих сред, даны рекомендации ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001), в зависимости от вида их коррозионно-механического разрушения, с комментариями.

Приведены требования к использованию сталей, модифицированных редкоземельными (РЗМ) и щелочно-земельными (ЩЗМ) элементами, предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих средах.

Ключевые слова: сероводород, водородное растрескивание, углеродистая сталь, хрупкость, ингибиторы, покрытия.

Для цитирования: Моисеева Л.С., Макаров А.П. Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию (часть 1) // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 2. – С. 32-53. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-3.

Статья получена: 15.04.2021, опубликована 01.06.2021.



The series of measures for improvement of safety in oil and gas facilities producing, processing and transporting materials containing hydrogen sulfide

Part 1. Corrosion-mechanical attack of hydrogen sulfide-containing media on steel equipment. The choice of construction steels and noncorrosive alloys for the oil and gas equipment

L.S. Moiseeva¹, A.P. Makarov²✉

¹Moscow Aviation Institute (National Research University),
4 G, Volokolamskoe sh., Moscow, 125080, Russian Federation

²Central Research Institute for Corrosion and Certification,
build. 2, 29, Leninsky Av., Moscow, 119071, Russian Federation

e-mail: gmail.com47@mail.ru

Abstract. The necessity of the complex approach is defined for increase of reliability of the oil and gas equipment operated under pressure of hydrogen sulfide-containing medium, including:

- control at the stages of design, manufacturing, commissioning, operation, repair and reconstruction;
- organization of corrosion service;
- rational choice of materials for equipment manufacturing and its repair;
- use of different methods to protect equipment against corrosion;
- diagnostics of equipment and evaluation of corrosion protection efficiency;
- conducting corrosion tests of materials and corrosion control.

The trend of increasing corrosive activity of the products of a number of hydrogen sulfide-bearing oil and gas fields is described. This is associated with their watering and contamination by sulfate-reducing bacteria.

All types of corrosion-mechanical damage of steels in accordance with GOST R 53679-2009 (ISO 15156-1:2001) are considered. Comments are given on each of these types of damage and the types of steels that are prone to these defects are shown.

The recommendations of GOST R 53679-2009 (ISO 15156-1:2001) are given for the selection of steel equipment operated under pressure of hydrogen sulfide-containing media depending on the type of their corrosion-mechanical failure, with comments.

Requirements for the use of steels modified with rare-earth metals (REM) and alkaline-earth elements (ALE) intended for operation in hydrogen sulfide-containing media are given.

Keywords: hydrogen sulfide, hydrogen cracking, carbon steel, embrittlement, inhibitors, coatings.

For citation: Moiseeva, L. S., Makarov, A. P. (2021). The series of measures to safety improvement in oil and gas facilities producing, processing and transporting materials containing hydrogen sulfide. Part 1. Corrosion-mechanical attack of hydrogen sulfide-containing media on steel equipment. The choice of construction steels and noncorrosive alloys for the oil and gas equipment. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26 (2), 32-53. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-3.

Received: April 15, 2021. Published: June 01, 2021.

Введение

На основании имеющихся сведений [1], в продукции 20% разведанных нефтегазовых месторождений России содержится сероводород. Вероятность разрушения стальных изделий и аварий оборудования, работающего под давлением вследствие спонтанного растрескивания материала труб и оборудования в условиях сероводородной коррозии значительно более высока, чем в отсутствие H_2S [1, 2].

Одной из актуальных проблем при добы-

че и переработке сероводородсодержащей продукции является проблема повышения эксплуатационной эффективности и экологической безопасности нефтегазовых систем. Эта проблема особую актуальность приобретает в настоящее время в связи с вступлением большинства месторождений России, в том числе месторождений Башкортостана, Сибири, Урала, Поволжья, в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью обводненности добываемой продукции (в пределах

70...98%). Закачка огромных объемов пресной и сточной воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления приводит к их микробиологическому заражению, и биогенный сероводород (сероводород вторичного происхождения) появляется даже на тех месторождениях, где его раньше не было.

В ряде случаев факты проявления ускоренных коррозионных повреждений нефтегазового оборудования связывают с образованием и действием сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) и появлению (или увеличению содержания) в системе сероводорода и сульфида железа [3]. Такая ситуация характерна для многих месторождений Урала-Поволжья, пластовые воды которых содержат значительные (150...350 мг/л) концентрации сероводорода биогенного происхождения. Вместе с СВБ в пластовых водах могут присутствовать бактерии, окисляющие серу и углеводороды – тионовые, бродильные, метанобразующие [4]. Повышается интенсивность коррозионных процессов и при использовании кислотной обработки скважин, однако основную роль для сред, содержащих H_2S , играет биокоррозия, связанная с СВБ. Также в этих условиях повышение интенсивности коррозионных процессов связано с наличием углекислоты и хлоридов.

Наличие, процент содержания сероводорода, углекислого газа и величина разведанных запасов газа, на некоторых месторождениях России и Казахстана представлены в *табл. 1*.

Влияние состава сероводородсодержащих модельных сред на усиление коррозии низкоуглеродистой стали показано в *табл. 2*.

В результате анализа статистических данных определены факторы, оказывающие влияние на коррозию стального оборудования в средах, содержащих сероводород:

- температура,
- давление H_2S (общее и парциальное),
- pH водной среды,
- наличие и состав углеводородной фазы,
- скорость движения агрессивной среды,
- состояние исходной поверхности металла,
- различные виды механического воздей-

ствия на поверхность металла,

- поляризация металла внешним током,
- кристаллическая структура металлов и наличие в них различных структурных дефектов,
- наличие или отсутствие механического напряжения.

Известно, что сероводород является ядовитым газом, который обнаруживается при концентрации 1 часть на 100000 частей воздуха по его характерному неприятному запаху.

Уже при содержании 0,1% сероводорода в воздухе быстро возникает тяжелое отравление. При вдыхании H_2S в значительных концентрациях может мгновенно наступить обморочное состояние или даже смерть от паралича органов дыхания и сердца.

В рабочей зоне производственных помещений предельно допустимая концентрация H_2S составляет 10 мг/дм³ [5].

Сероводород взрывоопасен и пожароопасен. Возможен взрыв смеси сероводорода с воздухом, при его содержании от 4 до 46 об. % H_2S .

Опасность сероводорода может проявляться как в отношении персонала, обслуживающего производственные объекты, так и в отношении лиц, находящихся на сопредельных территориях, если возникает аварийная ситуация, например, при его неконтролируемой утечке. Утечка газа, содержащего сероводород, может быть причиной возникновения взрывов и (или) пожаров, катастроф и разрушений жилых и производственных структур. Также вредное воздействие сероводорода приводит к гибели различных животных, загрязнению почв и территорий.

Наличие сероводорода в составе газа, конденсата или нефти (УВ) (независимо от его происхождения – первичный – реликтовый, или вторичный – биогенный сероводород) предопределяет ряд серьезных осложнений при добыче УВ, связанных с его высокой коррозионной агрессивностью и токсичностью [7].

Из истории эксплуатации сероводородных газовых и нефтегазовых месторождений, промыслов и газоперерабатывающих заводов известны многочисленные аварии и катастрофы [8, 9].

Таблица 1. Содержание кислых компонентов (H_2S и CO_2) и разведанные запасы газа сероводородсодержащих месторождений в России и Казахстане

Table 1. Content of acidic components (H_2S and CO_2) and explored gas reserves of hydrogen sulfide-bearing fields in Russia and Kazakhstan

Месторождение / Gasfield	Содержание, % об. / Content, % vol.		Разведанные запасы, млрд. м ³ / Explored reserves, billion m ³	Примечание / Note
	H_2S	CO_2		
Россия				
Интинское	0,21	0,6	Более 10	
Кумжинское	0,1 ... 0,2	0,5 ... 3,5	Около 100	
Кедровое	3,1	2,2	213,3	
Беркутовское	5,0 ... 5,9	3,4	11,69	
Исимовское	6,4	2,8	61,2	
Подгорновское	2,9	3,7	40,75	
Саратовское	5,3	3,2	47,5	
Оренбургское	До 4,93	До 5,4	Около 2000	
Астраханское	До 25	До 14,5	Около 5000	Начальные запасы >7000
Казахстан				
Тенгиз	Около 13	Около 3,0	1800	
Карачаганак	До 4,0	До 7,0	1350	

Таблица 2. Скорость коррозии образцов из Ст3 в модельных средах

Table 2. Corrosion rate of samples of steel 3 in model media

№ раствора / № solution	Состав раствора / Solution composition	Скорость коррозии, г/(м ² ×ч) / Corrosion rate, g/(m ² ×h)
I	УВ + 0,5 Н NaCl – (1:5)	0,98
II	УВ + пластовая вода (1:1)	0,08
III	УВ + 0,5 Н NaCl – (1:5) + H_2S (600...700 мг/л)	2,96
IV	УВ + пластовая вода (1:1) + H_2S (600 700 мг/л)	1,23

Примечание. УВ - конденсат или нефть

Виды коррозионно-механических повреждений стального оборудования в сероводородсодержащих средах

В начале 1970-х годов в ходе освоения газовых, газоконденсатных, а также нефтяных сероводородных месторождений возникли проблемы, связанные с разрушением

деталей и частей оборудования, контактирующих с сероводородной средой, в частности:

- происходило растрескивание тросиков подвески геофизических приборов, которые опускали в разведочные скважины сероводородных месторождений. Они разруша-

лись за период от нескольких суток до нескольких недель эксплуатации [1];

- возникало спонтанное разрушение крепежных деталей, изготовленных из термически упрочненных сталей, за время эксплуатации от нескольких месяцев до 1,5 лет (рис. 1). Эти крепежные детали находились во влажной воздушной атмосфере, содержащей сероводород, вследствие утечек «сырого газа» из-за некачественных уплотнений, а также во время отбора проб добываемой продукции [2];

- в течение 1,5 года эксплуатации сероводородных скважин вышли из строя ряд насосно-компрессорных труб (НКТ) вследствие коррозионного растрескивания. Растрескиванию были подвержены резьбовые участки, а также гладкие стенки труб (рис. 2);

- через 2,5...5 лет эксплуатации обнаружено расслоение стенок сосудов, работающих под избыточным давлением сероводородсодержащей среды [3];

- кубовая часть абсорберов сероочистки подвергалась язвенной коррозии со скоростью до 4,4 мм/год, а на корпусах десорберов сероочистки диагностировалось наличие трещин.

На основании ряда исследований [12] установлены условия, необходимые для локальных коррозионно-механических поражений сталей в сероводородсодержащих средах. Установлено, что вероятность возникновения сероводородного и водородного растрескивания и вид этих поражений зависят от комплексного воздействия внешних и внутренних факторов.

При анализе факторов, влияющих на склонность стальных изделий к различным видам воздействия сероводородсодержащих сред, необходимо учитывать изменения, которые произошли в процессе эксплуатации диагностируемых объектов, в том числе:

- изменения технологических параметров эксплуатации, включая состав среды, ее температуру, давление и расход;

- изменения, внесенные в конструкцию рассматриваемого объекта в процессе его модернизации, реконструкции или ремонта.

Ряд компаний в течение длительного периода исследовали механизм воздействия



Рис. 1. Шпильки, растрескавшиеся после эксплуатации в сероводородсодержащей среде

Fig. 1. Studs cracked after operation in a hydrogen sulfide-containing environment



Рис. 2. Растрескивание НКТ в среде скважин, содержащих сероводород

Fig. 2. Cracking of tubing in the environment of wells containing hydrogen sulfide

влажных сероводородсодержащих сред на различные стали. В отечественных и зарубежных публикациях на данную тему описано несколько механизмов данного явления. Из сравнения этих описаний видно, что нет единой терминологии в обозначениях этих процессов [13, 14].

Для установки общих требований по выбору и классификации металлических материалов для нефтегазового оборудования в средах, содержащих сероводород, в 2011 г. введен в действие ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) [15]¹. В данном стандарте дана классификация и описаны механизмы растрескивания сталей, возникающего под

¹ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) был переиздан в октябре 2019 г., с учетом требований ГОСТ Р 57564-2017

действием сероводородсодержащих сред.

В 2011 году введен в действие ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) [16]. Стандарт предназначен для выбора материалов нефтегазового оборудования, которое должно эксплуатироваться в сероводородных средах.

Указанные стандарты разработаны на основании следующих предпосылок:

а) все виды описанных этим стандартом коррозионных поражений возникают вследствие воздействия сероводорода на углеродистые и низколегированные стали, а также чугуны при наличии наружных или внутренних механических напряжений²;

б) тот или иной вид приведенных в стандарте коррозионных поражений возникает в зависимости от свойств стали (ее структуры, твердости и гетерогенности поверхности), уровня напряжений и коррозионной активности среды;

в) стали, обладающие высокой стойкостью во влажных сероводородсодержащих средах, лишь незначительно снижают исходные пластические свойства, поскольку практически весь объем диффузионно-подвижного водорода проникает сквозь толщину металла, почти не адсорбируясь на дефектах структуры;

г) если структура стали неоднородна, например, когда металл подвергался прокатке, но не проходил цикл термообработки, его поверхностные слои имеют измененную структуру в сравнении с ниже лежащими слоями. Такой металл в большей степени снижает пластичность под действием сероводородсодержащей среды, поскольку в процессе диффузии водорода происходит его скопление и молизация на дефектах кристаллической решетки, причем более активно в поверхностных слоях листа [10].

При разработке этих стандартов за основу были взяты требования к документам ISO и NACE, поэтому основной задачей организаций и специалистов России была их гармонизация, необходимая для приведения к действующим в нашей стране нормам.

Тем не менее, термины, закрепившиеся в рассматриваемых стандартах, во многом не соответствуют используемым в большинстве

российских источников, описывающих коррозионно-механические разрушения сталей в средах, содержащих сероводород. В виду необходимости следования тексту данных нормативных документов требуются определенные разъяснения, приведенные ниже.

Далее даны определения видов коррозионного воздействия на стальное оборудование, эксплуатируемое под давлением сероводородсодержащих сред, из ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) (выделены курсивом) и наши комментарии к ним³.

1. Водородное растрескивание

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.1. Водородное растрескивание (hydrogen-induced cracking – HIC): Плоское растрескивание углеродистых и низколегированных сталей, вызванное диффузией атомарного водорода с образованием молекулярного водорода в ловушках.

Примечание. Растрескивание вызывается ростом давления водорода в ловушках. Для возникновения водородного растрескивания приложения внешнего напряжения не требуется. Ловушки, способные вызвать водородное растрескивание, обычно возникают в сталях с высоким уровнем загрязнения, имеющих высокую плотность плоских включений и/или участки с аномальной микроструктурой вследствие сегрегации примесей и легирующих элементов. Эта форма водородного растрескивания не связана со сваркой.

Комментарий. Если металл загрязнен неметаллическими включениями, в частности, сульфидами марганца, то, находясь в водной сероводородсодержащей среде, он подвержен водородному растрескиванию.

Водородному растрескиванию подвергаются прокатные изделия, особенно толсто-стенные листы, например, стенки резервуаров, корпуса емкостей, не испытывающие значительных механических нагрузок.

Результат водородного растрескивания визуально проявляется в образовании продольных трещин, расположенных примерно параллельно сторонам листовых элементов конструкций. Сульфиды марганца являют-

²Возможно возникновение и (или) увеличение внутренних напряжений в металле, вследствие молизации атомарного водорода, продиффундировавшего в структуру стали при ее контакте с раствором сероводорода

³Порядок расположения приведенных ниже определенных видов коррозионного разрушения не соответствует принятому в указанном стандарте, но, по мнению авторов, он более последовательно отражает данные процессы

ся «слабыми местами» в кристаллической решетке, при адсорбции на них атомарного водорода он образует молекулы (H_2). В зонах образования атомарного водорода давление достигает 200...400 МПа, что вызывает разрывы металлической матрицы, ослабленной включениями, являющимися концентраторами напряжений.

С течением времени, когда количество водорода в объеме металла увеличивается, трещины расширяются как в плоскости, так и в объеме. Это приводит к образованию вздутий листовых элементов со стороны контакта со средой, а также, возможно, и на внешней поверхности.

При прочих равных эксплуатационных условиях объем диффузионно-подвижного водорода, выделяющийся за равное время, в значительной степени зависит от наличия легирующих элементов в стали. Отмечено, что сульфид никеля обладает низким водородным перенапряжением.

Установлено [14], что сульфид никеля способен ускорять процесс водородной деполяризации почти в 200 раз, по сравнению с чистым никелем.

Определена зависимость стойкости низколегированных сталей от их твердости. Экспериментально установлено, что низколегированные стали, максимальной твердостью которых не выше 22 HRC, обладают более высокой стойкостью к водородному растрескиванию, чем более твердые стали [11].

2. Ступенчатое растрескивание

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.12 ступенчатое растрескивание (*stepwise cracking - SWZ*) - растрескивание, при котором водородные трещины в соседних плоскостях структуры стали соединяются.

Примечание. Этот термин описывает внешний вид трещин. Соединение водородных трещин с образованием ступенчатого растрескивания зависит от уровня местных деформаций между соседними трещинами и хрупкости матрицы, вызванной растворенным водородом. Водородное и ступенчатое растрескивание обычно свойственны низкопрочной толстолистовой стали, используемой для изготовления труб и аппаратов.

Комментарий. Часто в листовом металле, имеющем участки расслоений, образованные вследствие водородного растрескивания, с течением времени возникают ступенчатые трещины. Они образуются вследствие деформации материала, пластичность которого понижена в результате воздействия продифундировавшего и молизованного водорода. Образование поперечных трещин в результате ступенчатого растрескивания (*рис. 3*) приводит к уменьшению площади сечения листового материала. В результате SWZ возникают аварийные ситуации, происходит разруше-

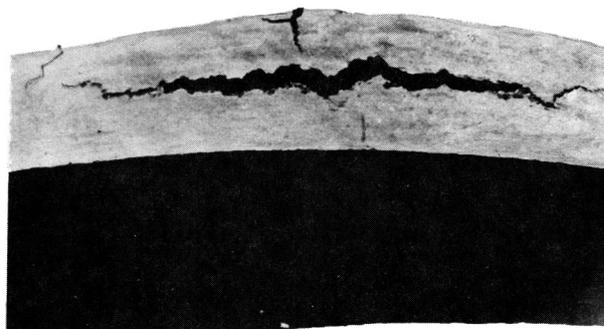


Рис. 3. Ступенчатое растрескивание стенки трубы

Fig. 3. Step cracking of the pipe wall

ние сосудов и трубопроводов. Этому виду разрушения предшествует НС, потому ступенчатому растрескиванию подвержены прокатные изделия, особенно толстостенные.

3. Коррозионное растрескивание под напряжением

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.4. Коррозионное растрескивание под напряжением (*stress corrosion cracking - SCC*): растрескивание металла под влиянием анодных процессов локализованной коррозии и растягивающих напряжений (остаточных и внешних) в присутствии воды и сероводорода.

Комментарий. Вероятность возникновения коррозионного растрескивания под напряжением выше, если коррозионный процесс в сероводородсодержащей среде протекает с образованием локальных

поражений (язв, питтингов, «ручейковой коррозии» [18] и т.п.) и изделие находится под механическим (внешним и (или) внутренним) напряжением.

При неизменном составе среды вероятность растрескивания возрастает с ростом уровня напряжений. Как правило, в центре локального участка (язвы, питтинга и т.п.) образуется анодная зона, потенциал которой отрицателен относительно окружающей поверхности вследствие ее пассивации. В месте скопления анодных участков металл значительно больше наводорожен, чем окружающие участки, поэтому эта зона является концентратором напряжений, вследствие чего под действием растягивающих напряжений от нее возможно образование и развитие трещин, приводящих к разрушению стальных изделий.

Коррозионное растрескивание под напряжением обычно возникает в сероводородсодержащих влажных средах, содержащих сильные коррозионно-активные агенты, например, хлориды, или если металл находится под влиянием внешнего электрического потенциала, а также, в зонах эффективных концентраторов напряжений.

4. Сероводородное растрескивание под напряжением

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.10. Сероводородное растрескивание под напряжением (*sulfide stress cracking - SSC*): Растрескивание металла под влиянием коррозии и растягивающих напряжений (остаточных и/или внешних) в присутствии воды и сероводорода.

Комментарий. Сероводородное растрескивание под напряжением некоторых сталей во влажных средах, содержащих сероводород, возможно даже при отсутствии в среде высококоррозионноактивных компонентов (например, хлоридов), без внешней механической нагрузки и наведенного потенциала, но при воздействии высоких внутренних напряжений.

Наиболее высока вероятность сероводородного растрескивания для высокоуглеродистых сталей, имеющих структуру неотпущенного мартенсита. Также вероятность

растрескивания высока у сталей, загрязненных выше допустимых норм серой, фосфором и различными неметаллическими включениями. Эти вещества, включая углерод и кремний, способствуют адсорбции и молидации водорода, что приводит к возникновению высоких внутренних напряжений, образованию трещин и разрушению.

Механизмы SCC и SSC подобны, но их отличие состоит в том, что для возникновения коррозионного растрескивания под напряжением требуется локализация коррозионного процесса, а возможность сероводородного растрескивания под напряжением выше у сталей с высоким уровнем внутренних напряжений, даже если в сероводородсодержащей среде не содержится сильных коррозионноактивных агентов.

На практике SSC чаще всего подвержены термоупрочненные крепежные детали, обладающие высокой прочностью и повышенной твердостью. Их разрушение часто связано с превышением расчетного растягивающего напряжения вследствие неконтролируемой затяжки соединения, а также если нарушен режим термической обработки при изготовлении.

5. Водородное растрескивание, ориентированное по напряжению

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.2. Водородное растрескивание, ориентированное по напряжению (*stress oriented hydrogen induced cracking - SOHIC*) - образование ступенчатых мелких трещин, расположенных примерно перпендикулярно к направлению основных напряжений, приводящих к образованию сетки с ранее существовавшими водородными трещинами.

Примечание. Этот вид растрескивания может рассматриваться как коррозионное растрескивание под напряжением, вызванное сочетанием внешнего напряжения и местной деформации вокруг водородных трещин. Таким образом, растрескивание SOHIC связано с SSC и HIC/SWC. Оно наблюдалось в основном металле продольно-сварных труб и в зоне термического влияния сварных швов в сосудах, работающих под давлением. Это сравнительно редкое явление, обычно встречающееся

в трубах и сосудах, работающих под давлением, изготовленных из низкопрочных ферритных сталей.

Комментарий. Водородное растрескивание, ориентированное по напряжению, возможно, если стальное изделие находится под нагрузкой в сероводородсодержащей среде. В частности, когда к нему приложено растягивающее напряжение, уровень которого высок (практически от $0,7\sigma_{0,2}$ и выше), а металл загрязнен неметаллическими включениями, возможно образование трещин, расположенных поперек линии действия результирующей нагрузки. Процесс SOHIC возникает после образования водородных трещин в локализованных участках, которые отличаются от остальной части изделия составом наплавленного металла сварных швов или структурой околосшовных зон.

Возникновение SOHIC наиболее вероятно на участках концентрации напряжений, в частности в дефектах сварных соединений (непроварах, подрезах, кратерах и т.п.).

6. Растрескивание мягкой зоны

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001), раздел 3.9 растрескивание мягкой зоны (soft zone cracking - SZC) - форма сероводородного растрескивания под напряжением, возникающего при наличии в стали местной мягкой зоны с низким пределом текучести.

Примечание. При рабочих нагрузках мягкие зоны могут деформироваться и накапливать пластические деформации, что повышает склонность к сероводородному растрескиванию под напряжением материала, обычно стойкого к этому виду разрушения. Такие мягкие зоны, как правило, связаны со сварными швами в углеродистых сталях.

Комментарий. Растрескивание мягкой зоны возникает, когда часть или определенная зона металлического изделия обладает пониженной прочностью, вследствие чего под влиянием значительной механической нагрузки она пластически деформируется и поэтому, под воздействием сероводородсодержащей среды, эта зона в большей степени подвержена растрескиванию. Мягкие зоны могут возникать в районе сварных швов вследствие термического воздей-

ствия, если изделие после сварки не подвергается термической обработке.

Требования к выбору и аттестации углеродистых и низколегированных сталей, для эксплуатации в средах, содержащих сероводород

При выборе стального оборудования нефтегазовых предприятий для эксплуатации в средах, содержащих сероводород, необходимо учитывать воздействие суммы факторов, при которых требуется эксплуатировать данное оборудование, в частности:

- давление, температура, скорость потока и т.п.;

- состав среды, включая концентрацию сероводорода и других коррозионных агентов, в частности – углекислого газа, солей, органических кислот, а также реагентов, используемых в технологическом процессе.

Результатом анализа сочетания этих факторов является определение возможности применения конструкционных материалов для изготовления рассматриваемого оборудования и необходимости использования средств защиты от коррозии с учетом экономических показателей.

Возможность применения углеродистых и низколегированных сталей для изготовления определенного оборудования при условии его длительной эксплуатации должна быть определена с учетом стойкости против рассмотренных выше видов его разрушения в сероводородсодержащей среде. Выбор и аттестацию углеродистых и низколегированных сталей, а также некоторых видов чугунов требуется производить в соответствии с ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001). Ниже приводим выдержки из соответствующих его разделов (выделены курсивом) и наши комментарии к ним.

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

1. Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования и содержит рекомендации по выбору и квалификации металлических материалов, предназначенных для оборудования для добычи нефти и газа в средах, содержащих сероводород, а также для оборудования для очистки высокосернистого природного газа.

Требования стандарта дополняют, но не заменяют требования к материалам, содержащиеся в соответствующих стандартах на оборудование.

Настоящий стандарт не противоречит Правилам промышленной безопасности.

В настоящем стандарте предусмотрены следующие механизмы растрескивания, которые могут быть вызваны действием сероводородсодержащих сред:

- сероводородное растрескивание под напряжением (SSC);
- водородное растрескивание (HIC);
- водородное растрескивание, ориентированное по напряжению (SOHIC);
- растрескивание мягких зон (SZC);
- коррозионное растрескивание под напряжением (SCC).

Настоящий стандарт устанавливает требования к выбору и квалификации материалов для оборудования, проектируемого с использованием обычных критериев упругости.

Требования настоящего стандарта не распространяются на оборудование, используемого при переработке нефти и газа.

Комментарий. Данное требование включено в стандарт по причине того, что на установках по переработке газа, в составе продукции которых содержится сероводород, зачастую наиболее коррозионноактивными веществами являются щелочи (минеральные и органические), а также жидкая и газообразная сера и др. реагенты. Тем не менее, на многих установках предприятий по переработке газа, УВ конденсата, а также, нефти, стальное оборудование подвергается коррозионно-механическому воздействию сред, содержащих сероводород, потому для выбора материального исполнения или других способов защиты стального оборудования в данных условиях, требуется проведение дополнительных исследований, включая рассматриваемые требования.

Примечание. Стали и сплавы, соответствующие требованиям настоящего стандарта, являются стойкими к растрескиванию в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа, но не обя-

зательно являются стойкими в любых условиях эксплуатации.

Настоящий стандарт рассматривает только вопросы растрескивания. Разрушение материалов вследствие общей (с потерей массы) или локальной коррозии настоящим стандартом не рассматривается.

Требования настоящего стандарта распространяются на материалы для оборудования, проектируемого на основе расчета по допускаемым напряжениям. Применение настоящего стандарта к материалам для оборудования, проектируемого на основе расчета по допускаемым деформациям и/или по предельным состояниям может оказаться некорректным.

Требования к углеродистым и низколегированным сталям, стойким к SSC, SOHIC, SZC, HIC и SWC, приведены в приложении А, требования к применению чугунов – в А2.4 (приложение А).

Примечание. Углеродистые и низколегированные стали, а также чугуны, соответствующие требованиям настоящего стандарта, обладают стойкостью к растрескиванию в средах, содержащих се-

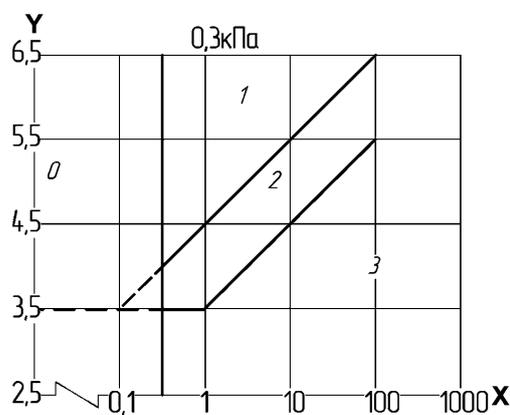


Рис. 4. Зоны агрессивности среды в отношении SSC углеродистых и низколегированных сталей: X – Парциальное давление H_2S , кПа; Y – Уровень pH; 0 – зона 0; 1 – SSC зона 1; 2 – SSC зона 2; 3 – SSC зона 3

Fig. 4. Zones of aggressiveness of the environment with respect to SSC of carbon and low-alloy steels: X – H_2S partial pressure, kPa; Y – pH level; 0 – zone 0; 1 – SSC zone 1; 2 – SSC zone 2; 3 – SSC zone 3



роводород, при добыче нефти и газа, но не являются безусловно стойкими при любых эксплуатационных условиях.

Комментарий. В частности, стандарт уточняет, что высокопрочные стали могут подвергаться коррозионному растрескиванию в водных средах, не содержащих H_2S .

При пределе текучести сталей выше 65 МПа необходимо обратить внимание на химический состав, термическую обработку и принятые способы защиты от коррозии для того, чтобы убедиться, что эти стали не подвержены растрескиванию по механизмам, подобным SSC или HSC. По требованию заказчика могут быть проведены дополнительные коррозионные испытания.

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

2. Нормативные ссылки

Примечание. При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован, по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяются в части, не затрагивающей эту ссылку.

3. Выбор и оценка стойкости углеродистых и низколегированных сталей к SSC, SOHIC и SZC

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

7. Выбор и оценка стойкости углеродистых и низколегированных сталей к SSC, SOHIC и SZC

7.1. Раздел 1: Выбор сталей и чугунов, стойких к растрескиванию в сероводородсодержащих средах, согласно А.2 (приложение А).

7.1.1. Для сред с $P(H_2S) < 0,3$ кПа

Выбор материалов, стойких к SSC, для сред с менее 0,3 кПа не является предметом подробного рассмотрения этой части стандарта. Как правило, для сред с парциальным давлением сероводорода менее 0,3 кПа не требуется применение специальных материалов, стойких к растрескиванию. Тем не менее особо чувствительные стали могут подвергаться разрушению. Более подробная информация о факторах, влияющих на склонность сталей к растрескиванию, и о других механизмах растрескивания в средах, содержащих сероводород, приведена в 7.2.1.

Комментарий. Практика многолетней эксплуатации стального оборудования в средах с парциальным давлением сероводорода менее 0,3 кПа показала, что низкоуглеродистые и низколегированные стали стойки против всех видов растрескивания в этой среде при условиях:

- по предельному содержанию элементов:
 - углерода до 0,15%;
 - кремния до 0,2%;
 - серы и фосфора не более 0,005% каждого;
- если эксплуатация этих изделий производится при напряжениях менее $0,8\sigma_{0,2}$.

7.1.2. Для сред с $P(H_2S) \geq 0,3$ кПа

Если парциальное давление H_2S в газе больше либо равно 0,3 кПа, стали следует выбирать согласно А.2 (приложение А).

Примечание 1. Материалы, перечисленные в А.2, считаются стойкими к SSC при добыче нефти и газа, а также на установках очистки природного газа.

Примечание 2. В отношении SOHIC и/или SZC см. 7.2.2.

Примечание 3. В отношении HIC и SWC см. раздел 8.

4. Оценка агрессивности сред по опасности возникновения SSC

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

7.2.1.2. Оценка агрессивности сред по опасности возникновения SSC

Оценку агрессивности сероводородсодержащих сред, определенной в соответствии с ГОСТ Р 53679 (ИСО 15156-1), применительно к возникновению SSC углеродистых и низколегированных сталей проводят на основе (или с использова-

нием) рис. 4.

При определении агрессивности сред, содержащих сероводород, учитывают возможность воздействия на материал буферных конденсированных водных фаз с низким уровнем pH в период нештатных условий работы (сбоя или простоя) либо наличие кислот, применяемых для повышения отдачи пласта в скважину, и/или обратного потока кислоты после воздействия на пласт.

Примечание. Зоны ниже 0,3 кПа (пунктирные линии) содержат неопределенности из-за погрешности при измерении парциального давления H_2S при его малых концентрациях, а зоны выше 1 МПа содержат неопределенности в отношении поведения сталей при высоких концентрациях сероводорода.

Комментарий. На рис. 4 «Зоны агрессивности среды в отношении SSC углеродистых и низколегированных сталей» графически показано влияние соотношения парциального давления H_2S – ось X, кПа и уровня pH среды – ось Y на распределение зон ее агрессивности по отношению к углеродистым и низколегированным сталям.

7.2.1.3. Зона 0 <0,3 кПа

Как правило, для сред с парциальным давлением сероводорода менее 0,3 кПа не требуется применения сталей, стойких к действию сероводородсодержащих сред.

Тем не менее, следует учитывать ряд факторов, которые могут повлиять на эксплуатационные характеристики сталей в таких условиях, а именно:

- повышенную чувствительность некоторых сталей к SSC и HSC;
- физические и металлургические свойства стали (см. раздел 6);
- повышенную чувствительность высокопрочных сталей к HSC в водных средах, не содержащих сероводород. Для сталей с пределом текучести выше 965 МПа следует применять меры, чтобы убедиться, что данный материал не подвержен растрескиванию по механизмам SSC и HSC в средах зоны 0;
- концентрацию напряжений.

Комментарий. Стали, предел текучести которых превышает 965 МПа, могут подвергаться охрупчиванию и растрескиванию не

только в средах, содержащих сероводород, но также и в используемых при переработке газа и газового конденсата растворах минеральных ($NaOH$, KOH и др.) и органических (этанолламины) щелочей при температурах от 45 до 150 °C [18].

7.2.1.4 Зоны 1, 2 и 3

Исходя из определений зон агрессивности воздействия, представленных на рис. 1, стали для применения в зоне 1 выбирают в соответствии с А.2, А.3 или А.4, стали для зоны 2 - в соответствии с А.2 или А.3, а стали для зоны 3 - в соответствии с А.2.

В случае отсутствия подходящих вариантов в приложении А проводят выбор и квалификацию материала для применения в средах, содержащих сероводород, для конкретных условий эксплуатации.

Выбор и квалификацию материалов проводят в соответствии с ГОСТ Р 53679 и приложением В.

Для выбора материалов для применения в средах, содержащих сероводород, используют также документально оформленный опыт эксплуатации (см. ГОСТ Р 53679).

Комментарий. Если применяются стали ранее не использованных марок или состав сред изменен, в том числе в связи с применением не известных ранее реагентов, необходимо проведение комплексных испытаний для обоснования возможности применения.

7.2.2. SOHIC и SZC

При оценке листа или сварных соединений из углеродистых сталей для эксплуатации в кислых средах в соответствии с ГОСТ Р 53679* потребитель должен также учитывать возможные механизмы растрескивания, присущие действию сероводородсодержащих сред, - SOHIC и SZC. Методы испытания и критерии приемки для оценки стойкости сталей к SOHIC и SZC приведены в разделе В.4 (приложение В).

Примечание. Проявления SOHIC и SZC редки и недостаточно изучены.

Известны разрушения основного металла по механизму SOHIC и зоны термического влияния сварных швов по механизму

мам SOHIC и SZC. Считают, что данные механизмы растрескивания характерны только для углеродистых сталей. Присутствие серы или кислорода в эксплуатационной среде увеличивает риск возникновения разрушения по этим механизмам.

Комментарий. Образцы сварных соединений различных изделий, предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих средах, независимо от используемых сталей, присадочных материалов и технологии сварки, должны быть испытаны на стойкость по принятой методике испытаний.

5. Требования к твердости

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

7.3. Требования к твердости

7.3.1. Общие положения

Твердость основного металла и сварных швов, а также зон термического влияния играет важную роль в стойкости к SSC углеродистых и низколегированных сталей. Регулирование твердости может быть достаточным средством достижения стойкости к SSC.

7.3.2. Твердость основного металла

Для определения фактической твердости, исследуемой стали необходимо провести достаточное количество испытаний. Отдельные показания HRC, превышающие значения, допустимые в настоящем стандарте, считают приемлемыми, если среднее значение нескольких показаний, взятых на достаточно малом интервале, не превышает допустимого значения и если ни одно отдельное показание не превышает более чем на две единицы HRC допустимого значения. Аналогичные требования предъявляют к другим методам измерения твердости.

Примечание. Количество и место испытаний твердости на основном металле в настоящем стандарте не указано.

7.3.3. Твердость сварного шва

7.3.3.1. Общие положения

Процессы, происходящие при сварке углеродистых и низколегированных сталей, влияют на их чувствительность к SSC, SOHIC и SZC.

Для достижения необходимой стойкости к растрескиванию технологии свар-

ки и сварочные материалы подбирают специально.

Сварочные работы выполняются в соответствии с действующими правилами и стандартами по согласованию между потребителем и производителем.

По требованию потребителя производитель должен предоставить технические условия на выполнение сварочных работ и квалификационную документацию на технологию сварки.

Аттестация технологии сварки материалов для кислых сред должна включать испытания твердости в соответствии с 7.3.3.2, 7.3.3.3 и 7.3.3.4.

7.3.3.2. Методы определения твердости для аттестации технологии сварки

При определении твердости для аттестации технологии сварки используют метод Виккерса HV 10 или HV 5 в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6507-1* или метод Роквелла по шкале N 15 в соответствии с ГОСТ 22975*.

Метод HRC применяют для аттестации технологии сварки, если расчетное напряжение при эксплуатации не превышает двух третей SMYS⁴, а процесс сварки включает последующую термическую обработку материала. Во всех остальных случаях использование метода HRC для аттестации технологии сварки возможно по согласованию между потребителем и производителем.

Примечание. Измерение твердости по Виккерсу или по Роквеллу (шкала N15) предоставляет более детальную информацию о твердости сварного шва.

Измерение твердости методом HRC может не выявить участков сварного шва или HAZ, на которых твердость превышает допустимые значения, как если бы измерение проводилось по Виккерсу или Роквеллу (шкала N 15). Значение таких изменений твердости изучено недостаточно.

По согласованию между потребителем и производителем допускается применение иных методов измерений твердости.

Метод измерения твердости по Виккерсу или Роквеллу (шкала N 15) используют для оценки соответствия альтернативных критериев приемки согласно 7.3.3.4.

⁴SMYS - минимальный гарантируемый предел текучести

7.3.3.3. Измерение твердости для аттестации технологии сварки

Измерение твердости по Виккерсу производят:

- для стыковых сварных соединений согласно рис. 2;

- для угловых сварных соединений согласно рис. 3.

Комментарий. Измерение твердости следует производить в соответствии со стандартами России [13].

6. Оценка углеродистых и низколегированных сталей на стойкость к НИС и SWC

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001)

8. Оценка углеродистых и низколегированных сталей на стойкость к НИС и SWC

При оценке плоского стального проката из углеродистых сталей, предназначенного для эксплуатации в средах, содержащих даже остаточное количество H_2S , потребитель должен учитывать возможность развития НИС и SWC. Испытания на стойкость к НИС и SWC проводят в соответствии с приложением В.

На вероятность развития НИС и SWC оказывают влияние химический состав стали и технология изготовления оборудования. Особое значение имеет содержание серы в стали. Максимально допустимое содержание серы для плоского проката и бесшовных труб составляет 0,003% и 0,01% соответственно. Поковки, содержание серы в которых составляет менее 0,025%, а также литые, как правило, считают не чувствительными к НИС или SОНIS.

Примечание. Считается, что явления НИС и SWC не характерны для бесшовных труб, тем более что современные технологии производства бесшовных труб позволяют достигать высокой стойкости к этим видам неблагоприятного воздействия. Однако в ряде случаев может быть необходима оценка стойкости бесшовных труб к НИС и SWC, особенно для сред, когда возможные последствия разрушений делают это оправданным.

Примечание. Наличие серы, кислорода, ржавчины в присутствии заметного количества хлоридов в эксплуатационной среде увеличивает риск возможных разрушений.

Комментарий. Испытания образцов сталей для проверки их стойкости против НИС и SWC необходимо производить для сталей, содержащих не только серу, но и другие вредные примеси ниже допустимых пределов.

Требования к использованию сталей, модифицированных редкоземельными (РЗМ) и щелочноземельными (ЩЗМ) элементами, предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих средах

В результате ряда отечественных исследований [14-16] установлено, что повышение стойкости углеродистых и низколегированных сталей против разных видов коррозионно-механического разрушения в средах, содержащих сероводород, возможно при следующих условиях:

а) ограничение содержания некоторых элементов (C, Si, C, P, O) и их соединений в процессе рафинирования;

б) модифицирование оставшихся после рафинирования сульфидов марганца, которые приобретают глобулярную форму. Сульфиды марганца такого типа, в отличие от «обычных», не образуют плоские строчечные включения в процессе прокатки (лигатуры) стальных изделий [17].

В качестве модификаторов применяют незначительные добавки сплавов на основе РЗМ и ЩЗМ металлов. Модифицирование позволяет измельчить микро- и макроструктуру, уменьшить развитие химической, физической и структурной неоднородности, снизить содержание газов, благоприятно изменить природу и форму неметаллических включений, повысить комплекс технологических и эксплуатационных свойств.

Обычно модификатором на основе ЩЗМ является силикокальций или его сплавы с марганцем, алюминием и другими элементами. Модификаторы из группы РЗМ готовятся на основе церия, обычно это ферроцерий. Влияние РЗМ также проявляется в снижении общей загрязненности стали неметаллическими включениями, газами и примесями цветных металлов или в переводе этих элементов из активных форм в пассивные, что также способствует очищению границ зерен.

ЩЗМ и РЗМ, вводимые в жидкую сталь, не входят в состав твердого раствора, не

включаются в границы зерен, а полностью находятся в неметаллических включениях глобулярной формы. Наибольший модифицирующий эффект и максимальное повышение хладостойкости достигаются при совместной обработке стали ферроцерием и силикокальцием.

Первой из принятых в промышленное производство после успешного прохождения лабораторных и промысловых испытаний на стойкость в сероводородных средах является сталь 20ЮЧ, ТУ 14-1-4853-90 (табл. 3). Данная сталь применяется для изготовления труб, корпусов, днищ, фланцев и других частей, и деталей сосудов и арматуры, эксплуатируемых в средах, содержащих сероводород и углекислый газ при температурах от -40°C до $+475^{\circ}\text{C}$.

Сталь 20ЮЧ по свойствам, а также по содержанию и объему основных элементов является аналогом стали 20, ГОСТ 1050, но обладает высокой стойкостью против различных видов разрушения в сероводородсодержащих средах, а также имеет более высокую ударную вязкость, включая сварные соединения этой стали.

Для сварных конструкций, работающих под давлением сероводородсодержащих сред и обладающих более высокой прочностью и повышенной хладостойкостью в сравнении со сталью 20ЮЧ, разработаны следующие марки сталей:

- 09ХГ2НАБЧ (ТУ 14-1-2635-90) - $\sigma_{0,2} = 320$ МПа;
- 09ХГ2НАБЧД (ТУ 14-1-4826-90) - $\sigma_{0,2} = 400$ МПа.

Для изготовления НКТ, бурильных, обсадных труб, подземного и наземного оборудования скважин используются модифицированные РЗМ стали высокой прочности ($\sigma_{0,2} = 550...750$ МПа). Это стали марок:

18Х1ГМФА; 20Х2МФБА; 20Х2МФА и другие.

Стали, модифицированные РЗМ и ЦЗМ, имеют несколько большую стойкость против общей и особенно локальной (точечной, язвенной) коррозии, чем большинство конструкционных углеродистых и низколегированных сталей.

Это объясняется пониженным содержанием вредных примесей и (или) их блокированием. Тем не менее, если содержание модифицирующих элементов превышает некоторые расчетные величины, то их влияние может привести к обратному эффекту – резко повысить скорость локальной коррозии [9].

В средах, даже не содержащих сероводород, основными факторами аномального ускорения локальной коррозии углеродистых и низколегированных сталей с феррито-перлитной структурой является присутствие в них коррозионно-активных неметаллических включений (КАНВ), имеющих средние размеры 1...5 мкм, содержащих кальций в виде оксидной или сульфидной составляющей, в количестве более двух включений на 1 мм^2 площади микрошлифа (см. рис. 5).

Установлено, что в некоторых средах при плотности КАНВ более 10 вкл/мм² скорость локальной коррозии составляла от 2 до 28 мм/год [9].

Наиболее коррозионно-опасными неметаллическими включениями являются сульфиды. По степени снижения активности они распределяются следующим образом: $\text{CaS} < \text{MnS} < \text{CrS} < \text{NiS}$.

КАНВ бывают двух типов:

- тип 1, это неметаллические включения на основе алюминатов кальция, иногда с добавками магния и кремния;

Таблица 3. Химический состав и механические свойства стали 20ЮЧ

Table 3. Chemical composition and mechanical properties of 20YuCh steel

Химический состав, %						Механические свойства				
C	S	P	Mn	Si	Al	σ_s , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ , %	Ψ , %	HRC
0,16... 0,22	до 0,005	до 0,002	0,5 ...0,8	0,17 ...0,37	0,03 ...0,1	<410	<235	>23	>49	<80
Примечание. Массовая доля РЗМ факультативна и должна быть в пределах 0,02...0,10 %										

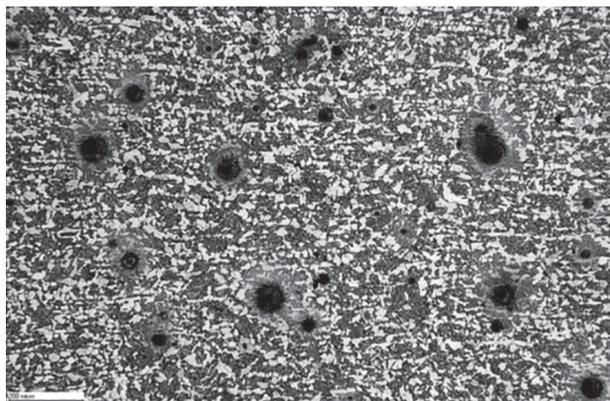


Рис. 5. Вид КАНВ в образце Ст20
Fig. 5. View of CAS in steel sample 20

- тип 2, это сложные включения, имеющие ядро из алюмината кальция (при различном соотношении CaO и Al_2O_3), сульфида марганца или другого соединения, окруженное оболочкой сульфида кальция.

КАНВ имеют очень малый размер (не более): тип 1 – 1...3 мкм; тип 2 – 5...10 мкм.

С целью предупреждения локализации коррозионного процесса в стали, содержащей модификаторы сульфидных включений, требуется соблюдение следующих условий:

- ограничение содержания серы – не более 0,005 %;

- ограничение модифицирования кальция для обеспечения содержания КАНВ – не более 2 вкл/мм² [18].

При необходимости обеспечения долговременной коррозионной стойкости оборудования в средах высокой агрессивности, содержащих сероводород, требуется применять высоколегированные стали, а также сплавы на основе никеля, титана и др., и (или) использовать дополнительные методы защиты, в частности, ингибиторы коррозии.

Применение высоколегированных сталей и коррозионностойких сплавов

В ряде практических случаев, связанных с эксплуатацией технологического оборудования в условиях, где сочетаются агрессивные среды и относительно высокие температуры, а также если требования к коррозионной стойкости отдельных

устройств (плунжеров насосов, запорных элементов арматуры и т.п.) высоки, приходится применять высоколегированные стали, а также в отдельных случаях коррозионностойкие металлы и сплавы. Эти материалы (как правило, высоколегированные стали) в ряде случаев используются для изготовления трубных пучков теплообменных аппаратов и пучков подогревателей некоторых технологических сосудов.

Применение высоколегированных сталей

Для корпусов отдельных аппаратов также могут быть применены высоколегированные стали, или корпуса таких аппаратов сварены из листов углеродистой стали, плакированных нержавеющей нержавеющей листами. Примером этому служат колонны блоков регенерации метанола (БРМ).

Жаропрочные высоколегированные стали используются для изготовления оголовков факелов, а также, горелки печей установок получения элементарной серы.

Наибольшее распространение для изготовления различных сварных и прокатных изделий, а также деталей, отштампованных из листовых заготовок, имеет высоколегированная сталь 10X18H10T (ЭП 502), ГОСТ 11068-81. Свойства этой стали показаны в табл. 4 и 5.

Данная сталь, обладает высокой коррозионной стойкостью в ряде сред, но относительно невысокими прочностными свойствами и пониженной износостойкостью, потому она не применяется для узлов трения без специальной обработки [20].

Сталь марки 10X18H10T так же, как и другие стали аустенитного класса, не следует использовать для изготовления крепежных деталей и других изделий, подвергающихся высоким механическим напряжениям. Крепежные детали из этих сталей обладают значительно более высоким коэффициентом трения с подобными сталями, а также и со сталями других классов, вследствие чего значительно увеличиваются суммарные напряжения при затяжке соединения.

Эта сталь не имеет стойкости в средах, содержащих хлориды, а также в средах, содержащих растворы соляной кислоты⁵, зака-

⁵Как правило, для этих целей применяются ингибированные растворы HCl . Тем не менее, различные стали, включая высоколегированные, подвержены язвенной и общей коррозии в этой среде, также содержащей сероводород и соли, растворенные в пластовой продукции. При этом, процессы разрушения стенок НКТ и обсадных труб ускоряются в результате абразивного воздействием выносимой из скважины породы

Таблица 4. Химический состав стали марки 10X18H10T

Table 4. Chemical composition of 10X18H10T grade steel

<i>C</i>	<i>Si</i>	<i>Mn</i>	<i>Ni</i>	<i>S</i>	<i>P</i>	<i>Cr</i>	<i>Ti</i>
до 0,1	до 0,8	1...2	10...11	до 0,02	до 0,035	17...19	5(C – 0,02)...до 0,6

Таблица 5. Механические свойства стали марки 10X18H10T при T=20 °C

Table 5. Mechanical properties of 10X18H10T grade steel at T=20 °C

$\sigma_{0,2}$, МПа / $\sigma_{0,2}$, МПа	σ_s , МПа / σ_s , МПа	σ , %
Лист холодный в состоянии поставки (0,8...3,9 мм) по ТУ 14-1- 2515-78		
196	530	40
Трубная заготовка по ТУ 14-1-1288-75. Закалка в воде или на воздухе с 1050...1080 °C		
235	549	40
Трубы электросварные ТО, в состоянии поставки ($D_{\mu} = 8,0...102,0$ мм) по ГОСТ 11068-81		
216	530	35

Таблица 6. Средние температурные коэффициенты линейного расширения некоторых сталей при температуре от 20 до 100 °C

Table 6. Average temperature coefficients of linear expansion of some steels at temperatures from 20 to 100 °C

Марка стали / Steel grade	α , 10^6 , K ⁻¹	Марка стали / Steel grade	α , 10^6 , K ⁻¹	Марка стали / Steel grade	α , 10^6 , K ⁻¹
20	11,16	40ХФА	11,0	20X18H9	17,5
40	11,21	25X2МФА	11,3	X18H12T	16,6
20X	11,3	10X18H10T	16,6	X23H-28M3Д3T	13
30ХМА	12,3	03X17H14M3	17,3	02X22H5AM3	15

Таблица 7. Химический состав в % материала 08X15H24B4TP

Table 7. Chemical composition in % of 08X15H24B4TP material

<i>Fe</i>	<i>C</i>	<i>Si</i>	<i>Mn</i>	<i>Ni</i>	<i>S</i>	<i>P</i>	<i>Cr</i>	<i>Ce</i>	<i>W</i>	<i>Ti</i>	<i>B</i>
50,43... 58,1	до 0,08	до 0,6	0,5... 1	22... 25	до 0,02	до 0,035	14... 16	до 0,025	4... 5	1,4... 1,8	0,005

Таблица 8. Механические свойства проката из стали 08X15H24B4TP при T=20 °C

Table 8. Mechanical properties of 08X15H24B4TP rolled steel at T=20 °C

σ_m , МПа / σ_m , МПа	σ_s , МПа / σ_s , МПа	σ_s , %	ψ , %	КСУ, кДж/м ² / КСУ, kJ/m ²	Термообработка / Heat Treatment
200	750	20	30	1200	Отп. 700 °C, 16 час., охл. - воздух

чиваемых в скважины для повышения отдачи продуктивных пластов. Также, эта сталь имеет пониженную стойкость в конденсаторах-коагуляторах установок производства серы, в атмосфере, содержащей H_2S , SO_2 и пары серы при температуре 128...132 °С.

Кроме этого, стали аустенитного класса, в сравнении со сталями других классов, обладают более высокими значениями коэффициентов линейного расширения (табл. 6).

Для повышения долговечности сварных изделий, в частности технологических аппаратов, работающих под давлением в средах повышенной агрессивности и при температурах до 196 °С эффективно применение стали 03X17H14M3. Основное преимущество этой стали перед другими высоколегированными сталями, относящимися к аустенитному классу, заключается в стойкости к язвенной и точечной коррозии даже в серо-

и хлоридсодержащих средах, а также отличным сопротивлением к межкристаллитной и ножевой коррозии.

Повышенная коррозионная стойкость данного материала заключается в отсутствии ферритной фазы. Химический состав стали представлен в табл. 7, а механические свойства, в табл. 8.

Применение коррозионностойких сплавов

Кроме высоколегированных сталей, в отдельных случаях используются следующие конструкционные металлические материалы:

- железоникелевые и никелевые сплавы,

например, если для очистки углеводородного конденсата от соединений серы применяются концентрированные растворы минеральных щелочей при температурах 110...125 °С. Свойства некоторых сплавов приведены в табл. 9.

- титановые сплавы, которые в основном

Таблица 9. Применение некоторых железоникелевых и никелевых сплавов

Table 9. Application of some iron-nickel and nickel alloys

Марка сплава / Alloy grade	Применение / Application
Сплавы на железоникелевой основе	
ХН32Т	Газоотводящие трубы, листовые детали высокотемпературных установок в нефтехимическом машиностроении с длительным сроком службы при температуре +700...850 °С
ХН35ВТ	Лопатки газовых турбин, диски, роторы, крепежные детали, плоские пружины и другие детали, работающие при температуре до +650 °С
ХН45Ю	Детали горелочных устройств, чехлы термопар, листовые и трубчатые детали печей
Сплавы на никелевой основе	
46ХНМ (ЭП-630); ХН60ВТ; ХН60ВТ-ВД	Листовые детали турбин, детали газопроводных систем, жаровые трубы, детали камер сгорания, уплотнения и другие детали высокотемпературных газовых турбин
ХН65МВУ	Применяется для изготовления сварных конструкций, работающих при повышенных температурах в агрессивных средах окислительно-восстановительного характера: (кислоты: серная, уксусная), влажный хлор, хлориды и т.п.). Сплав устойчив к межкристаллитной коррозии в агрессивных средах
Н70МФВ	Применяется для изготовления сварных конструкций, работающих при высоких температурах в соляной, серной, фосфорной кислоте и других средах восстановительного характера. Сплав устойчив к межкристаллитной коррозии в агрессивных средах восстановительного характера
ХН77ТЮР	Газовые диски и рабочие лопатки турбин
ХН78Т	Жаровые трубы, детали газопроводных систем, сортовые детали

Таблица 10. Физико-механические свойства алюминиевых сплавов Д16Т, 1953Т1, АК4-1Т1
Table 10. Physical and mechanical properties of aluminum alloys D16T, 1953T1, AK4-1T1

Показатели физико-механических свойств / Indicators of physical and mechanics properties	Ед. измерения / Units	Марка сплава / Alloy grade		
		Д16Т	1953Т1	АК4-1Т1
Предел прочности при растяжении, минимальный	МПа	460	530	410
Предел текучести при растяжении, минимальный	МПа	325	480	340
Твердость по Бринеллю (500 кг, 16 мм)	НВ	120	120...130	120...130
Расчетная плотность	кг/мм ²	2800		
Относительное удлинение, минимальное	%	12	7	8
Модуль Юнга	МПа·10 ⁻⁵	0,72	0,71	0,72
Модуль сдвига	МПа·10 ⁻⁵	0,26	0,275	0,26
Расчетная температура, максимально допустимая	°С	160	120	220

используются для изготовления некоторых деталей КИП, например, поплавки регуляторов уровня [23], пучки теплообменников, сетки, например, для оборудования установок производства серы. Но иногда, в технически и экономически обоснованных случаях, из них изготавливают технологические аппараты и детали подземного обустройства скважин, которые предназначены для их контакта с высоко агрессивными средами. Более высокая стоимость титановой аппаратуры (по сравнению со стальной) в ряде случаев окупается благодаря значительному повышению срока службы изделий. В основном, для изготовления нефтегазовых изделий используется технический титан марок ВТ 1-0, ВТ 1-00, а также титановый сплав ОТ4-1 (ГОСТ 19807-74).

Разработаны четыре марки вторичных титановых сплавов: ВТВ1, ВТВ2, ВТВ3, ВТВ4, для выплавки которых используют отходы титанового производства, а также 25...30 % титановой губки ТГ100.

Детали и узлы из вторичных титановых сплавов могут быть сварены всеми видами сварки, применяемыми для серийных титановых сплавов:

- аргонодуговой, электронно-лучевой, точечной и др.;

- алюминиевые сплавы, обладающие

высокой коррозионно-механической стойкостью в сероводородсодержащих средах и относительно большой удельной прочностью [11, 12]. Алюминиевые сплавы в основном применяются для изготовления легких бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб сероводородных скважин. Также они могут быть использованы для изготовления трубопроводов, и пучков теплообменников в среде жидкой серы, а также других внутренних устройств аппаратов на установках производства серы.

Для решения вопроса о возможности применения алюминиевых сплавов, необходимо учитывать их физико-механические свойства и проводить комплекс коррозионно-механических испытаний образцов в лабораторных и эксплуатационных условиях.

Свойства некоторых алюминиевых сплавов представлены в *табл. 10*.

Выводы

1. Описаны разделы ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003): «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа», где приведены виды коррозионно-механического воздействия сероводородсодержащих сред на углеродистые и низколегированные стали. Даны комментарии к данным описани-



ям, разработанные на основе опыта эксплуатации нефтегазового оборудования на объектах добычи, транспорта и переработки сероводородсодержащей продукции нефтегазовых месторождений.

2. Приведены положения ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001): «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа», где описаны требования к выбору углеродистых и низколегированных сталей для изготовления оборудования и деталей, нефтегазовых сероводородных объектов. Подготовлены комментарии к данным положениям, в соответствии со статистическими сведениями и проведенными экспериментами в области стойкости сталей и изделий из них в реальных условиях эксплуатации.

3. Дана характеристика сталей, модифицированных редкоземельными и щелочноземельными металлами, предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих средах и требования к недопущению образования в их составе коррозионно-активных неметаллических включений.

4. Представлены сведения о возможных областях использования и ограничения к применению высоколегированных сталей; железоникелевых и никелевых сплавов; титановых сплавов; алюминиевых сплавов.

Литература

1. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. Под ред. В.М. Кушнаренко. – М.: Недра, 1998. – 436 с.

2. Вигдорович В.И., Моисеева Л.Н., Макаров А.П. Применение водородных зондов для оценки скорости коррозии, наводороживания сталей и защитного эффекта покрытий в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2018. – № 1 (87). – С. 6-16.

3. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. – М.: «ВНИИОЭНГ», 2005. – 331 с.

4. Розанова Е.П., Назина Т.Н. Сульфатвосстанавливающие бактерии (систематика и метаболизм) // Успехи микробиологии. – 1989. – Т. 23. – С. 191.

5. Гарифуллин Ф.С. Исследование причин высоких скоростей коррозии трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – Март. – С. 64-66.

6. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест // ГН 2.1.6.1338-03.

7. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 239 с.

8. Хаустов А.П., Редина М.М., Силаева П.Ю., Михина Т.В., Коробова О.С. Чрезвычайные ситуации и профессиональная безопасность в нефтегазовом комплексе. – М.: ГЕОС, 2009. – 456 с.

9. Макаров А.П. Анализ стресс-коррозионных разрушений стальных изделий и средств защиты // Международная конференция, посвященная 110-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР Г.В. Акимова. «Фундаментальные аспекты коррозионного материаловедения и защиты металлов от коррозии» (18-20 мая 2011). – М., 2011.

10. Кушнаренко В.М., Репях В.С., Чирков Е.Ю., Кушнаренко Е.В. Дефекты и повреждения деталей и конструкций. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2011. – 402 с.

11. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Гончаров А.А., Третьяк А.Я., Киченко Б.В. Анализ повреждений оборудования и трубопроводов на объектах добычи, переработки и транспорта продукции Оренбургского НГКМ. // Серия: Диагностика оборудования и трубопроводов. – М.: ИРЦ Газпром. – 2000. – 65 с.

12. Кушнаренко В.М., Фот А.П. Оценка и прогнозирование работоспособности металлов и сплавов оборудования, работающего в условиях воздействия коррозионных сред. // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2007. – № 1. – С. 134-140.

13. Костицына И.В. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений: Автореф. дис. канд. тех. наук. – Челябинск, 2014.

14. Симаков М.В., Конищев К.Б., Чабан А.С. Особенности коррозионного растре-



скивания под напряжением в сероводородсодержащих средах трубной продукции для месторождений, содержащих сероводород. // IV Научно-практический семинар Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018.

15. ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003). Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов. – М., 2009.

16. ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001). Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию. – М., 2009.

17. ГОСТ Р 57564-2017. Организация и проведение работ по международной стандартизации в Российской Федерации. – М., 2017.

18. Попов, Г.Г. Возможные причины «ручейковой» коррозии промысловых нефтепроводов / Г.Г. Попов, В.И. Болобов // Сборник материалов XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт-2017». – Уфа: издательство УНГНТУ. – 2017. – С. 160-162.

19. Пышимцев И.Ю., Веселов И.Н, Ширяев А.Г., Ерехинский Б.А., Арабей А.Б. Разработка коррозионностойких труб для сред, содержащих сероводород // Территория нефтегаз. – 2016. – № 7-8. – С. 62-71.

20. Макаров А.В., Скорынина П.А., Юровских А.С., Осинцева А.Л. Повышение прочностных и трибологических характеристик поверхностных слоев аустенитной нержавеющей стали методом фрикционной обработки. // Инновационные технологии в металлургии и машиностроении: 7-я международная молодежная научно-практическая конференция. – Екатеринбург, 26-30 ноября 2013. – С. 134-137.

21. ТУ 14-1-2902-80. Поковки из высоколегированных сталей и сплавов.

22. ГОСТ 5632-72. Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки (с Изме-

нениями N: 1, 2, 3, 4, 5). 23.

23. Хоменко А. Титан для нефтегазовой отрасли // Neftegaz.RU.– 2020. URL: <https://neftegaz.ru/search/>.

24. ISO 15546-2011E. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов для нефтяной и газовой промышленности.

References

1. Gafarov, N. A., Goncharov, A. A., & Kushnarenko, V. M. (1998). *Corrosion and protection of equipment of hydrogen sulfide-bearing oil and gas fields*. Moscow: Nedra.

2. Vigdorovich, V. I., Moiseeva, L. N., & Makarov, A. P. (2018). Application of hydrogen probes for estimation of corrosion rate, hydrogenation of steels and protective effect of coatings in hydrogen sulfide-containing media. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 1(87), 6-16.

3. Zavyalov, V. V. (2005). *Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development*. Moscow: VNIIOENG.

4. Rozanova, E. P., Nazina, T. N. (1989). Sulfate-reducing bacteria (systematics and metabolism). *Advances in Microbiology*, 23, 191.

5. Garifullin, F. S. (2001). Study of causes of high corrosion rates of pipelines. *Oil Khozevo*.

6. Maximum allowable concentrations of pollutants in the atmospheric air of settlements. *GN 2.1.6.1338-03*.

7. Gafarov, N. A., Goncharov, A. A., & Kushnarenko, V. M. (2001). *Definition of reliability characteristics and technical condition of the equipment of hydrogen sulfide-containing oil and gas fields*. Moscow: Nedra-Business Center.

8. Haustov, A .P., Redina, M. M., Silaeva, P. Y., Mikhina, T. V., & Korobova, O. S. (2009). *Emergencies and occupational safety in the oil and gas complex*. Moscow: GEOS.

9. Makarov, A. P. (2011, 18-20 May). Analysis of Stress-Corrosion Failures of Steel Products and Protective Equipment. In *Fundamental Aspects of Corrosion Material Science and Protection of Metals from Corrosion*. International conference dedicated to the 110th anniversary of the birth of Corresponding Member USSR Academy of Sciences G.V. Akimov. Moscow.

10. Kushnarenko, V. M., Repyakh, V. S.,



Chirkov, E. Yu., & Kushnarenko, E. B. (2011). *Defects and Damages of Parts and Constructions*. Orenburg: Orenburg State University.

11. Gafarov, N. A., Mitrofanov, A. V., Goncharov, A. A., Tretiak, A. Ya., & Kichenko, B. V. (2000). Analysis of Equipment and Pipeline Damages at Production, Processing and Transportation Facilities of Orenburg OGCF. *Equipment and Pipeline Diagnostics*. Moscow: IRC Gazprom.

12. Kushnarenko, V. M., Fot, A. P. (2007). Assessment and prediction of serviceability of metal and alloys of equipment operating under the influence of corrosive media. *Bulletin of the Orenburg State University*, (1), 134-140.

13. Kostitsyna, I. V. (2014). *Corrosion resistance of pipe steels in aggressive environments of oil and gas fields*. Abstract of PhD dissertation. Chelyabinsk: Chelyabinsk State University.

14. Симаков М.В., Конищев К.Б., Чабан А.А. Simakov, M. V., Konischev, K. B., & Chaban, A. S. (2018). Features of stress corrosion cracking in hydrogen sulfide-containing environments of pipe products for fields containing hydrogen sulfide. *IV Scientific and Practical Seminar Improving the reliability of main gas pipelines susceptible to stress corrosion cracking*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC.

15. Oil and Gas Industry. Materials for use in environments containing hydrogen sulfide in oil and gas production. Part 2. Carbon and low-alloy steels resistant to cracking and the use of cast irons. (2009). *GOST R 53678-2009 (ISO 15156-2:2003)*.

16. Petroleum and gas industries. Materials for use in environments containing hydrogen

sulfide in oil and gas extraction. Part 1. General principles for the selection of materials resistant to cracking. (2009). *GOST R 53679-2009 (ISO 15156-1:2001)*.

17. Organization and conduct of international standardization in the Russian Federation. (2017). *GOST R 57564-2017*.

18. Popov, G. G., Bolobov, V. I. (2017). Possible causes of «stream» corrosion of field oil pipelines. In *«Pipeline transport-2017»: of the XII International educational-scientific-practical conference*. Russia, Ufa, 160-162.

19. Pyshimtsev, I. Y., Veselov, I. N., Shiryaev, A. G., Erekhinsky, B. A., & Arabei, A. B. (2016). Development of corrosion-resistant pipes for environments containing hydrogen sulfide. *Territory of oil-gas*, (7-8), 62-71.

20. Makarov, A. V., Skorynina, P. A., Yurovskikh, A. S., & Osintseva, A. L. (2013, 26-30 November). Increase of strength and tribological characteristics of surface layers of austenitic stainless steel by friction treatment. In *Innovative technologies in metallurgy and mechanical engineering: 7th international youth scientific and practical conference*. Russia, Yekaterinburg, 134-137.

21. Forgings of high-alloy steels and alloys. *TU 14-1-2902-80*.

22. High-alloy steels and alloys corrosion-resistant, heat-resistant and heat-resistant. Grades (as amended N 1, 2, 3, 4, 5). *GOST 5632-72*.

23. Khomenko, A. (2020). Titanium for the oil and gas industry. Gas / storage / production. Source: Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/search/>.

24. Drill pipes made of aluminum alloys for oil and gas industry. *ISO 15546-2011E*.

Информация об авторах

Моисеева Людмила Сергеевна, д.т.н., профессор, Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет), г. Москва, Российская Федерация
Макаров Александр Прокопьевич, к.т.н., Центральный научно-исследовательский институт коррозии и сертификации, г. Москва, Россия

Information about authors

Lyudmila S. Moiseeva, Doctor of Technical Sciences, Professor, Moscow Aviation Institute (National Research University), Moscow, Russian Federation
Alexander P. Makarov, Ph.D. in Technical Sciences, Central Research Institute of Corrosion and Certification, Moscow, Russian Federation

**Ваграмян Тигран Ашотович,
д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой ИМиЗК,
заслуженный работник высшей школы РФ,
кавалер ордена «За заслуги перед химической ин-
дустрией России II степени»**

Ваграмян Т.А. – один из ведущих российских ученых в области гальванотехники и защиты от коррозии, внесший большой вклад в теорию и практику электроосаждения металлов и сплавов и неметаллических покрытий. Установленные им новые закономерности электролитического осаждения многокомпонентных сплавов и их научная трактовка легли в основу многих отечественных технологий осаждения защитных и функциональных покрытий и являются основой современных разработок в этой области. Под его руководством были разработаны новые высокоскоростные малотоксичные электролиты для осаждения функциональных покрытий легированными латунями, новые составы электролитов для осаждения защитных покрытий цинком и сплавами цинк-никель, цинк-олово, цинк-свинец, скоростного цинкования стального листа и проволоки, которые эксплуатируются отечественными производствами и в настоящее время: АО «Тяжмаш» (г. Сызрань), ОАО СПО «АРКТИКА» (г. Северодвинск), АО Центр судоремонта (г. Северодвинск), ОАО «Завод «КАЛИБР» (г. Минск), Северский Трубный завод (Свердловская обл.), АО «АВТО-АГРЕГАТ», АО «Промприбор (Орловская обл.), АО «ПО завод имени Серго» (Татарстан) и др. – всего 150 предприятий.



Т.А. Ваграмян

Ваграмян Т.А. внес вклад в развитие технологий волновой обработки многофазных систем с целью интенсификации массо- и теплообмена. Разработанная им технология гомогенизации успешно применяется в настоящее время отечественными производителями майонеза (АО «Распак», г. Москва). Под его руководством разработан способ обработки воды в режиме сонолюминисценции, позволяющий значительно интенсифицировать процесс очистки воды от железа.

Последние научные разработки Т.А. Ваграмяна формируют научно-техническую основу для создания российского производства инновационных материалов для обработки фольгированного диэлектрика в производстве печатных плат, не уступающих перспективным немецким и шведским разработкам. Разработанные под его руководством технологии в настоящее время проходят производственные испытания на НПП Радиосвязь (г. Красноярск), АО НИИЦЭВТ (г. Москва). Ваграмян Т.А. является Главным конструктором госконтракта «Организация малотоннажного производства гальванических компонентов» (объем финансирования - 200 млн руб., Минпромторг), а также руководителем грантов и госконтрактов при поддержке Министерства образования и науки (6 контрактов), РНФ и РФФИ (3 гранта). Научные разработки Ваграмяна Т.А. востребованы и за рубежом, он является руководителем контрактов, где исполнителем выступает РХТУ, с компаниями Collini (Австрия), «Квейкер Кемикал» (Голландия), АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского» (Казахстан).

Пройдя путь от ассистента до профессора, Ваграмян Т.А. внес большой вклад в подготовку специалистов – выпускников высшей школы. В 2006 г. по его инициативе в РХТУ была создана единственная в Российской Федерации кафедра, выпускающая специалистов в области защиты от коррозии, которую он возглавил. Будучи заведующим кафедрой, Ваграмян Т.А. уделяет большое внимание не только соответствию уровня подготовки специалистов-выпускников кафедры современным мировым требованиям, но и формированию этих ключевых требований в области гальванотехники и защиты от коррозии. Это отражено в общеобразовательных программах по профилям «Технологии защиты от коррозии», «Стандартизация и сертификация» для бакалавров и магистров и аспирантской программе по направлению «Технологии электрохимических процессов и защиты от коррозии», автором и руководителем которых он является. С учетом современных тенденций



и требований по инициативе Т.А. Ваграмяна с 2018 г. на кафедре открыто новое направление подготовки магистров «Основы проектирования энерго- и ресурсосберегающих химических производств» и с 2021г. – аспирантов «Материаловедение (по отраслям)».

Большое внимание Ваграмян Т.А. уделяет процессу модернизации образовательного процесса, внедрению передовых технологий обучения и современного исследовательского оборудования в образовательный процесс.

Профессор Ваграмян Т.А. и сам ведет активную преподавательскую работу. Является автором и лектором специальных лекционных курсов «Теоретические основы коррозии», «Теория защиты от коррозии», «Гальванотехника». Под его руководством защищена 21 кандидатская и 1 докторская диссертационная работа, более 200 дипломных работ.

Является автором 20 учебных пособий, в т.ч. книги «Прикладная электрохимия» – основного учебника в области гальванотехники. Всего Ваграмян Т.А. имеет более 550 публикаций, в т.ч. 30 патентов и авторских свидетельств, 77 статей в журналах, индексируемых в международной базе Scopus 80 - Web of Science , 260 - РИНЦ.

Ваграмян Т.А. является председателем диссертационного совета 02.00.04 Физическая химия и членом совета 05.17.03 Технология электрохимических процессов и защита от коррозии.

С Юбилеем, дорогой Учитель и Руководитель!
Счастливы работать с Вами и под Вашим руководством!
С пожеланиями здоровья и новых достижений, коллектив кафедры

КОРРОЗИМЕТР-ПОТЕНЦИОСТАТ «IPC-CorrMeter» новое программное обеспечение и оборудование

Программное обеспечение «IPC-CorrMeter» (ПО) на базе потенциостатов серии IPC предназначено для коррозионного контроля металлов, сплавов, определения коррозивности водных и водно-органических сред и оценки эффективности ингибиторов коррозии, металлических, конверсионных, металлонаполненных, CVD, PVD, тонких ЛКП, средств временной противокоррозионной защиты. ПО может применяться в научных и учебных организациях, на предприятиях энергетики, нефтяной, газовой, химической, металлургической, горнодобывающей, пищевой, лакокрасочной промышленности, машино- и приборостроения, гальванотехники, коммунального хозяйства.



ПРЕИМУЩЕСТВА

- функция автоматического коррозиметра и потенциостата IPC «2 в 1», экономичность;
- определение скоростей общей (K_n), питтинговой коррозии (P), потенциала коррозии ($E_{\text{кор}}$) и контактных токов (I);
- методики поляризационного сопротивления, амперометрии нулевого сопротивления, потенциометрии, хроноамперометрии, вольтамперометрии в одном приборе;
- компенсация омического сопротивления среды;
- непревзойденный диапазон скоростей коррозии – от 1 нм/год до 1 м/год !
- оперативная память коррозиметра «IPC-CorrMeter» – практически не ограничена, определяется только объемом жесткого диска !
- малые габариты прибора – на базе «IPC-Micro»;
- комбинированное питание (от аккумулятора 60 А·ч, 12 В или от сети переменного тока с адаптером) обеспечивает возможность автономной работы до 28 сут;
- возможности проведения коррозионных измерений на крупногабаритных изделиях, например, емкостях, трубах, буровых насосах при гидроиспытаниях, сваях;
- регистрация и обработка получаемых данных на персональных компьютерах;
- разработка датчиков для конкретных условий применения (систем ГВС, водно-органических охлаждающих жидкостей, водооборотных систем, повышенных температур и давлений (до 20 атм);
- консультации и техподдержка от разработчиков ПО, приборов, методик измерений, датчиков коррозии.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ (на базе «IPC-Micro»)

- скорость общей и питтинговой коррозии (K_n и P).....0,0001...62500 мкм/год;
- электродные потенциалы ($E_{\text{кор}}$)..... ± 2500 мВ (0,01 мВ);
- сила постоянного тока (I)..... ± 10000 мкА (0,001мкА);
- время установки рабочего режима.....не более 5 мин;
- рабочие температуры:
 - IPC.....0...40 °С;
 - датчиков ДТФ-2 (3).....- 50...+100 °С;
- режим работы.....двух-трехэлектродный;
- продолжительность непрерывной работы от аккумулятора 60 А·ч.....до 28 сут;
- габаритные размеры комплекта, мм, не более.....200×100×30.

КОНТАКТЫ:

- По методикам использования программы IPC-Corr-Meter и проведению коррозионного мониторинга, способам коррозионных измерений, изготовлению и конструкции коррозионных датчиков ДТФ-2, ДТФ-3 и др.: **Н.Г. Ануфриев**, +7(926)758-96-30, e-mail: anufrievng@mail.ru
 - По применению программного обеспечения IPC-Corr-Meter, работе и обслуживанию потенциостатов серии IPC: **В.Э Касаткин**, e-mail: vadim_kasatkin@mail.ru
 - Потенциостаты, датчики, переходники изготавливаются по специальному заказу для конкретных условий применения прибора. Срок поставки прибора и датчиков – не более 1 мес. со дня заказа.
- Поставки: **Д.Н. Ануфриев**, +7(925)411-60-64, e-mail: 4116064@mail.ru

ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ БУРОВЫХ НАСОСОВ «КАРТЭК-28Б»

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» обеспечивает высокоэффективную защиту от коррозии оборудования, изготовленного из разнородных металлов и сплавов, в водных средах – углеродистых и нержавеющих сталей, чугуна, нирезиста, порошковых материалов, латуни и других. Продукт преимущественно применяется для защиты от коррозии буровых насосов в процессе гидроиспытаний, а также теплоэнергетического оборудования – котлов, баков, емкостей, трубопроводов, химических реакторов, в период простаивания.

ОПИСАНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» представляет собой концентрированный водный раствор неорганических, комплексообразующих и буферных веществ.

Важным преимуществом ингибитора «КАРТЭК-28Б», в отличие от комплексоноватных, является быстрое нарастание защитного эффекта при воздействии водных сред при обычных и повышенных температурах на разнородные металлы и сплавы, в том числе, серый чугун, что особенно важно при кратковременных гидроиспытаниях без последующей сушки оборудования.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ХРАНЕНИЮ

Концентрация ингибитора, используемая для консервации оборудования, составляет 4 л/м³. Защитное действие образованных им плёнок после высыхания сохраняется не менее чем в течение 15 суток. При нахождении ингибирующего раствора в оборудовании защитный эффект сохраняется в течение неограниченного времени. Допускается многократное использование ингибирующего раствора. Гарантийный срок хранения 6 месяцев в таре изготовителя.

МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ

Раствор ингибитора «КАРТЭК-28Б» в воде (в концентрации 4 л/м³) в процессе использования не оказывает вредного воздействия на организм человека и окружающую среду, является пожаро-взрывобезопасным. Концентрированный раствор ингибитора «КАРТЭК-28Б» имеет слабощелочную реакцию и при его попадании в глаза и на кожу их промывают водой.

ВАРИАНТЫ УПАКОВКИ И ПОСТАВКИ

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» поставляется на заказ в пластиковой таре ёмкостью 10-20 л.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ТУ 2415-017-17804808-2005.

Уважаемые коллеги!

Приглашаем Вас принять участие во II Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы электрохимии, экологии и защиты от коррозии», посвященной памяти профессора, заслуженного деятеля науки и техники РФ Вигдоровича В.И., проведение которой планируется 27-29 октября 2021 года на базе ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет» (ТГТУ) и ФГБНУ «Всероссийский научно-исследовательский институт по использованию техники и нефтепродуктов в сельском хозяйстве» (ФГБНУ ВНИИТиН).

Основные направления работы конференции

- Теоретические и прикладные вопросы электрохимии.
- Современные проблемы коррозионной науки и инженерии.
- Контроль и мониторинг коррозии.
- Антикоррозионная защита металлов и сплавов.
- Наноматериалы и композиты в электрохимических процессах.
- Экологические аспекты исследований.
- Охрана окружающей среды, коррозия и безопасность химических производств
- Мембранные технологии.



В.И. Вигдорович

Если Вы представляете академический или научно-исследовательский сектор, просим высылать тематику докладов на русском и английском языках по адресу:

corrosion2021@mail.ru.

В настоящее время оргкомитет ведёт переговоры с международным издательством о публикации материалов конференции. О результатах переговоров будет сообщено в одном из следующих информационных сообщений.

Если Вы представляете индустриальный сектор, просим назвать нам вопросы или проблемы, освещение которых на конференции было бы для Вас полезным. Мы рассмотрим возможность их включения в обсуждение на конференции, и Вы сможете принять в этом непосредственное участие в формате диалога. К такому обсуждению будут привлечены ведущие эксперты соответствующих областей знаний.

Программный и организационный комитеты конференции представлены на сайте конференции: ***http://corrosion.tstu.ru.***

Оргкомитет конференции



**Международная конференция
«Обработка поверхности и защита от коррозии»,
посвящённая 100-летию РХТУ им. Д.И. Менделеева
Москва, 23 сентября 2021 г.**



Приглашаем Вас принять участие в работе международной конференции «Обработка поверхности и защита от коррозии», посвящённой 100-летию РХТУ имени Д.И. Менделеева.

На конференции планируется работа следующих секций:

1. *Защитные металлические и неметаллические покрытия.*
2. *Ингибиторы коррозии и другие методы защиты.*
3. *Управление технологическими инновациями.*
4. *Техническое регулирование и управление качеством.*

Материалы конференции будут опубликованы в журнале «Успехи в химии и химической технологии» ISSN 1506-2017 и индексируются в базе данных РИНЦ.

Сайт конференции ***zashitaotkor.muctr.ru***

Для участия в конференции необходимо:

1. Зарегистрироваться на сайте конференции (анкета участника размещена на сайте).
2. Оформить тезисы в соответствии с требованиями (размещены на сайте).
3. Отправить тезисы на электронную почту: 4428569@mail.ru.

С уважением,
организационный комитет



**Сертификаты,
выданные Центральным НИИ коррозии и сертификации и КАРТЭК
во II квартале 2021 г.**

Предприятие-изготовитель	Наименование продукции
Сертификаты	
АО «НГ Кемикалз», г. Москва	Синтетические гелеобразователи NG FX-4, NG FX-5, NG FX-6
ООО «КанПласт Комплект», Рязанская обл., Касимовский район, д. Лощино	Термоусаживаемый гидроизоляционный кожух типа «SUPERCASE» из полиэтилена, для изоляции сты- ков тепловых сетей диамет-ром 90, 110, 125, 140, 160, 180, 200, 225, 250, 280, 315, 355, 400, 450, 500, 560, 630, 710, 800, 900, 1000, 1100, 1200 мм
ООО «АРХИМ», Брянская обл., г. Новозыбков	Реагент «АМИСИЛ/BARASURE W-1052»
ООО «АЛХИМТЕХ», Самарская обл., г. Кинель	Тампонажные композиции ВИП (марки ВИП- 50, ВИП-100, ВИП-50в, ВИП-100в, ВИП-20м, ВИП-20а, ВИП-10с, ВИП-60с, ВИП-100с, ВИП-140сп, ВИП-20см, ВИП-40см, ВИП-90см)
ООО «Казанский завод теплоизо- лированных труб», г. Казань	Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболоч- кой
ИООО «Саллинг Пласт Про- дакшн Орша», Республика Беларусь, Витебская обл., г. Орша	Муфты термоусадочные полиэтиленовые для изоля- ции стыков трубопроводов диаметрами 63...1600 мм