

Уважаемые коллеги,

В этом году журналу «Практика противокоррозионной защиты» 25 лет, вышел сотый номер.

У всех разные воспоминания о 90-х годах. Мне они запомнились как время невероятных – с позиций сегодняшнего дня – и взаимоисключающих событий, происходящих одновременно. Менялся уклад жизни. Очень многое разрушалось и безвозвратно утрачивалось, но и создавалось многое. В преддверии 90-х, под эгидой Минэнерго (тогда оно называлось Минтопэнерго) была создана Коррозионная Ассоциация Российского топливно-энергетического комплекса – КАРТЭК – для консолидации деятельности организаций и специалистов-коррозионистов, работающих в топливно-энергетическом комплексе, да и не только в нем.

Ассоциация, в свою очередь, создала в 1993 году Центральный НИИ коррозии и сертификации, являющийся в настоящее время лидером в области коррозионных исследований, испытаний и экспертиз, а также сертификации в интересах ТЭК.

В 1996 году КАРТЭК начал издавать журнал «Практика противокоррозионной защиты». Всякое случалось за 25 лет, но журнал живет и развивается, редколлегия строит планы на будущее. Среди подписчиков, читателей, авторов есть и те, с которыми мы начинали работать 25 лет назад, их немного, но они есть. Спасибо Вам, наши дорогие друзья, и старые, и новые.

По естественным, увы, причинам практически полностью обновился состав редколлегии. Мы помним всех ушедших, но а журнал, надеемся, будет существовать и дальше. Мы с Вами, каждый из нас, вносит в это свой вклад. Спасибо.

Главный редактор А.П. Акользин.





**ПРАКТИКА
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

Том 26 № 3 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

ЛЕКОРЕ 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 3 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:

ТРУБОПРОВОДЫ – КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА

А.Г. Дидух, К.Б. Оралбаева, Д.Б. Абдухалыков, М.Е. Кундыбаев,
Д.К. Жамбакин

Качественные показатели транспортируемой воды как индикаторы
коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода..... 7

Д.А. Маркелов, В.А. Мелкий, Д.В. Долгополов, А.П. Акользин,
О.С. Алешко-Ожевская

Использование ГИС-технологий и материалов аэрокосмической съемки для
анализа дефектов трубы магистральных нефтепроводов..... 17

**ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И НЕФТЕГАПЕРЕРАБОТКИ
– КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

Л.С. Моисеева, Н.И. Данилина

Оценка бактерицидной эффективности реагента «UNIKO-N» относительно
сульфатовосстанавливающих бактерий в нефтепромысловых водах..... 22

Л.С. Моисеева, А.П. Макаров

Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых
предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих
сероводородсодержащую продукцию. Часть II. Повышение надежности
сероводородсодержащих нефтегазовых объектов при их проектировании,
строительстве, эксплуатации и ремонте. Способы и средства защиты
оборудования и деталей в средах, содержащих сероводород. Виды
контроля и испытаний образцов и изделий..... 30

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:

PIPELINES – CORROSION AND PROTECTION

A.G. Didukh, K.B. Oralbaeva, D.B. Abdukhalykov, M.E. Kundybayev,
D.K. Zhambakin

Quality indicators of transported water as performance of corrosion processes on
the inner surface of the water pipeline..... 7

D.A. Markelov, V.A. Melkiy, D.V. Dolgoplov, A.P. Akolzin, O.S. Aleshko-Ozhevskaya

The use of GIS technologies and aerospace survey materials for the analysis
of pipe defects in main oil pipelines and the sources of their occurrence..... 17

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

L.S. Moiseeva, N.I. Danilina

Estimation of bactericidal efficiency of the «UNIKO-N» reagent regarding
sulphate reducing bacteria in oil field waters..... 22

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 2. Improving the reliability of hydrogen sulfide-containing oil and gas
facilities during their design, construction, operation and repair. Methods
and means of protection of equipment and parts in environments containing
hydrogen sulfide. Types of control and testing of samples and products..... 30

SERTIFICATION..... 60

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

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



Подписка на 2022 год начинается!

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 – 4400 рублей, в том числе НДС (10%). Подписная цена включает стоимость доставки.

Стоимость электронной версии одного экземпляра журнала – 3900 рублей, в том числе НДС (20%).

Вы также можете оформить подписку в редакции, для этого позвоните по телефону (985) 776-10-21.

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.



**ТРУБОПРОВОДЫ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

**PIPELINES – CORROSION AND
PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-1.

**Качественные показатели транспортируемой воды как индикаторы
коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода**

А.Г. Дидух, К.Б. Оралбаева, Д.Б. Абдухалыков, М.Е. Кундыбаев, Д.К. Жамбакин✉

¹Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл»,
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Жибек-жолы, д. 154

e-mail: d.zhambakin@rdc.kaztransoil.kz

Аннотация. В представленной работе изучены содержание железа и растворенного кислорода в транспортируемой воде водовода «Астрахань-Мангышлак» и применимость данных показателей в качестве индикаторов коррозионных процессов. Из результатов исследований содержания растворенного кислорода следует, что концентрация кислорода в воде уменьшается по длине водовода. Основное количество растворенного кислорода расходуется на процессы био- и электрохимической коррозии внутренней поверхности водовода. Содержание железа в исходной воде изменяется в пределах 0,1...0,5 мг/л. По длине водовода наблюдается увеличение концентрации железа в транспортируемой воде, что свидетельствует о коррозионных процессах и выносе железа в форме гидроксида. Изучено распределение ингибитора коррозии по длине водовода, на основе концентрации полифосфатов в пробах воды и данных о наличии концентрации фосфорсодержащих соединений в образцах с коррозионными отложениями. Концентрация полифосфатов по трассе водовода понижается, в связи с их расходом на образование фосфатных соединений с поливалентными катионами и формированием защитной пленки на внутренней поверхности водовода. Идентификация фаз на электронограммах и элементный анализ коррозионных отложений, снятых с образцов-темплетов на различных участках водовода, также показал наличие фосфорсодержащих соединений в различных концентрациях.

Ключевые слова: водовод, коррозия, ингибиторы, физико-химические исследования, растворенный кислород, общее железо.

Для цитирования: Дидух А.Г., Оралбаева К.Б., Абдухалыков Д.Б., Кундыбаев М.Е., Жамбакин Д.К. Качественные показатели транспортируемой воды как индикаторы коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 7-16. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-1.

Статья получена: 24.05.2021, опубликована 01.09.2021.

**Quality indicators of transported water as performance of corrosion
processes on the inner surface of the water pipeline**

**A.G. Didukh, K.B. Oralbaeva, D.B. Abdukhalykov, M.E. Kundybayev,
D.K. Zhambakin**✉

¹Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC,
154, Zhibek-zholy, Almaty, 050000, Kazakhstan

e-mail: d.zhambakin@rdc.kaztransoil.kz

Abstract. In the presented work, the content of iron and dissolved oxygen in the transported water of the "Astrakhan-Mangyshlak" pipeline and the applicability of these indicators as measure of corrosion processes are studied. From the results of studies, it follows that the oxygen concentration in water is decreased along the length of the water pipeline. The main amount of dissolved oxygen is consumed for the processes of bio- and electrochemical corrosion of the inner surface of the water pipeline. The iron content in the source water is varied in the range of 0,1...0,5 mg/l. An increase in the concentration of iron in the transported water along the length of the water pipeline indicates corrosion processes and the removal of iron in the form of hydroxide. The distribution of the corrosion inhibitor along the length of the water pipeline was studied based on the concentration of polyphosphates in water samples and the presence and concentration of phosphorus-containing compounds in the samples of corrosive deposits. The concentration of polyphosphates along the route of the water pipeline is decreased, due to their consumption for the formation of phosphate compounds with polyvalent cations and the formation of a protective film on the inner surface of the water pipeline. The identification of phases on the electron diffraction patterns and elemental analysis of corrosion deposits taken

from template samples in different sections of the water pipeline also showed the presence of phosphorus-containing compounds in various concentrations.

Keywords: water pipeline, corrosion, inhibitors, physicochemical studies, dissolved oxygen, total iron.

For citation: Didukh, A. G., Oralbaeva, K. B., Abdukhalykov, D. B., Kundybayev, M. E., & Zhambakin, D. K. (2021). Quality indicators of transported water as performance of corrosion processes on the inner surface of the water pipeline *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(3), 7-16. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-1.

Received: May 24, 2021. Published: September 01, 2021.

Введение

Магистральный водовод «Астрахань-Мангышлак» предназначен для подачи технической воды для водоснабжения нефтепромыслов в Западном Казахстане, а также питьевого водоснабжения городов и поселков после доведения ее до питьевого качества на водоочистных сооружениях. Водовод длиной 1041 км труб из стали 17Г1С диаметром 1220, 1020 и 720 мм был построен в 1987-1989 гг. без внутреннего защитного цементно-песчаного покрытия.

Длительный период эксплуатации магистральных водоводов без внутренней антикоррозионной защиты приводит к достаточно высокой интенсивности процессов коррозии, вызывающей преждевременный износ трубопровода, а также снижению качества транспортируемой воды.

Одним из эффективных методов борьбы с коррозией внутренней поверхности магистральных водоводов является применение ингибиторов коррозии [1, 2].

Фосфатные ингибиторы коррозии широко используются в практике водоподготовки в качестве ингибиторов, применение которых приводит к формированию защитной фосфатной пленки в течение нескольких месяцев, даже в случае незначительной толщины коррозионных отложений. Исследованиям и практическому применению фосфорсодержащих ингибиторов коррозии для защиты сталей посвящены работы [3-5].

Известно, что удовлетворительная защита при помощи полифосфатов достигается, когда в системе имеются ионы кальция, магния и растворенного кислорода. В таких условиях происходит взаимодействие фосфатов с поливалентными катионами с последующим адсорбированием их комплексов на поверхности железа, приводящее к образованию защитной пленки. Фосфаты, гидрофосфаты и полифосфаты относятся к пассивирующим ингибиторам, механизм защиты которых сводится к тому, что ионы

ингибитора адсорбируются и образуют защитный слой на поверхности металла [6-8].

Если слой достаточно плотен и не имеет пор, то он отделяет металл от коррозионной среды и исключает их взаимодействие. Также полифосфаты наиболее эффективны в движущейся воде [9].

На стадии формирования фосфорсодержащей пленки концентрация полифосфатов ингибитора коррозии в воде снижается за счет расхода на образование защитной пленки на участках трубопровода по направлению движения воды. Так как используемый на водоводе ингибитор является ингибитором полифосфатного типа, мониторинг концентрации полифосфатов по длине водовода является неотъемлемой частью при исследовании коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода.

В системе мониторинга качественных показателей в качестве индикаторов коррозионных процессов кроме концентрации полифосфатов необходимо учитывать концентрацию растворенного кислорода и общего железа. Как известно, концентрация растворенного в воде кислорода является важнейшей характеристикой скорости коррозионного процесса [10, 11]. Одним из индикаторов коррозионных процессов внутренней поверхности водовода является концентрация общего железа, которое в различных формах, переносится с транспортируемой средой [12].

Экспериментальные исследования

При проведении исследований работы велись в соответствии с нормативными документами по отбору проб и определению химического состава воды.

Пробы коррозионных отложений для спектроскопических исследований взяты с образцов-темплетов (изготовленных из материала водовода), установленных на разных участках магистрального водовода в составе кассет контрольно-замерных

устройств (КЗУ).

Элементный анализ коррозионных отложений, снятых с образцов до и после коррозионных испытаний проводился рентгенофлуоресцентной спектроскопией на энергодисперсионной системе микроанализа INCA Energy 450, установленной на сканирующий электронный микроскоп JSM 6610, LV, JOEL, Япония. Исследования коррозионных отложений методом просвечивающей электронной микроскопии проводились на электронном микроскопе ЭМ-125К методом съемки на просвет с применением микродифракции. Идентификация фаз проводилась по таблицам JCPDS. Рентгенофазовый анализ проводился на дифрактометре Philips X'PertPro, расшифровка рентгенограмм и фазовый состав программными обеспечениями HighScore PW3209 и X'PertQuantify соответственно.

Результаты и обсуждение

Исследования характеристик транспортируемой воды

По результатам мониторинга в течение 7 лет содержания растворенного кислорода в транспортируемой воде по водоводу «Астрахань-Мангышлак» следует, что концентрация кислорода в воде уменьшается по длине водовода (рис. 1). Особенно резкое падение концентрации кислорода происходит в летнее время, когда температура транспортируемой воды наиболее высокая (рис. 1), вследствие чего понижается растворимость кислорода. Основное количество растворенного кислорода расходуется на процессы био- и электрохимической коррозии внутренней поверхности водовода. С 0 км по длине водовода происходит падение концентрации растворенного кислорода до 448 км (расположена водонасосная станция), где происходит подпитка товарной воды кислородом (вследствие разрыва струи). Далее, с 652 км по 1041 км, происходит снижение концентрации кислорода практически до нулевых значений на 973 км и транспортировка воды практически осуществляется в анаэробных условиях.

В первые годы после начала эксплуатации водовода «Астрахань-Мангышлак» были отмечены высокие концентрации железа (до 2,9 мг/л и до 2,0...4,0 мг/л в 1988 г. и

1989 г. соответственно), превышающие измеренные значения в 2000-2003 гг. в 2..7 раз [13]. Это свидетельствует о течении процесса электрохимической коррозии на незащищенной внутренней поверхности водовода. Понижение значений концентрации железа в воде, транспортируемой по водоводу в последующие годы, обусловлены сбалансированным процессом на внутренней поверхности водовода и многолетним формированием защитного слоя при дозировании полифосфатов.

Содержание железа в исходной воде изменяется в пределах 0,1...0,5 мг/л. По длине водовода наблюдается увеличение концентрации железа в транспортируемой воде, однако значения данной величины не превышают 3,0 мг/л (рис. 2).

Увеличение содержания железа происходит по причине накопления железа, корродирующего с уменьшающейся скоростью, т.к. по длине трубопровода снижается концентрация кислорода. Дополнительный вклад в процесс повышения концентрации железа вносят такие факторы, как повышение температуры по длине водовода и нестабильность скорости потока воды (вследствие увеличения/уменьшения объемов перекачки воды по водоводу).

Результаты анализа содержания полифосфатов представлены на рис. 3. С 2012 по 2018 гг. концентрация полифосфатов в исходной речной воде изменяется от 0,06 до 0,27 мг/л. В летний период в товарной воде на начальном участке водовода содержание полифосфатов изменялось от 2,37 до 3,30 мг/л.

Далее по трассе водовода содержание полифосфатов понижается в пределах 0,54...1,2 мг/л (в зависимости от сезона года) на 300 км, до 0,1...0,69 мг/л на 448 км и до 0,01...0,31 мг/л на 1041 км (данные весеннего периода 2014 г. не учитывались).

Понижение концентрации полифосфатов по длине водовода связано с их расходом на образование фосфатных соединений с ионами кальция, магния, железа, что приводит к формированию защитной пленки на внутренней поверхности водовода. Понижение содержания полифосфатов на конечных участках может происходить в результате жизнедеятельности микроорганизмов,

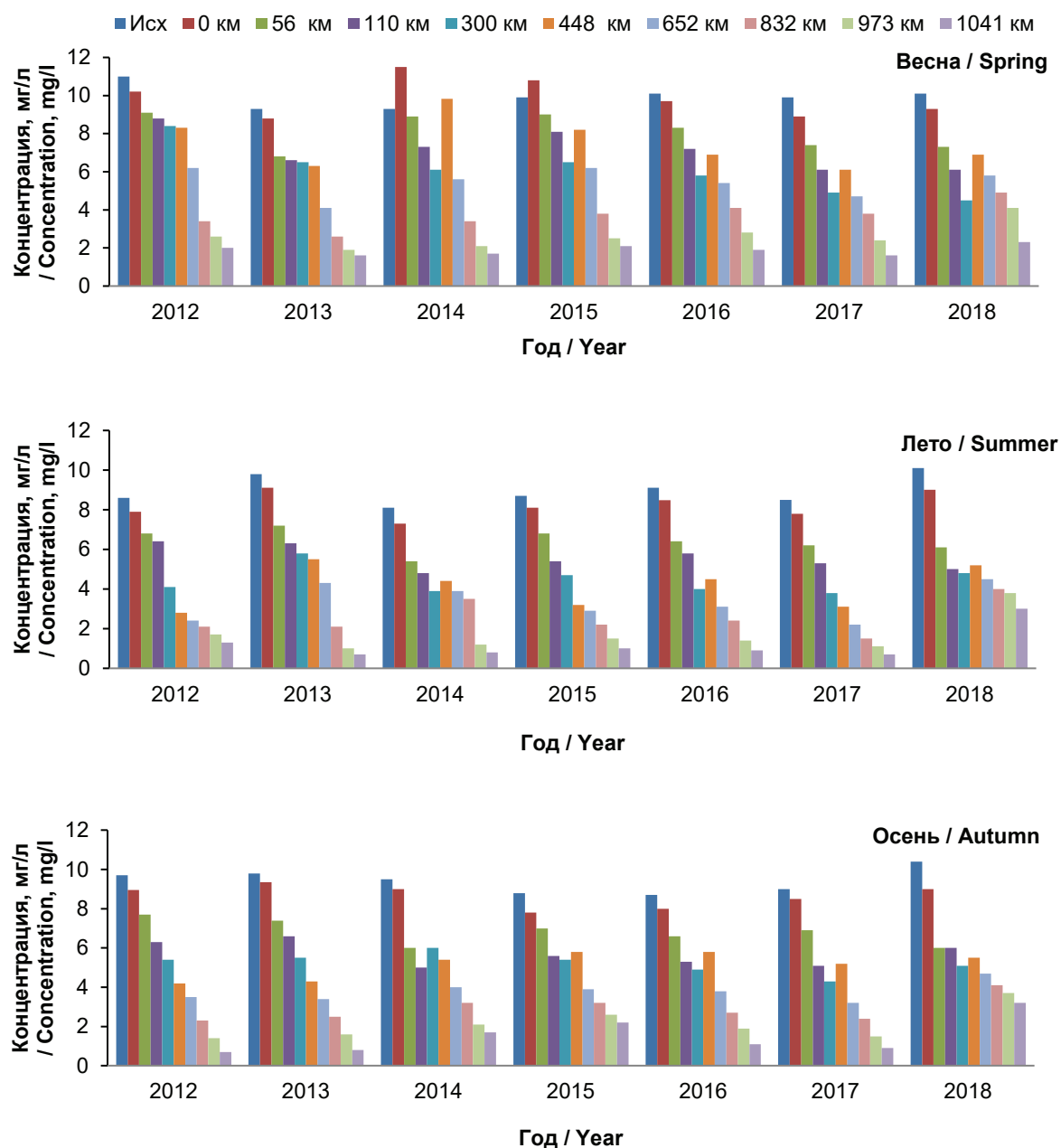


Рис. 1. Изменение концентрации растворенного кислорода (мг/л) по длине водовода в зависимости от сезона года в период 2012-2018 гг.

Fig. 1. Concentration change of dissolved oxygen (mg/l) along the length of the water conduit depending on the season of the year in the period 2012-2018

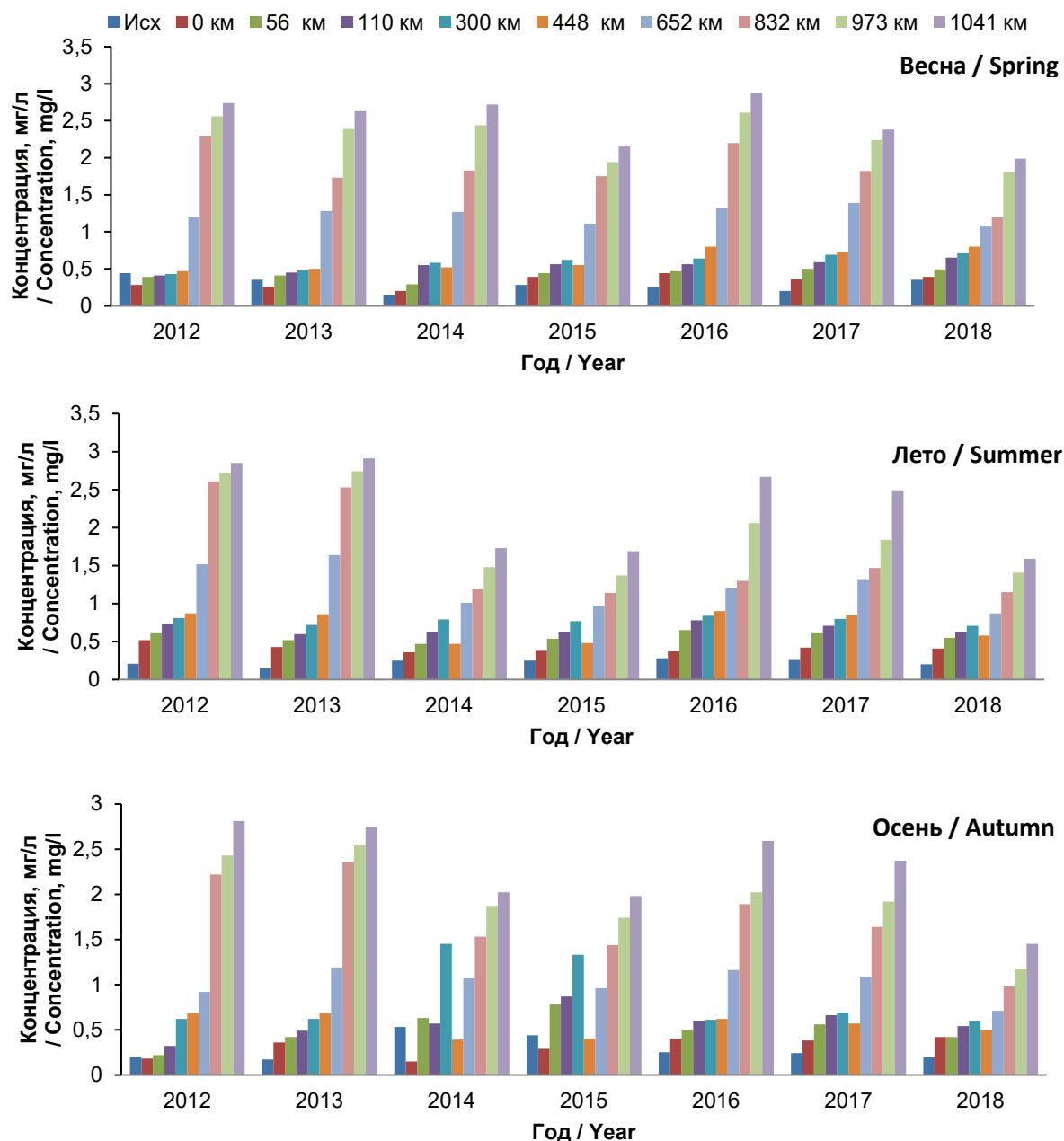


Рис. 2. Изменение концентрации общего железа (мг/л) по длине водовода в зависимости от сезона года в период 2012-2018 гг.

Fig. 2. Concentration change of total iron (mg/l) along the length of the water conduit depending on the season of the year in the period 2012-2018

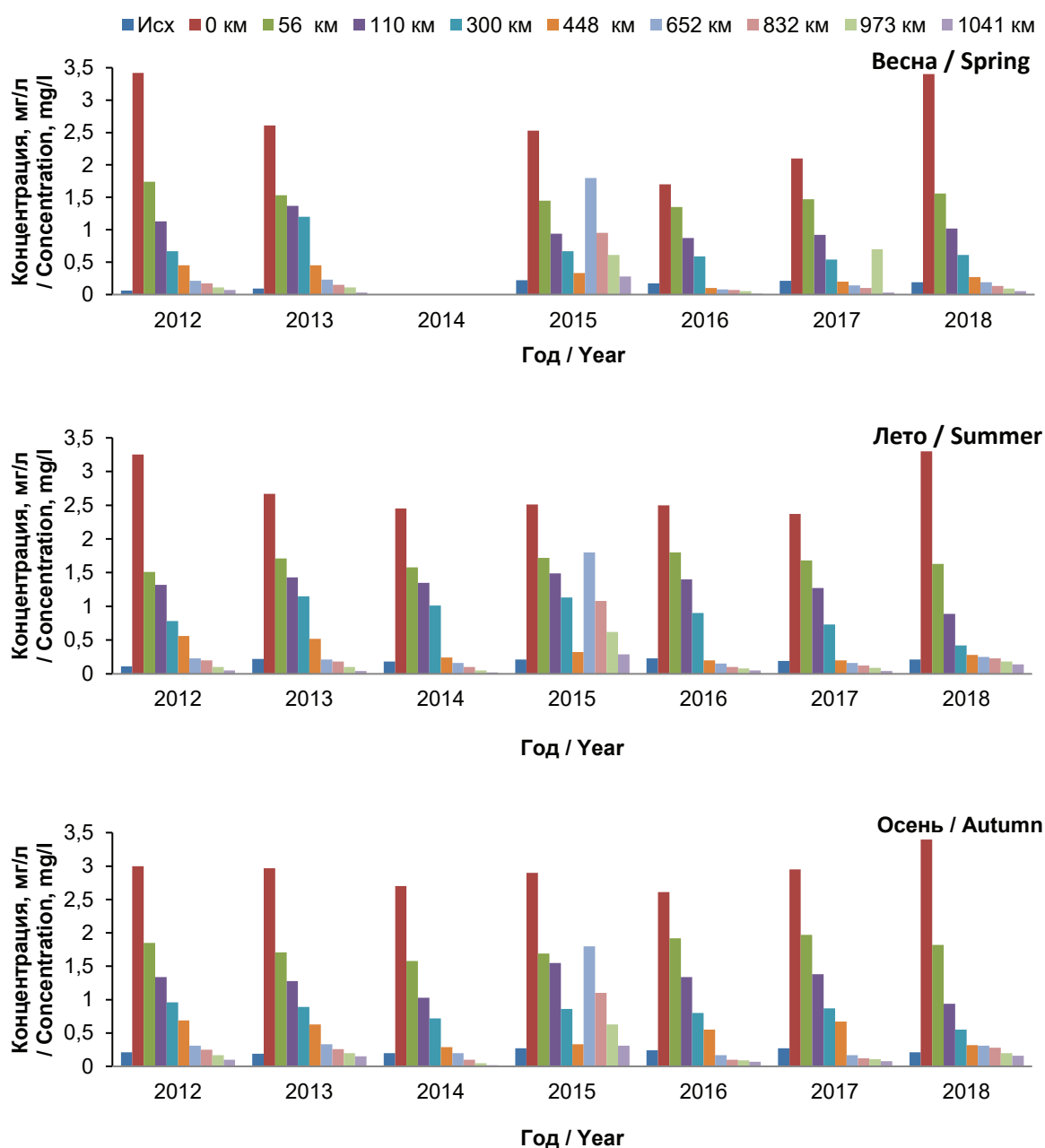


Рис. 3. Изменение концентрации полифосфатов (мг/л) по длине водовода в зависимости от сезона года в период 2012-2018 гг.

Fig. 3. Concentration change of polyphosphates (mg/l) along the length of the water conduit depending on the season of the year in the period 2012-2018

которые используют фосфор для своего развития.

Исследования коррозионных отложений

В ходе изучения коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода были исследованы (посредством рентгено-флюоресцентной спектроскопии, электронной микроскопии и рентгенофазового анализа) коррозионные отложения, образовавшиеся на образцах-темплетах (изготовленных из материала водовода), установленных на разных участках магистрального водовода в составе кассет контрольно-замерных устройств (КЗУ).

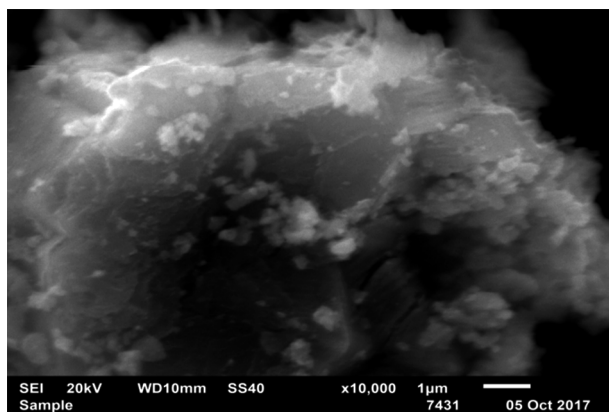
Электронные микрофотографии образ-

цов коррозионных отложений (рис. 4), полученные при разном увеличении, показывают их многофазность (коррозионные отложения содержат целый набор фаз различной природы и состава) и наличие агрегатов из мелких частиц с сильно отличающейся структурой.

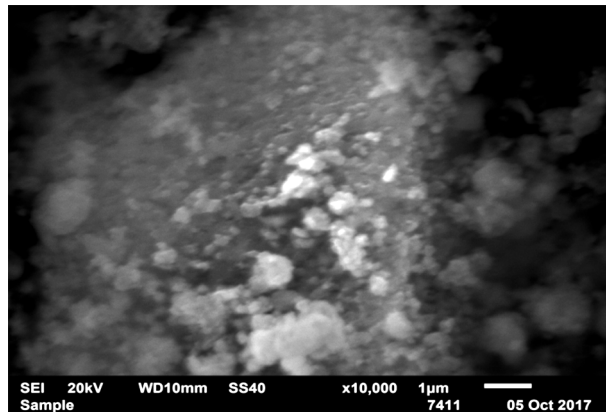
Идентификация фаз на электронограммах коррозионных отложений показала присутствие следующих фаз:

- 56 км – лепидокрокит $\gamma\text{-FeOOH}$, имеются фосфорсодержащие фазы $\text{MnPO}_4 \cdot 1,5\text{H}_2\text{O}$, AlPO_4 и фазы других соединений SiO_2 , $\text{MgAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}$, $\beta\text{-Mn}_{0,8}\text{Ca}_{0,2}\text{SiO}_3$, MgSiO_3 .

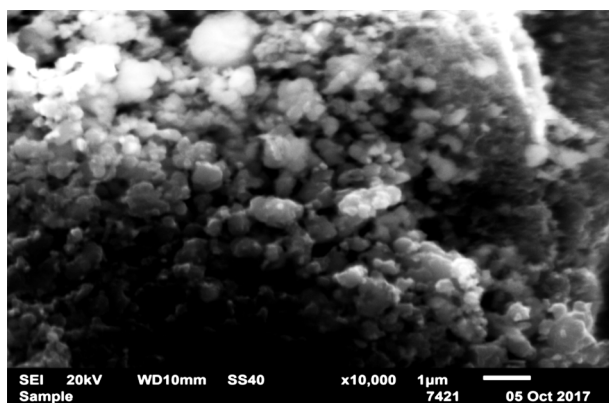
- 448 км после ввода ингибитора – аканганеит $\beta\text{-FeO(OH)}$ и лепидокрокита $\gamma\text{-FeOOH}$, также обнаружены фосфорсодержащие



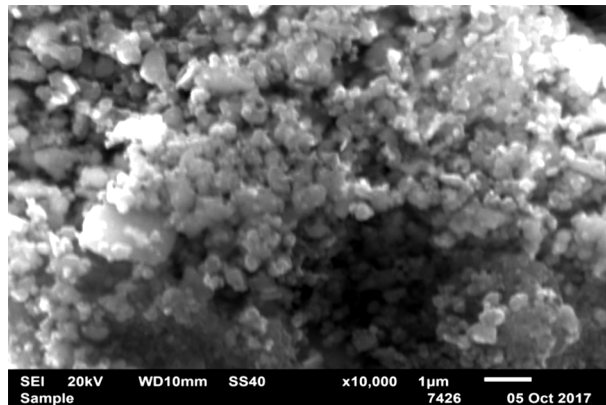
a



b



c



d

Рис. 4. Микрофотографии коррозионных отложений, снятых с поверхности образцов-темплетов при увеличении в 10000 раз:

a) 0 км; b) 56 км; c) 448 км до ввода ингибитора; d) 448 км после ввода ингибитора

Fig. 4. Micrographs of corrosion deposits taken from the surface of template samples with a magnification of 10,000 times:

a) 0 km; b) 56 km; c) 448 km before the injection of the inhibitor; d) 448 km after the injection of the inhibitor

фазы $K_2H_3SiO_4PO_4$, $AlPO_4$ и фазы других соединений $CaMn_3O_{10}$, $Mg_2Al_4Si_5O_{15}$, MnO , $MnOS$.

Эти результаты согласуются с данными рентгенофазового анализа, также показывающими наличие в коррозионных отложениях нескольких железосодержащих фаз. Также по данным рентгенофазового анализа кристаллической составляющей коррозионных отложений являются несколько видов фосфорсодержащих соединений: так, на 0 км обнаружено содержание $Na_2Mg_2Fe(PO_4)_3$, а на 110 км, помимо этого соединения, обнаружено присутствие $(Al_4Fe_{21}(PO_4)_{17}O_6(OH)_{12}(H_2O)_{24})$ в соотношении $\sim 1:2$.

Элементный анализ коррозионных отложений, снятых с образцов-темплетов на различных участках водовода (были установлены в КЗУ) также показал наличие фосфорсодержащих соединений в следующих концентрациях:

- на 0 км – 0,58%;
- на 56 км – 3,37%;
- на 110 км – 3,53%;
- на 448 км (до ввода ингибитора) – 7,94%;
- на 448 км (после ввода ингибитора) – 11,01%.

Содержание железа (согласно данным элементного анализа) на начальном участке составляет 60,15%, далее происходит снижение до 57,46%, а после дополнительного ввода ингибитора коррозии на 448 км содержание железа с 46,89 снижается до 39,47%.

Заключение

Подтвержденное различными методами наличие фосфорсодержащих соединений, а также наблюдаемое повышение содержания фосфора и уменьшение содержания железа в составе коррозионных отложений, снятых с образцов-темплетов на 56 км и 448 км (после ввода ингибитора), обусловлено вводом ингибитора коррозии полифосфатного типа в транспортируемую воду на 0 км и 448 км. Кроме того, о процессе образования ингибиторной пленки свидетельствует увеличение содержания P , Mg , Al , Ca , Mn и других элементов в составе коррозионных отложений (обусловлено их взаимодействием с полифосфатами).

Эти показатели согласуются с результатами исследований содержания железа и

кислорода по длине водовода, которое изменяется в стабильном интервале и указывает на определенные значения скорости коррозионных процессов на участках водовода. При этом стабилизация содержания железа обусловлена снижением коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода, а также многолетним формированием защитного слоя при дозировании ингибитора полифосфатного типа (что подтверждается данными об изменении содержания полифосфатов в воде).

В связи с полученными результатами становится очевидным, что необходимо на регулярной основе проводить мониторинг показателей, являющихся своего рода индикаторами коррозионных процессов, для получения представления о коррозионном состоянии внутренней поверхности магистрального водовода.

Литература

1. Obot I.B., Solomon M.M., Umoren S.A., Suleiman R., Elanany M., Alanazi N.M., Sorour A.A. Progress in the development of sour corrosion inhibitors: Past, present, and future perspectives // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2019 – V. 79 – P. 1-18.
2. Tang Z. A review of corrosion inhibitors for rust preventative fluids // Current Opinion in Solid State and Materials Science. – 2019. – V. 23, Issue 4.
3. Migahed M.A., Alsabagh A.M., Abdou M.I., Abdel-Rahman A.A.-H., Aboulrous A.A. Synthesis a novel family of phosphonate surfactants and their evaluation as corrosion inhibitors in formation water // Journal of Molecular Liquids. – 2019. – V. 281. – P. 528-541.
4. Valcarce M.B., Vázquez M. Phosphate ions used as green inhibitor against copper corrosion in tap water // Corrosion Science. – 2010. – V. 52, Issue 4. – P. 1413-1420.
5. Salasi M., Shahrabi T., Roayaei E., Aliofkhazraei M. The electrochemical behaviour of environment-friendly inhibitors of silicate and phosphonate in corrosion control of carbon steel in soft water media // Materials Chemistry and Physics. – 2007. – V. 104. – P. 183-190.
6. Kartsonakis I.A., Stamatogianni P., Karaxi E.K., Costas A. Comparative Study on the Corrosion Inhibitive Effect of 2-Mercaptobenzothiazole and Na_2HPO_4 on Industrial Conveying

API 5L X42 Pipeline Steel // Appl. Sci. – 2020. – V. 10, № 1. – P. 290.

7. Dariva C.G., Galio A.F. In book: Developments in Corrosion Protection, Edition: 1st, Chapter: Corrosion Inhibitors – Principles, Mechanisms and Applications, Publisher: In-Tech, 2014. – P. 365-380.

8. Shreir L.L. The Mechanism of Corrosion Prevention by Inhibitors. In Corrosion (Vol. 2). – Newnes-Butterworths, 1976. – 1232 p.

9. Trueman B.F., Krkošek W.H., Gagnon G.A. Effects of ortho- and polyphosphates on lead speciation in drinking water // Environmental Science: Water Research & Technology. – 2018. – V. 4, № 4. – P. 505-512.

10. Томашев Н.Д. Теория коррозии и защиты металлов. – М.: Академия Наук СССР, 1960. – 592 с.

11. Розенфельд Л.И. Коррозия и защита металлов. – М.: Металлургия, 1970. – 448 с.

12. Алдыяров Т.К., Байбатыров Е.Н., Неведов А.Н., Оралбаева К.Б., Махмотов Е.С., Дидух А.Г., Алексеев С.Г. Транспортировка воды по водоводу “Астрахань - Мангышлак”. – Тараз: Формат-Принт, 2013. – 512 с.

References

1. Obot, I. B., Solomon, M. M., Umoren, S. A., Suleiman, R., Elanany, M., Alanazi, N. M., & Sourour, A. A. (2019). Progress in the development of sour corrosion inhibitors: Past, present, and future perspectives. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 79, 1-18. doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.046.

2. Tang, Z. (2019). A review of corrosion inhibitors for rust preventative fluids. *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, 23(4), 100759. doi.org/10.1016/j.cossms.2019.06.003.

3. Migahed, M. A., Alsabagh, A. M., Abdou, M. I., Abdel-Rahman, A. A.-H., & Aboulrous, A. A. (2019). Synthesis a novel family of phosphonate surfactants and their evaluation as corrosion inhibitors in formation water. *Journal of Molec-*

ular Liquids, 281, 528-541. doi.org/10.1016/j.molliq.2019.02.093

4. Valcarce, M. B., & Vázquez, M. (2009). Phosphate ions used as green inhibitor against copper corrosion in tap water. *Corrosion Science*, 52(4), 1413-1420. doi.org/10.1016/j.corsci.2009.12.015.

5. Salasi, M., Shahrabi, T., Roayaei, E., & Aliofkhazraei, M. (2007). The electrochemical behaviour of environment-friendly inhibitors of silicate and phosphonate in corrosion control of carbon steel in soft water media. *Materials Chemistry and Physics*, 104(1), 183-190. doi.org/10.1016/j.matchemphys.2007.03.008.

6. Kartsonakis, I. A., Stamatogianni, P., Karaxi, E. K., & Charitidis, C. A. (2019). Comparative Study on the Corrosion Inhibitive Effect of 2-Mercaptobenzothiazole and Na₂HPO₄ on Industrial Conveying API 5L X42 Pipeline Steel. *Applied Sciences*, 10(1), 290. doi.org/10.3390/app10010290.

7. Dariva, C. G., & Galio, A. F. (2014). Corrosion Inhibitors – Principles, Mechanisms and Applications. *Developments in Corrosion Protection*. doi.org/10.5772/57255.

8. Shreir, L. L. (1976). 18.3 The Mechanism of Corrosion Prevention by Inhibitors. In *Corrosion* (Vol. 2). essay, Newnes-Butterworths.

9. Trueman, B. F., Krkošek, W. H., & Gagnon, G. A. (2018). Effects of ortho- and polyphosphates on lead speciation in drinking water. *Environmental Science: Water Research & Technology*, 4(4), 505-512. doi.org/10.1039/c7ew00521k.

10. Tomashov, N. D. (1960). *Theory of corrosion and metal protection (in russ.)*. Moscow: USSR Academy of Sciences.

11. Rosenfeld, L. I. (1970). *Corrosion and metal protection (in russ.)*. Moscow: Metallurgy.

12. Aldyyarov, T. K., Baybatyrov, E. N., Nefedov, A. N., Oralbayeva, K. B., Makhmotov, E. S., Didukh, A. G., & Alekseev, S. G. (2013). *Transportation of water through the Astrakhan - Mangyshlak water pipeline (in russ.)*. Taraz: Format-Print.



Информация об авторах

Дидух Александр Геннадьевич, к.х.н., заместитель директора, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Республика Казахстан

Оралбаева Каламкас Багдатовна, к.х.н., руководитель лаборатории физико-химических исследований, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Абдухалыков Дамир Бакытович, к.х.н., руководитель лаборатории коррозии, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Кундыбаев Медет Ергалиевич, научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Жамбакин Даурен Кабылулы, научный сотрудник лаборатории коррозии, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Information about authors

Aleksandr G. Didukh, Ph.D. in Chemistry, Deputy Director, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Republic of Kazakhstan

Kalamkas B. Oralbayeva, Ph.D. in Chemistry, Head of the Physico-Chemical Research Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

Damir B. Abdukhalykov, Ph.D. in Chemistry, Head of the Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

Medet E. Kundybaev, researcher, Physico-Chemical Research Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

Dauren K. Zhambakin, researcher, Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

В.И. Хижняков

Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением при транспорте нефти и газа

Объем издания: 11 п.л. (176 стр.).

Стоимость 400 руб.

В монографии обобщен опубликованный материал по коррозионному растрескиванию напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа, приведены результаты многолетних исследований, выполненных под руководством автора, по вопросам коррозионного растрескивания катоднозащищаемой поверхности трубных сталей ферритно-перлитного класса. Значительное внимание уделено разработке новых критериев выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубо-

проводов, позволяющих в экспрессном режиме определять остаточную скорость коррозии и степень электролитического наводороживания трубных сталей при различных напряжениях и потенциалах катодной защиты в нейтральных и слабокислых грунтах в присутствии H_2S и CO_2 . Проанализированы режимы катодной защиты магистральных нефтегазопроводов, где обнаружены стресс-коррозионные трещины на внешней катоднозащищаемой поверхности. Рассмотрены условия электролитического наводороживания стенки трубопроводов различного диаметра: 1420...1426 мм при перезащите, когда катоднозащищаемая поверхность трубопровода и прилегающий электролит достигают определенной степени пересыщения и возникновение водородных пузырьков становится возможным. Показано, что на трубопроводах большого диаметра – 1020...1420 мм – наиболее интенсивно электролитическое наводороживание стенки происходит у нижней образующей (под трубой), где процесс молизации и отток водорода затруднен. На трубопроводах диаметром менее 720 мм кривизна трубы начинает оказывать влияние на величину краевого угла смачивания Θ водородного пузырька у нижней образующей. Рост угла смачивания Θ и заметное отделение пузырьков водорода от нижней образующей трубы начинается, когда диаметр трубы меньше 500...600 мм. На трубах диаметром менее 500...600 мм увеличение угла смачивания пузырьков водорода у нижней образующей приводит к увеличению их диаметра; пузырьки начинают подниматься вверх по образующей трубы, что приводит к снижению степени заполнения катоднозащищаемой поверхности у нижней образующей трубы, чего не наблюдается на трубах диаметром более 720 мм.



**ТРУБОПРОВОДЫ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

**PIPELINES – CORROSION
AND PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-2.

**Использование ГИС-технологий и материалов аэрокосмической
съемки для анализа дефектов трубы магистральных нефтепроводов**

**Д.А. Маркелов¹✉, В.А. Мелкий², Д.В. Долгополов³,
А.П. Акользин¹, О.С. Алешко-Ожевская¹**

¹ООО «КАРТЭК»,
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 29

²Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук,
РФ, 693022, г. Южно-Сахалинск, ул. Науки, д. 1Б

³Автономная некоммерческая организация высшего образования «Университет Иннополис»,
РФ, 420500, г. Иннополис, ул. Университетская, д. 1

e-mail: pink@dmpink.ru

Аннотация. Статья посвящена проблеме определения положения дефектов трубы магистрального трубопровода, выявленных с использованием данных внутритрубной диагностики (ВТД) и соотнесения их с возможными источниками. Данные по дефектам могут быть получены с использованием ВТД, привязку в пространстве выполняют с использованием ГИС-технологий (инструментов линейной системы координат), а определение источников дефектов (опасных природных процессов) - с использованием средств дистанционного зондирования Земли.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, внутритрубная диагностика, дистанционное зондирование земли.

Для цитирования: Маркелов Д.А., Мелкий В.А., Долгополов Д.В., Акользин А.П., Алешко-Ожевская О.С. Использование ГИС-технологий и материалов аэрокосмической съемки для анализа дефектов трубы магистральных нефтепроводов и источников их возникновения // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 17-21. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-2.

Статья получена: 12.06.2021, опубликована 01.09.2021

**The use of GIS technologies and aerospace survey materials
for the analysis of pipe defects in main oil pipelines
and the sources of their occurrence**

**D.A. Markelov¹✉, V.A. Melkiy², D.V. Dolgoplov³,
A.P. Akolzin¹, O.S. Aleshko-Ozhevskaya¹**

¹CEO of CARTEC LLC,
29, Leninsky Ave., Moscow, 119071, Russian Federation

²Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far East Branch of Russian Academy of Science,
1b, Nauki street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693022, Russian Federation

³«Innopolis University»,
1, Universitetskaya str, Innopolis, 420500, Russian Federation

e-mail: pink@dmpink.ru

Abstract. The article is devoted to the problem of determining the position of pipe defects in the main pipeline, identified using in-line diagnostics (IDD) data and correlating them with possible sources. Data on defects can be obtained using IDD, spatial referencing is performed using GIS technologies (linear coordinate system tools), and the sources of defects (hazardous natural processes) are determined using Earth remote sensing tools.

Keywords: main oil pipeline, in-line diagnostics, remote sensing of the earth.

For citation: Markelov, D. A., Melkiy, V. A., Dolgoplov, D. V., Akolzin, A. P., & Aleshko-Ozhevskaya, O. S. (2021)

The use of GIS technologies and aerospace survey materials for the analysis of pipe defects in main oil pipelines and the sources of their occurrence. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(3), 17-21. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-2.

Received: June 12, 2021. Published: September 01, 2021.

Введение

Магистральный нефтепровод (МН) является сложной технической системой, эксплуатируемой в различных природных условиях. В процессе его функционирования неизбежно возникают обстоятельства, приводящие к тем или иным изменениям функциональных свойств, нарушению нормативного технического состояния.

Дефекты могут возникать на всех этапах функционирования нефтепровода – от производства до эксплуатации. Источниками их возникновения могут быть: нарушения положений нормативных документов и режимов технологических процессов, хозяйственная деятельность человека в зоне трубопровода, не связанная с его функционированием, различные воздействия природной среды.

Некоторые виды дефектов сами могут послужить источниками возникновения других дефектов. Так, например, дефекты систем электрохимической защиты могут спровоцировать возникновение коррозии на трубопроводе. Последствиями аварий также могут быть дефекты оборудования или труб, непосредственно не вошедших в зону поражения, но подвергшихся воздействию взрывной волны, перепадов давления, чужеродных элементов в транспортируемом продукте, смещению от проектного положения и т.п.

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов во многом зависит от своевременного выявления дефектов. При этом важным является не только обнаружение дефектов, но и определение источников их возникновения и последствий развития.

Обобщенная схема причинно-следственной связи возникновения и развития дефектов трубы магистральных нефтепроводов показана на рис. 1.

Основными природными источниками возникновения дефектов инфраструктуры магистральных нефтепроводов являются экзогенные и эндогенные геологические процессы, а также атмосферные процессы и явления, в зоне воздействия которых находится нефтепровод. Осадки способ-

ствуют развитию коррозии как наземных, так и подземных элементов магистральных нефтепроводов и возникновению дополнительной нагрузки на надземные части трубопроводов. Их воздействие проявляется при неэффективных системах и способах защиты от коррозии и ошибках проектирования.

Механизмы накопления дефектов, как правило, бывают смешанными. Действие каждого фактора разрушения усиливается при наличии других разрушающих факторов. Например, наличие механического напряжения заметно (иногда на порядок) ускоряет скорость коррозии за счет смещения электрохимического потенциала металла. А присутствие в зоне напряжения дефектов сварных швов снижает прочность данного участка в несколько раз.

Из приведённых на рисунке дефектов именно коррозионные оказывают особенно пагубное влияние на состояние труб. Коррозия металла возникает в результате процесса самопроизвольного окисления, приводящего к разрушению металла под воздействием окружающей среды. Металл разрушается с образованием пятен и каверн значительной глубины, иногда поражающих всю глубину стенки.

Разрушения внутренней поверхности труб в виде канавок встречаются на участках трубопровода, где имеются скопления воды, в результате совместного действия электрохимической коррозии и абразивного действия механических частиц, циркулирующих в застойной зоне. Скорость коррозионных процессов зависит от многих факторов, связанных как со свойствами металлического материала трубы, так и со свойствами внешней среды.

Основным инструментом обнаружения дефектов трубы являются средства внутритрубой диагностики, которые позволяют определить (диагностировать) дефекты трубных секций. При проведении такого рода исследований важно своевременно определить взаимосвязь между дефектами и источниками их возникновения. Слож-

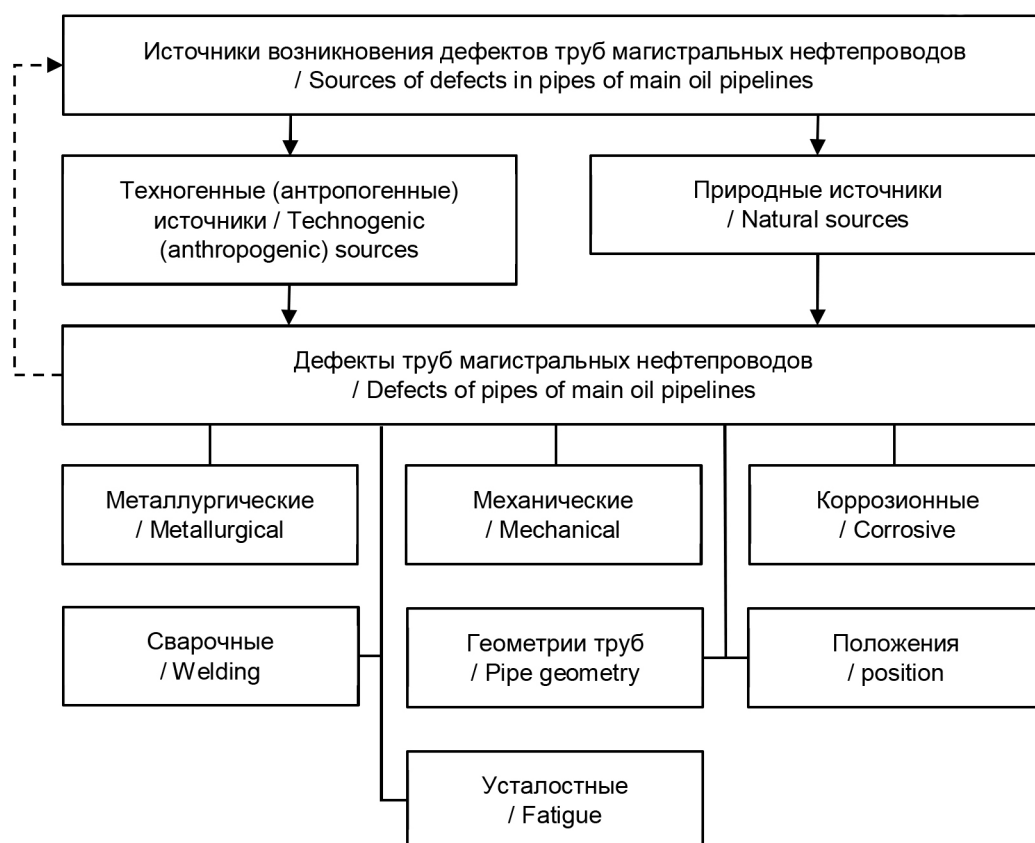


Рис. 1. Обобщенная схема процесса возникновения и развития дефектов трубы магистральных нефтепроводов

Fig. 1. Generalized diagram of process of occurrence and development of defects in the main pipelines

ность заключается в том, что результаты внутритрубной диагностики имеют линейную привязку (дистанцию по трассе МН), связанную с участком внутритрубной диагностики, а их возможные источники имеют свое географическое представление на карте. При размещении на карте линейных событий (результатов ВТД) неизбежно возникают ошибки, связанные с переходами от линейной к географической системе координат и обратно, в ряде случаев довольно существенные. Величина ошибок может достигать десятков, что может быть обусловлено недостаточной точностью определения координат при обработке материалов ВТД, ошибками пересчета, недостаточным количеством контрольных точек, имеющих координаты в обоих представлениях.

Для уменьшения ошибки перехода от линейной системы координат к географическо-

му представлению на карте целесообразно использовать инструменты работы с линейной системой координат, которые предусмотрены рядом геоинформационных продуктов. Например, такими, как ArcGIS Pipeline Referencing (ESRI).

Для построения линейной системы координат используют ось трассы и калибровочные точки, которые имеют как линейные координаты, так и географические (рис. 2). На магистральных нефтепроводах такими калибровочными точками могут выступать: задвижки, вентузы, камеры пуска и приема средств очистки и диагностики и т.д.

Для выявления опасных природных процессов в коридоре трассы осуществляют регулярный геотехнический мониторинг с использованием средств аэросъемки (рис. 3), воздушного лазерного сканирования, наземных обследований [1]. Такой комплекс работ

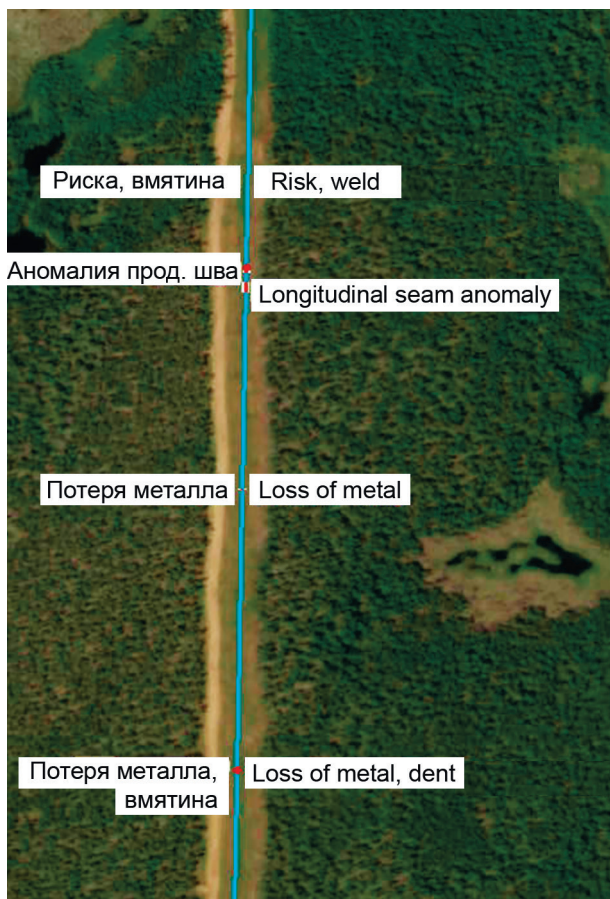


Рис. 2. Участок трубопровода с дефектами на космическом изображении.

Данные по дефектам получены по результатам внутритрубной диагностики.

Положение дефектов определено с использованием линейной системы координат

Fig. 2. The pipe part with defects on space picture. The data on defects were obtained on results of in-line diagnostics. The defect position was performed using the linear coordinate system

необходим для того, чтобы выявить опасные процессы на ранних стадиях и успеть провести компенсирующие мероприятия, обеспечив безопасную эксплуатацию трубопровода.

Использование ГИС для создания единого геоинформационного пространства магистрального нефтепровода [2] позволяет проводить совместный анализ данных внутритрубной диагностики и результатов мониторинга опасных природных процессов, определять взаимосвязи между дефектами и источниками их возникновения, прогнозировать развитие протекающих процессов.

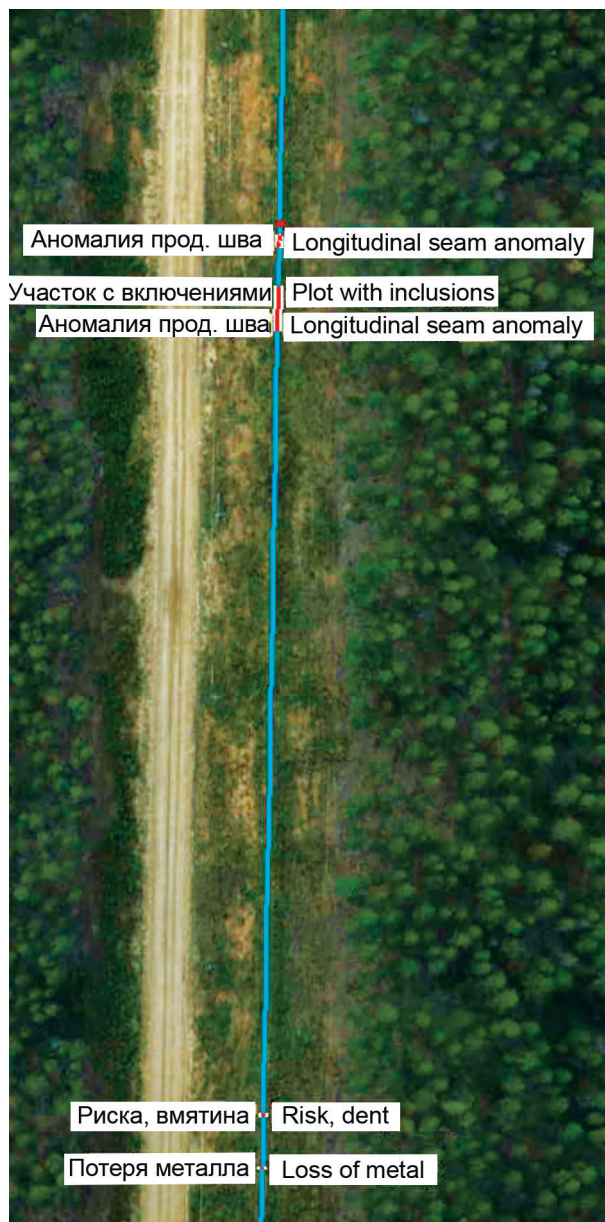


Рис. 3. Участок трубопровода с дефектами на аэроснимке, полученном в процессе геотехнического мониторинга участка трассы

Fig. 3. The part of pipeline with defects on aerophotograph received in the process of geotechnical monitoring of pipe run

Литература

1. Makarycheva E.M., Surikov V.I., Kuznetsov T.I., Dolgoplov D.V. Geotechnical monitoring of pipelines located in difficult climatic conditions // 13 Pipeline Technology Conference (Berlin, 12-14 марта 2018 года) – Berlin, 2018. – С. 14-20.
2. Долгополов Д.В. Геопространство тру-

бопроводного транспорта // Вестник Сибирского государственного университета геосистем и технологий. – 2021. – Т. 26, № 1. – С. 76-85.

References

1. Makarycheva, E. M., Surikov, V. I., Kuznetsov, T. I., & Dolgoplov, D. V. (2018).

Geotechnical monitoring of pipelines located in difficult climatic conditions. *Proceedings of the 13 Pipeline Technology Conference* (12-14 March 2018, Berlin,) – Berlin, 2018. – С. 14-20.

2. Dolgoplov, D. V. (2021). Geospace of pipeline transport. *Bulletin of the Siberian State University of Geosystems and Technologies*, 26(1), 76-85.

Информация об авторах

Маркелов Данила Андреевич, д.т.н., н.с., ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

Мелкий Вячеслав Анатольевич, д.т.н., в.н.с., Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Южно-Сахалинск, Российская Федерация

Долгополов Даниил Валентинович, к.т.н., руководитель группы Центра ГИС, Университет Иннополис, г. Иннополис, Российская Федерация

Акользин Андрей Павлович, д.т.н., профессор, генеральный директор, ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

Алешко-Ожевская Ольга Сергеевна, н.с., ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

Information about authors

Danila A. Markelov, Doctor of Technical Sciences, researcher, CEO of CARTEC LLC, Moscow, Russian Federation

Vyacheslav A. Melkiy, Doctor of Technical Sciences, leading researcher, Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far East Branch of Russian Academy of Science, Yuzhno-Sakhalinsk, Russian Federation

Daniil V. Dolgoplov, Ph.D. in Technical Sciences, head of GIS Center group, Innopolis University, Innopolis, Russian Federation

Andrey P. Akolzin, Doctor of Technical Sciences, Professor, General Director, CEO of CARTEC LLC, Moscow, Russian Federation

Olga S. Aleshko-Ozhevskaya, researcher, CEO of CARTEC LLC, Moscow, Russian Federation

В.И. Вигдорович, 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.



**ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И
НЕФГАЗОТЕПЕРЕРАБОТКИ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

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

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-3.

**Оценка бактерицидной эффективности реагента «UNIKO-N»
относительно сульфатвосстанавливающих бактерий
в нефтепромысловых водах**

Л.С. Моисеева¹, Н.И. Данилина²

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

²ООО «УНИКО»,
РФ, 109029, г. Москва, ул. Нижегородская, д. 32, стр. 15

e-mail: 995726@npoeekomir.ru

Аннотация. Представлены результаты исследования эффективности реагента нового поколения UNIKO-N-60 и его модификаций, не содержащих солей четвертичных аммониевых соединений (ЧАС), для инактивации сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в закачиваемой жидкости на УКПН «Ашит» НГДУ-1 АО «Белкам-нефть» им. А.А. Волкова.

Получены сравнительные данные по оценке эффективности при изменении дозировки реагента на культурах СВБ двух промысловых объектов УКПН «Ашит» и РВС-13 УКПН «Ашит».

Получены данные, свидетельствующие о том, что образцы UNIKO-N проявляют высокую эффективность. Подавление роста СВБ образцами полимерных композиций UNIKO-N происходит при малой дозировке 5 г/м³. Эффективность реагента не менялась при увеличении дозировки до 100 г/м³. Показана их более высокая эффективность по сравнению с базовым реагентом.

Отмечено, что реагенты UNIKO-N на основе высокомолекулярных полимерных соединений обладают биоцидной активностью в отношении всех видов бактерий, включая СВБ, вирусов и грибов, одновременно с этим проявляют свойства ингибиторов коррозии. Установлено, что полимерные композиции UNIKO-N, защищают сталь Ст3 от общей коррозии в минерализованной воде в отсутствие сероводорода при минимальных дозировках. Разработаны и испытаны модификации реагента UNIKO-N, имеющие разную температуру замерзания, концентрацию активных компонентов и различные функциональные добавки.

Использование реагентов нового поколения в подавлении СВБ в технологиях нефтедобычи, не содержащих в своем составе ЧАС, позволяет исключить их отрицательное влияние на состояние оборудования и трубопроводов.

Ключевые слова: биокоррозия, бактерицидная эффективность, сульфатвосстанавливающие бактерии, подавление, нефтепромысловые воды.

Для цитирования: Моисеева Л.С., Данилина Н.И. Оценка бактерицидной эффективности реагента «Uniko-N» относительно сульфатвосстанавливающих бактерий в нефтепромысловых водах // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 22-29. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-3.

Статья получена: 24.05.2021, опубликована 01.09.2021.

**Estimation of bactericidal efficiency of the «UNIKO-N» reagent
regarding sulphate reducing bacteria in oil field waters**

L.S. Moiseeva¹, N.I. Danilina²

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

²UNIKO LLC
15 building, 32, st. Nizhegorodskaya, Moscow, 109029, Russian Federation

e-mail: 995726@npoeekomir.ru

Abstract. The article presents the results of a study of the effectiveness of the new generation UNIKO-N-60 reagent and its modifications which do not contain salts of quaternary ammonium compounds (QAC), for inactivation of sulfate-reducing bacteria (SRB) in the pumped liquid at the ASHIT Oil and Gas Production

Department-1 of JSC «Belkamneft» named by A.A. Volkov.

Comparative data have been obtained on the assessment of the effectiveness when changing the dosage of the reagent on SRB cultures of two field facilities of the UKPN ASHIT and RVS-13 UKPN ASHIT.

The obtained data indicate that the samples of the UNIKO-N exhibit high efficiency. The suppression of the growth of SRB by the samples of UNIKO-N occurs at a low dosage of 5 g/m³. The effectiveness of the reagent was not changed when the dosage was increased to 100 g/m³. Their higher efficiency is shown in comparison with the base reagent.

It is noted that reagents of the UNIKO-N series based on high molecular weight polymer compounds have biocidal activity against all types of bacteria, including SRB, viruses and fungi, while simultaneously exhibiting the properties of corrosion inhibitors. It has been established that UNIKO-N polymer compositions protect St 3 steel from general corrosion in mineralized water in the absence of hydrogen sulfide at a minimum dosage of 0,4 to 4,0 mg/l. Modifications of the UNIKO-N reagent have been developed and tested, having different freezing points, concentrations of active components and various functional additives, depending on the needs of a particular consumer.

The usage of reagents of new generation for inactivation of SRB in petroleum production engineering not containing in its composition QAC permits to eliminate their negative influence on state of equipment and pipelines.

Keywords: biocorrosion, bactericidal efficiency, sulfate-reducing bacteria, inhibition, oilfield waters

For citation: Moiseeva, L. S., Danilina, N. I. (2021). Estimation of bactericidal efficiency of the «UNIKO-N» reagent regarding sulphate reducing bacteria in oil field waters. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(3), 22-29. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-3.

Received: May 24, 2021. Published: September 01, 2021.

Введение

Одним из факторов ускоренного разрушения оборудования и трубопроводов на нефтегазопромыслах является микробиологическая коррозия. В настоящее время на большинстве нефтяных месторождений в системе поддержания пластового давления (ППД) применяется вода пластовая, подтоварная и/или пресная из открытых водоемов. Постоянная или периодическая подкачка пресной воды не только изменяет минеральный состав среды системы ППД, но и приводит к появлению опасной микрофлоры.

Оптимальными условиями для развития микробных сообществ является невысокая минерализация (плотность минерализованной воды не выше 1100 г/дм³, температура 30...40 °С, pH 6...8, наличие в воде органических и неорганических веществ, которые являются питательным материалом для микроорганизмов. В ассоциации с сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) почти всегда присутствуют аэробные слизеобразующие бактерии, которые запасают питательные вещества и создают анаэробные условия для роста СВБ.

Рост адгезированных (прикрепленных к поверхности металла) бактериальных клеток происходит гораздо быстрее, чем планктонных. В пределах биопленки создаются благоприятные условия для развития наиболее опасных СВБ и других анаэробов. Установ-

лено, что в результате деятельности СВБ происходит закисление среды, вплоть до pH 2...3. Значительная часть коррозионных повреждений нефтегазопромыслового оборудования обусловлена жизнедеятельностью сообществ микроорганизмов, которые формируются в условиях нефтяного месторождения. Протекание процессов микробиологической коррозии определяется по образованию продуктов коррозии черного цвета – сульфидов железа, появляющихся в результате взаимодействия биогенного сероводорода с железом, а также по запаху сероводорода. Под продуктами коррозии обычно обнаруживаются язвы, питтинги, канавки, что является одной из причин аварии нефтепромысловых трубопроводов и оборудования, а также связанных с ними негативных последствий – загрязнения окружающей среды.

К отрицательным последствиям жизнедеятельности бактерий относятся также бактериальная закупорка и снижение проницаемости пород. Наиболее интенсивное функционирование микробных сообществ наблюдается в системе подготовки и утилизации воды – отстойники, резервуары, трубопроводы системы поддержания пластового давления [1-3].

Применение химических реагентов - один из наиболее эффективных, технологичных и экономически целесообразных способов защиты металлов от биокоррозии в нефтега-

зовой отрасли. Номенклатура промышленных бактерицидов для защиты скважинного оборудования и трубопроводов постоянно обновляется, так как не прекращаются поиски новых эффективных реагентов, подавляющих развития СББ и других микроорганизмов и, таким образом, являющихся средством защиты от H_2S -коррозии биогенного происхождения.

Подавляющее большинство применяющихся и весьма эффективных реагентов содержат в своем составе в качестве высокоэффективного компонента те или иные четвертичные аммониевые соединения (ЧАС). Однако в соответствии с Изменением №1 ГОСТ 54567-2011 «Нефть. Требования к химическим продуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли» (применяется с 01.01.2021) в составе подобных реагентов не должно содержаться ЧАС, способных разлагаться с образованием хлорорганических соединений.

Разработанные в ООО «УНИКО» (г. Москва) реагенты нового класса эффективны в отношении целой группы анаэробов, не содержат в своем составе ЧАС и не приводят к образованию хлорорганических соединений, что согласуется с требованиями «Изменения №1 ГОСТ Р 54567-2011». Реагенты UNIKO-N предназначены на подавление развития СББ и других микроорганизмов в системах подготовки и утилизации воды. Реагенты серии UNIKO-N на основе высокомолекулярных полимерных соединений обладают биоцидной активностью в отношении всех видов бактерий, включая СББ, вирусов и грибов, одновременно с этим проявляют свойства ингибиторов коррозии. Разработаны модификации реагентов, имеющие разную температуру замерзания, концентрацию активных компонентов и различные функциональные добавки, в зависимости от потребностей конкретного потребителя.

Образцы реагентов серии UNIKO-N прошли испытания в лаборатории НГДУ-1 АО «Белкамнефть». Целью проведенных испытаний было изучение эффективности реагента нового поколения UNIKO-N-60, не содержащего ЧАС, для инактивации (СББ) в закачиваемой жидкости на УКПН Ашит НГДУ-1 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Для проведения лабораторных испытаний выбраны два образца из серии биоцидов «UNIKO-N», (образцы 1 и 2 имеют разную температуру замерзания), в качестве сравнения использовался серийно применяющийся биоцид Дарсан Б. Лабораторные испытания проведены в соответствии с методикой, изложенной в РД 03-00147275-067-2001 «Оценка зараженности нефтепромысловых сред и бактерицидного действия реагентов относительно сульфатовосстанавливающих бактерий. Лабораторные, стендовые и опытно-промышленные испытания». Сравнительные испытания проводились на накопительной культуре бактерий с УКПН Ашит, на планктонных формах СББ. Также испытания проведены с использованием воды с РВС-13 УКПН «Ашит».

Для определения биозараженности накопительной культуры произведен контрольный посев СББ без использования бактерицидов. Индекс активности СББ определяли по скорости образования сульфида железа в посевной склянке. Индекс активности принимали равным 100 ед. при образовании черного осадка сульфида железа за 1 сутки, 50 ед. – за 2 сутки.

Индекс активности рассчитывали по формуле:

$$J = 100 / a,$$

где a – время (сут) появления черного осадка с момента посева пробы.

Результаты микробиологических посевов отражены в табл. 1, из которой следует, что содержание СББ в пробах меняется в течение суток – от единиц до 104 кл/мл.

Таким образом установлено, что исходная зараженность накопительной культуры СББ составляла 104 кл/мл, а индекс активности равен 50.

Учитывая, что среди микроорганизмов, инициирующих процессы коррозии, доминируют СББ, проведена оценка бактерицидов серии UNIKO-N (образец 1 и образец 2) по ряду микроорганизмов, развивающихся в наземных, пластовых и подтоварных водах. В ходе оценки эффективности в отношении планктонных форм СББ бактерициды UNIKO-N (образец 1, образец 2) испытаны в широком диапазоне дозировок от минималь-

Таблица 1. Определение в динамике степени зараженности среды
накопительной культурой СББ УКПН «Ашит»

Table 1. Determination in dynamics of the degree of contamination of the environment
of the storage culture SVB UKPN ASHIT

Количество СББ, клеток/мл в течение суток (ч) / Number of SRB, cells/ml during ducks (h)								Индекс активности СББ, J / SRB activity index
1	2	3	5	6	12	15	24	50
10 ⁰	10 ¹	10 ¹	10 ²	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁴	

но возможных до максимально предпочтительных с экономической точки зрения - 5, 10, 20, 60, 100 г/м³. Параллельно испытания прошел бактерицид Дарсан Б в применяющихся дозировках - 20, 40, 60, 80, 100 г/м³. О росте и развитии СББ судили по образованию черного осадка сульфида железа во флаконах. Отсутствие черного осадка свидетельствовало о полном подавлении роста СББ. Результаты эффективности дозировок бактерицидов на накопительных культурах СББ УКПН АШИТ приведены в *табл. 2*.

Результаты эффективности дозировок бактерицидов на накопительных культурах СББ с другого промыслового объекта РВС-13 УКПН «Ашит» приведены в *табл. 3*.

В результате исследований выявлено полное подавление развития СББ двух промысловых объектов УКПН АШИТ и РВС-13 УКПН «Ашит» реагентами UNIKO-N (образец 1, образец 2) в широком диапазоне дозировок, включая минимальные 5, 10, 20 г/м³. Полное подавление развития СББ базовым реагентом Дарсан Б наблюдалось при дозировке 100 г/м³.

Особый интерес представляла оценка эффективности бактерицидов серии UNIKO-N в отношении общей коррозии в нейтральных водных средах. Отдельные испытания были направлены на определение возможности использования высокомолекулярных полимерных композиций биоцидов серии UNIKO-N без опасности развития процессов коррозии в водооборотных системах в нефтегазовой отрасли или даже для ингибирования этих процессов в присутствии полимерных реагентов.

Высокая активность реагентов серии UNIKO-N в отношении всех видов бактерий, включая СББ, вирусов и грибов, обуславливается, как отмечалось, особым полимер-

ным составом. Остаточные концентрации реагента образуют тончайшую пленку на поверхностях труб, тем самым защищая их от коррозии и биообрастания.

Испытания проводились в модельной среде – минерализованной воде состава:

$NaCl$ – 21460 мг/л; K_2SO_4 – 1740 мг/л; $CaCl_2$ – 110 мг/л; $NaHCO_3$ – 1700 мг/л.

Образцы для испытаний – металлические пластины сталь Ст3, подготовленные в соответствии с требованиями ГОСТ 9.502-82. Испытания проводились в лабораторных стеклянных стаканах объемом 3 л (обеспечивающими возможность проведения длительных опытов без уменьшения объема жидкости). Одновременно проведено 9 параллельных опытов с ингибиторами и один контрольный. В каждый стакан помещалось по 3 образца стали. Испытания проводились в статическом режиме при температуре 25 °С в соответствии с ГОСТ Р 9.905, раздел «Порядок проведения гравиметрических испытаний». Перед началом испытания образцы шлифовались, полировались и обезжиривались. Подготовленные образцы высушивались при температуре 100 °С в течение одного часа, охлаждались и взвешивались. Подготовленные металлические образцы закреплялись в держатели в вертикальном положении и помещались в испытываемые растворы. Длительность испытаний - 720 часов. В ходе испытаний осуществлялся промежуточный контроль за точностью поддержания заданных параметров (концентрация реагентов, солесодержание, pH).

После окончания испытаний образцы вынимали из стаканов, проводили их визуальный осмотр. Далее образцы тщательно отмывали, подвергали химическому травлению, еще раз отмывали в проточной и дистиллированной воде и просушивали при

Таблица 2. Оценка эффективности реагентов в отношении прироста количества СББ (накопительная культура с объекта УКПН «Ашит») при изменении дозировок

Table 2. Determination of the effectiveness of reagents in relation to the germination of SRB (accumulative culture from the facility of the SVB UKPN ASHIT) when changing dosages

Накопительная культура СББ УКПН «Ашит» / Accumulative culture SVB UKPN ASHIT		Прирост количеств СББ, кл/мл в течение суток / Increase of SRB, cells/ml during the day							
Реагент / Reagent	Дозировка, г/м ³ / Dosage, g/m ³	1	2	3	4	5	8	9	14
UNIKO-N Образец 1 / Sample 1	5	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	10	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	20	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	60	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
UNIKO-N Образец 2 / Sample 2	5	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	10	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	20	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	60	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
Дарсан Б партия 1 / Darsan B consignment1	5	+	+	+	+	+	+	+	+
	10	+	+	+	+	+	+	+	+
	20	+	+	+	+	+	+	+	+
	60	+	+	+	+	+	+	+	+
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
Примечание: отс. – отсутствие роста и развития СББ; + – наличие роста и развития СББ									

температуре 100 °С. Оценка противокоррозионной эффективности проводили по изменению массы образцов и по глубине очаговой коррозии (табл. 4). Для испытаний были выбраны два образца из группы биодов «UNIKO-N», (образец 1; образец 2)

Результаты испытаний представлены в табл. 4.

Проведенные испытания показали, что разработанные полимерные композиции UNIKO-N, обеспечивают защиту стали Ст3 от общей коррозии в минерализован-

Таблица 3. Оценка эффективности реагентов в отношении прироста количества СББ (накопительная культура с объекта РВС-13 УКПН «Ашит») при изменении дозировки

Table 3. Determination of the effectiveness of reagents in relation to the increase of SRB (enrichment culture from the object RVS-13 UKPN ASHIT) when changing dosages

РВС-13 УКПН «Ашит» / RVS-13 UKPN ASHIT		Прирост количеств СББ, кл./мл в течение суток / Germination of SRB, cells/ml during the day							
Реагент / reagent	Дозировка, г/м ³ / Dosage, g/m ³	1	2	3	4	5	8	9	14
UNIKO-N Образец 1 / Sample 1	5	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	10	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	20	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	60	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
UNIKO-N Образец 2 / Sample 2	5	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	10	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	20	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	60	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non
Дарсан Б партия 1 / Darsan B consignment1	5	+	+	+	+	+	+	+	+
	10	+	+	+	+	+	+	+	+
	20	+	+	+	+	+	+	+	+
	60	+	+	+	+	+	+	+	+
	100	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non	отс / non

Примечание: отс. – отсутствие роста и развития СББ;
+ – наличие роста и развития СББ

ной воде при минимальных дозировках от 0,4 до 4,0 мг/л, при этом наблюдалось снижение скорости коррозии с 0,124 до 0,057...0,062 мм/год. Реагенты UNIKO-N проявили эффективность как ингибиторы коррозии при минимальной дозировке 0,4 мг/л.

Повышение дозировки реагентов в 5 раз (до 20 мг/л) приводило к снижению его противокоррозионной эффективности.

Результаты испытаний образцов полимерных композиций UNIKO-N позволяют сделать следующие выводы.

Таблица 4. Результаты коррозионных испытаний образцов бактерицида при разной концентрации в модели минерализованной воды

Table 4. Results of corrosion tests of bactericide samples at different concentrations in the model of saline water

Бактерицид – ингибитор / Bactericide inhibitor	Дозировка, (мг/л) / Dosage, mg/l	Потеря массы образца за время эксперимента, г / Weight loss of the sample during the experiment, g	Скорость коррозии, мм/год / Corrosion rate, mm/year	Коеф. эффективности, γ / Efficiency ratio, γ	Степень защитного действия, Z, % / Degree of protective action, Z, %
UNIKO-N – 1	0,4	0,0905	0,0615	2,0	50
UNIKO-N – 1	4,0	0,0840	0,0565	2,2	54
UNIKO-N – 1	20,0	0,267	0,123	1,0	1
UNIKO-N – 2	0,4	0,1468	0,0930	1,3	25
UNIKO-N – 2	4,0	0,0953	0,0650	1,9	48
Контроль / Control sample	0	0,1825	0,124	–	–

Выводы:

1. В ходе исследований показана высокая эффективность образцов полимерные композиции UNIKO-N, на культурах СБВ двух промышленных объектов УКПН «Ашит» и РВС-13 УКПН «Ашит».

2. Подавление роста СБВ образцами полимерной композиции UNIKO-N происходило при малой дозировке 5 г/м³. Эффективность реагента не менялась при увеличении дозировки до 100 г/м³.

3. Испытанный в сравнительном плане базовый реагент Дарсан подавлял рост СБВ при дозировке 100 г/м³.

4. Установлено, что полимерные композиции UNIKO-N, защищают сталь Ст3 от общей коррозии в минерализованной воде в отсутствие сероводорода при минимальных дозировках от 0,4 до 4,0 мг/л. Однако повышение дозировки в 5 раз (до 20 мг/л) не усиливает противокоррозионной эффект.

Таким образом, можно заключить, что биоцидные полимерные композиции реагента UNIKO-N, не содержащие в своем

составе ЧАС, показали высокую эффективность в инаktivации СБВ при минимальной дозировке в 5 г/м³. Использование реагентов UNIKO-N в дозировке 5 г/м³ позволяет, как минимум, сократить расходы на транспортировку биоцидных средств до мест его использования, расходы на хранение средства.

Использование реагентов нового поколения в подавлении СБВ в технологиях нефтедобычи, не содержащих в своем составе ЧАС, позволяет исключить их отрицательное влияние на состояние оборудования магистрального трубопроводного транспорта и присутствие хлорорганических соединений в товарной продукции нефтяной отрасли.

Основываясь на полученных результатах, реагенты группы UNIKO-N рекомендованы для проведения опытно – промышленных испытаний на объектах НГДУ-1 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Литература

1. Каменщиков Ф.А., Черных Н.Л. Борь-



ба с сульфатовосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – М.: Регулярная и хаотическая динамика, 2007. – 412 с.

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

3. Розанова Е.П., Кузнецов С.И. Микрофлора нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1974. – 198 с.

References

1. Kamenshchikov, F. A, Chernykh, N. L. (2007). *Fight against sulfate-reducing bacteria in oil fields*. Moscow: Regular and chaotic dynamics.

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

3. Rozanova, E. P., Kuznetsov, S. I. (1974). *Microflora of oil fields*. Moscow: Nauka.

Информация об авторах

Моисеева Людмила Сергеевна, д.т.н., профессор, Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет), г. Москва, Российская Федерация
Данилина Наталья Игоревна, технолог, ООО «УНИКО», г. Москва, Российская Федерация

Information about authors

Lyudmila S. Moiseeva, Doctor of Technical Sciences, Professor, Moscow Aviation Institute (National Research University), Moscow, Russian Federation
Natalia I. Danilina, technologist, UNIKO LLC, Moscow, 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 .



**ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И
НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ –
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

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

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-4.

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

**Часть II. Повышение надежности сероводородсодержащих
нефтегазовых объектов при их проектировании, строительстве,
эксплуатации и ремонте. Способы и средства защиты оборудования
и деталей в средах, содержащих сероводород. Виды контроля и
испытаний образцов и изделий**

Л.С. Моисеева¹, А.П. Макаров²

¹Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет),
РФ, 125080, г. 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. Приведены требования Федеральных законов к опасным производственным нефтегазовым объектам, сведения о строительном контроле и области его применения, структура службы главного механика и структура службы коррозионной защиты в ее составе.

Даны понятия технического освидетельствования и технического диагностирования, а также сроки и особенности его проведения. Показаны особенности проведения неразрушающего контроля, технического диагностирования и ремонта оборудования, эксплуатируемого в сероводородсодержащих средах, включая непровары сварных швов, дефекты кожухотрубчатых теплообменников. Описаны способы и средства защиты стального оборудования от сред, содержащих сероводород, включая:

- ингибиторы коррозии (общие сведения, для сероводородсодержащих сред, для гликольсодержащих сред, для аминсодержащих сред);
- защитные покрытия (общие требования к покрытиям, полимерные, неорганические, металлические, рекомендации к применению эффективных покрытий);
- электрохимическую защиту (способы и ограничения применения, особенности разрушений и защиты магистральных газопроводов);
- технологические способы защиты (примеры распространенных ошибок при изготовлении).

Показаны способы и оборудование для контроля коррозии в сероводородсодержащих средах, включая описание новых устройств. Описаны виды коррозионных испытаний образцов материалов и способов защиты в средах, содержащих сероводород, включая: лабораторные, опытно-промышленные, производственные и специальные испытания.

Ключевые слова: сероводород, ингибиторы, служба коррозионной защиты, полимерные покрытия, электрохимическая защита, контроль коррозии.

Для цитирования: Моисеева Л.С., Макаров А.П. Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию. Часть II. Повышение надежности сероводородсодержащих нефтегазовых объектов при их проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте. Способы и средства защиты, оборудования и деталей в средах, содержащих сероводород. Виды контроля и испытаний образцов и изделий // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 30-58. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-4.

Статья получена: 17.06.2021, опубликована 01.09.2021

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

Part 2. Improving the reliability of hydrogen sulfide-containing oil and gas facilities during their design, construction, operation and repair. Methods and means of protection of equipment and parts in environments containing hydrogen sulfide. Types of control and testing of samples and products

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 requirements of the Federal Laws for hazardous industrial oil and gas facilities, information about the construction control and its application, the structure of the chief engineer service and the structure of the corrosion protection service as part of it are described.

The concepts of technical inspection and technical diagnosis, as well as the timing and features of its implementation are given. The features of non-destructive testing, technical diagnosis and repair of equipment operated in hydrogen sulfide-containing environments, including weld failure, defects of shell-and-tube heat exchangers are shown. Methods and means of protecting steel equipment from environments containing hydrogen sulfide are described including:

- corrosion inhibitors (general information, for hydrogen sulfide-containing media, for glycol-containing media, for amine-containing media);
- protective coatings (general requirements for coatings, polymeric, inorganic, metallic, recommendations for effective coatings);
- electrochemical protection (methods and limitations of application, peculiarities of destruction and protection of main gas pipelines);
- technological methods of protection (examples of common manufacturing mistakes).

Methods and equipment to control corrosion in hydrogen sulfide-containing media are shown, including a description of new devices.

Types of corrosion tests of samples of materials and methods of protection in environments containing hydrogen sulfide are described, including: laboratory, pilot, production and special tests.

Keywords: hydrogen sulfide, inhibitors, corrosion protection service, polymer coatings, electrochemical protection; corrosion control.

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 II. Improving the reliability of hydrogen sulfide-containing oil and gas facilities during their design, construction, operation and repair. Methods and means of protection, equipment and parts in environments containing hydrogen sulfide. Types of control and testing of samples and products. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(3), 30-58. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.101.3-4.

Received: June 17, 2021. Published: September 01, 2021.

Введение

В настоящей статье дается ряд рекомендаций, комплексное использование которых способствует повышению эксплуатационной надежности оборудования нефтегазовых объектов, подверженных коррозионно-механическому воздействию сероводородсодержащих сред.

Комплекс обеспечения эксплуатационной надежности нефтегазовых предприятий, где добываются, транспортируются и перерабатываются газ, углеводородный конденсат и нефть, содержащие сероводород, включает выполнение требований федеральных законов в области проектирования, строительства, эксплуатации и ре-

монта опасных производственных объектов (ОПО).

К ОПО [1] относятся практически все нефтегазовые предприятия. Классификация ОПО приведена в Приложении 2 ФЗ ОПО. Особое внимание необходимо уделять «сероводородным» объектам, в составе продукции которых присутствует сероводород.

Выбор метода защиты от коррозии ОПО необходимо производить на стадии проектирования, изготовления, замены или ремонта.

Повышение надежности нефтегазовых объектов, содержащих сероводород при их проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте

Требования к ОПО приведены в статьях ФЗ «О промышленной безопасности (ПБ) опасных производственных объектов» (ФЗ ОПО).

ФЗ ОПО определены виды деятельности в области ПБ, включающие [1]: проектирование, строительство, расширение, эксплуатацию, реконструкцию, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию ОПО; изготовление, монтаж, наладку, обслуживание и ремонт технических устройств ОПО, проведение экспертизы ПБ, подготовку и переподготовку работников ОПО в образовательных учреждениях.

Отдельные виды деятельности в области ПБ подлежат лицензированию (получению допусков) в соответствии с законодательством РФ.

Надзор за деятельностью ОПО в России осуществляет **Ростехнадзор** [2].

Перечисленные ниже виды деятельности необходимо осуществлять при участии органа **Строительного контроля**¹ (СК). СК осуществляет свои функции в процессе: строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства, в целях:

- проверки соответствия выполняемых работ проектной документации; требовани-

ям технических регламентов; результатам инженерных изысканий; требованиям градостроительного плана земельного участка, включающим проведение измерений, экспертизы, испытаний или оценки одной, или нескольких характеристик технологических процессов;

- проверки применяемых строительных материалов; объектов капитального строительства или их частей;

- учета выполнения работ;

- итоговой проверки выполненных работ и подготовки заключения о соответствии.

Для обеспечения качественного выполнения перечисленных видов работ на нефтегазовых сероводородсодержащих объектах, необходимо привлечение независимого органа строительного контроля².

Организационная структура службы главного механика

Ранее на эксплуатируемых газодобывающих и газоперерабатывающих предприятиях кадровая политика осуществлялась в соответствии с действующими нормативами [3, 4]. Практика эксплуатации нефтегазовых сероводородных предприятий показала необходимость создания **отдела (лаборатории или службы) коррозионной защиты (КЗ)** [5]. Отдел КЗ обычно подчинен главному механику (ГМ)³.

Служба ГМ ответственна за исправное состояние оборудования компании. Сложность задач, стоящих перед службой ГМ на сероводородсодержащих объектах, предопределяет необходимость оперативного устранения неисправностей и участия в работах по исключению, локализации и расследованию аварийных ситуаций.

В подчинении главного механика должны находиться: ремонтно-механический цех (РМЦ), механики производственных цехов предприятия⁴, служба (лаборатория) технического надзора (ТН)⁵.

РМЦ состоит из производственных участков: механической обработки, сварки и тер-

¹В ряде случаев, особенно на действующих нефтегазовых предприятиях, постоянно функционирует орган строительного контроля, который, как правило, носит название – технический надзор (ТН)

²Независимый орган СК, или орган строительного контроля типа А, характеризуется тем, что он выполняет свои функции самостоятельно, без влияния организации подрядчика, а также заказчика. Привлечение организацией заказчика органа СК типа А наиболее эффективно, т.к. в своей работе он руководствуется только действующими нормативными документами

³На некоторых газопромысловых предприятиях отдел КЗ входит в состав центра научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР)

⁴ГМ осуществляет их оперативно-техническое руководство

⁵Как правило, руководитель этой службы является одним из заместителей главного механика

мической обработки, слесарно-сборочных работ, конструкторско-технологического бюро, лаборатории механических испытаний и диагностирования и металлографии.

Сотрудники службы ТН специализируются на определенных производственных объектах и (или) видах оборудования, например, сепарационном и теплообменном оборудовании, установке получения серы, различных трубопроводах, насосно-компрессорном оборудовании, колонном и факельном оборудовании⁶.

Один из возможных вариантов структуры службы главного механика газоперерабатывающего завода (ГПЗ) приведен на *рис. 1*.

Возможны и другие варианты. Состав и количество сотрудников службы КЗ зависит от размеров и специфики данной организации. Деятельность и организация службы главного механика осуществляется в соответствии со следующими нормативами [4, 5].

Техническое освидетельствование и диагностика оборудования

Техническое освидетельствование (ТО) представляет собой процесс экспертизы различных технических объектов специалистами (обычно комиссией), представляющими государственные надзорные органы или имеющими государственную лицензию на право участия в таких экспертизах.

Необходимостью проведения ТО являются:

- ввод объекта в эксплуатацию или изменение условий его эксплуатации;
- техническое перевооружение, модернизация, расконсервация или ремонт объекта;
- окончание нормативного срока службы или выработка нормативного ресурса;
- передача новому собственнику.

Понятие ТО тесно связано с техническим диагностированием (ТД), главная их цель – обеспечение работоспособности объекта и недопущение аварий по техническим причинам. Отличие этих понятий в том, что с помощью ТО осуществляется государственный контроль, а также контроль собственной службой ТН предприятия и он проводится, когда объект остановлен (чаще, из-за ремонта) или ещё не запущен, а ТД можно проводить и при ремонте, и во время эксплуатации.

Естественно, ТО не обходится без ТД, посредством которого обнаруживаются места локализации неисправностей и определяется остаточный ресурс объекта. По результатам ТД подготавливается экспертное заключение, содержащее:

- оценку работоспособности диагностированного оборудования;
- оценку безопасности; оценку остаточного эксплуатационного ресурса;
- перечень мероприятий, направленных на улучшение состояния объекта.

ТО сосудов, согласно ФЗ №116 от 21.07.1997 [6], является обязательной процедурой.

ТО оборудования, работающего под давлением, разделяется на следующие виды:

- первичное ТО, производимое до ввода оборудования в эксплуатацию;
- периодическое ТО, производимое в процессе эксплуатации;
- внеочередное ТО, производимое до наступления срока периодического ТО, если сосуды, котлы не эксплуатировались более 12 месяцев, а трубопроводы – более 24 месяцев; оборудование было демонтировано и установлено на новом месте⁷; произведен ремонт оборудования с применением сварки, наплавки, термической обработки (при необходимости) элементов, работающих под давлением, за исключением работ, после проведения которых требуется экспертиза ПБ в соответствии с законодательством РФ.

При проведении внеочередного освидетельствования в паспорте сосуда указывается причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

В соответствии с Федеральным законом «Технический регламент о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» установлена периодичность ТО оборудования, работающего под избыточным давлением [7] (*табл. 1*).

Основным способом диагностирования нефтегазового оборудования является неразрушающий контроль (НК). При этом первоначально используется визуально-измерительный контроль (ВИК) [8]. ВИК проводится с помощью простейших измерительных средств, таких как лупа, рулетка,

⁶Лаборатория ТН оперативно подчинена зам. главного механика по ТН

⁷За исключением транспортабельного оборудования, эксплуатируемого одной и той же организацией

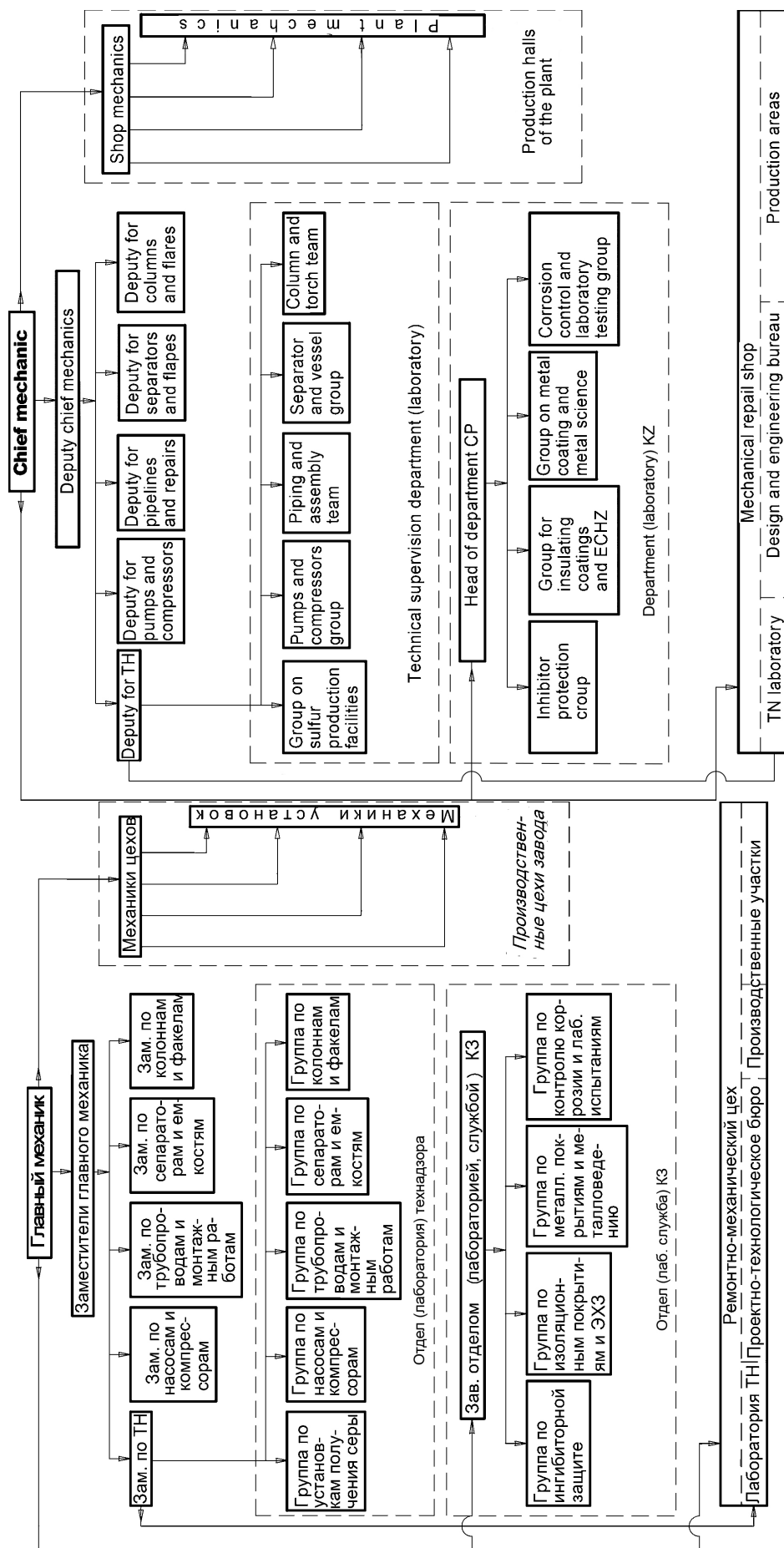


Рис. 1. Один из возможных вариантов структуры службы главного механика ГПЗ

Fig. 1. One of the possible options for the structure of the service of the chief mechanic of GPZ

Таблица 1. Периодичность технического освидетельствования оборудования, работающего под избыточным давлением

Table 1. Frequency of technical inspection of equipment operating under overpressure

Наименование оборудования / Name of equipment	Периодичность, годы / Frequency, years		
	Эксплуатирующей ком- панией / Operated by a company	Органом по сертификации / The certification body	
	Частичное ТО / Partial technical service	Полное ТО / Full technical service	
Сосуды, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозию) со скоростью не более 0,1 мм/год / Vessels operating with media that cause destruction and physical and chemical transformation of material (corrosion) at a rate not exceeding 0,1 mm/year	2	4	8
Сосуды, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозию) со скоростью более 0,1 мм/год / Vessels operating with media that cause destruction and physical and chemical transformation of material (corrosion) at a rate of more than 0,1 mm/year	12 месяцев ⁸ / 12 months	4	8
Сосуды, зарытые в грунт, предназначенные для хранения жидкого нефтяного газа с содержанием сероводорода не более 5 г на 100 м ³ / Vessels buried in the ground, designed for the storage of liquid petroleum gas with hydrogen sulfide content not exceeding 5 g per 100 m ³	не проводится / is not conducted	10	10
Сосуды нефтехимических предприятий, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозию) со скоростью не более 0,1 мм/год / Vessels of petrochemical plants, working with a medium that causes destruction and physical and chemical transformation of the material (corrosion) at a rate not exceeding 0,1 mm/year			
Сосуды нефтехимических предприятий, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозию) со скоростью более 0,1 мм/год до 0,3 мм/год / Vessels of petrochemical plants, working with a medium that causes destruction and physical and chemical transformation of the material (corrosion) at a rate of more than 0,1 mm/year to 0,3 mm/year			
Сосуды нефтехимических предприятий, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозию) со скоростью более 0,3 мм/год / Vessels of petrochemical plants working with media that cause destruction and physical and chemical transformation of the material (corrosion) at a rate of more than 0,3 mm/year			

⁸Данный раздел таблицы следует использовать на всех производствах, где добываются, транспортируются и перерабатываются среды, содержащие сероводород

универсальный шаблон сварщика, штангенциркуль и т. д. С помощью ВИК обнаруживаются дефекты размером более 0,5 мм.

Также используют следующие виды НК: акустический, магнитный, тепловой, электрический, оптический, вихретоковый, радиационный, проникающими веществами, радиоволновой и др.

Для контроля технического состояния трубопроводов в настоящее время широко применяется внутритрубная диагностика⁹ [9].

Особенности диагностики и ремонта технологического оборудования, эксплуатируемого в сероводородсодержащих средах

Особенности диагностики и ремонта оборудования, эксплуатируемого в сероводородсодержащих средах, подробно изложены в монографии [10]. В дополнение к этим материалам прилагаем ниже следующие сведения.

Сварные швы корпусов различного оборудования с конструктивными непроварами

Часто в средах, содержащих сероводород, эксплуатируются сосуды, в сварных швах которых имеются конструктивные непровары¹⁰. Поэтому при первичном диагностировании оборудования, важно обратить внимание на контроль сварных швов. Технологический процесс исправления этих дефектов, в зависимости от того, было или не было воздействия сероводородсодержащей среды на данное оборудование, значительно отличается.

I. У сосудов, не бывших в эксплуатации, сварные швы с непроваром, подвергаются следующему ремонту:

- производится вырезка части шва с внешней стороны аппарата, до зоны непровара;
- производится разделка кромок шва для последующего его заполнения;
- производится заполнение разделки шва наплавленным металлом и формируется его усиление;
- выполняется термообработка отремон-

тированного сосуда целиком или его части, по режиму высокотемпературного отпуска¹¹;

- производится диагностирование отремонтированных швов и околошовных зон.

II. В зонах непроваров сварных швов сосудов, ранее подвергавшихся воздействию сероводородсодержащих сред, в металле с пониженной пластичностью возможно образование коррозионных трещин. **Такие швы нельзя ремонтировать с использованием сварки, т.к. в процессе нагрева весьма вероятно увеличение этих трещин.**

В зоне швов, имеющих дефекты, определяются уровни деформаций и величины напряжений в сечениях контролируемых зон, в исходном состоянии и при испытании пробным давлением¹². Если напряжения не превышает предельных показателей, то возможна дальнейшая эксплуатация, но для исключения дальнейшего увеличения напряжения вследствие повышения давления водорода в полостях непровара сварных швов, просверливается отверстие до этой полости (см. рис. 2).

Если при определении напряжений в металле зоны сварного шва оказывается, что они превышают расчетные значения, требуется ремонт этих швов, по аналогии с рассмотренным выше вариантом.

Дефекты, характерные для кожухотрубчатых теплообменников

При эксплуатации в сероводородсодержащих средах в ряде случаев проявляются дефекты кожухотрубчатых теплообменников [11]. У этих сосудов чаще обнаруживаются следующие дефекты:

А) у теплообменников с температурным компенсатором (рис. 3) часто возникает растрескивание самого компенсатора и трещины в зоне его сварных швов. Для контроля этих элементов, сварные соединения подлежат радиографическому контролю в объеме 100% и дублирующему контролю цветной дефектоскопией в объеме 100%.

Компенсаторы на плавающей головке

⁹Внутритрубная диагностика – выявление дефектов линейной части трубопроводов с помощью внутритрубных диагностических приборов (дефектоскопов) и оценка технического состояния дефектных участков без вывода трубопроводов из эксплуатации

¹⁰Возможность изготовления толстостенных сосудов, швы которых могли иметь конструктивные непровары, была прописана в ранее действующих правилах

¹¹Эти требования распространяются на оборудование, изготовленное из низкоуглеродистых и низколегированных сталей

¹²Определение уровней деформаций и расчет напряжений производится с использованием лазерной интерферометрии, тензометрии или другим методом, разрешенным Правилами Ростехнадзора

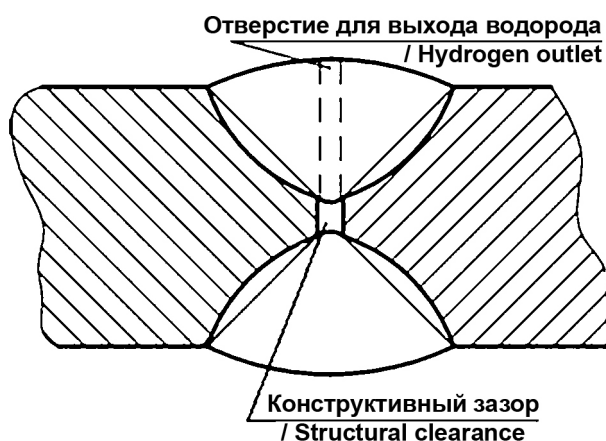


Рис. 2. Соединение полости конструктивного зазора сварного шва с атмосферой

Fig. 2. Connection of the cavity of the structural weld gap to the atmosphere

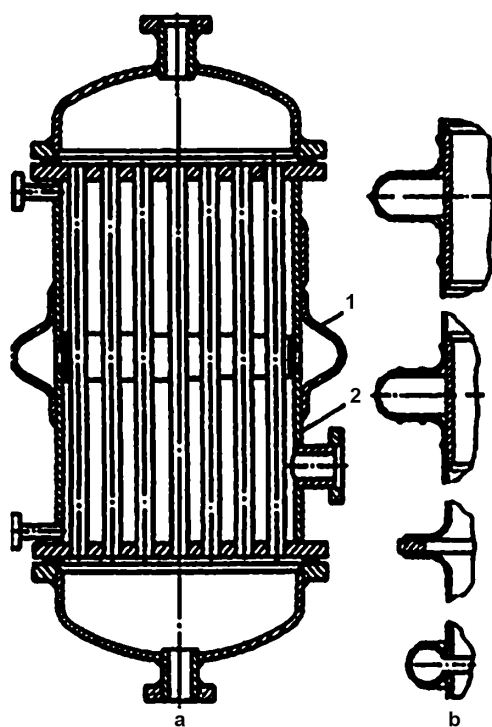


Рис. 3. Теплообменник с температурным компенсатором:

а – теплообменник: 1 – корпус; 2 – компенсатор; б – виды компенсаторов

Fig. 3. Heat exchanger with temperature compensator:

a – heat exchanger: 1 – body; 2 – compensator; б – types of compensators

должны быть защищены от повреждения и растяжения во время обслуживания и гидравлических испытаний при снятой крышке.

Вид ремонта дефектов в сварных швах приварки компенсатора к частям корпуса, зависит от условий их обнаружения:

- если дефекты обнаружены до пуска изделия в эксплуатацию, то ремонт производится согласно действующим рекомендациям [11, 12];

- в случае обнаружения дефектов после эксплуатации в сероводородсодержащих средах необходима вырезка и замена компенсатора.

Если дефекты обнаружены в «теле» компенсатора, производится его вырезка и замена, независимо от времени обнаружения дефекта.

Б) у теплообменников с плавающей головкой (рис. 4), нередко разрушаются крепежные детали фланцевых креплений.

Эти детали подвержены воздействию агрессивных сероводородсодержащих сред, растягивающих и крутящих напряжений, а также термическим деформациям. При эксплуатации таких теплообменников нет возможности для контроля состояния крепежных элементов, находящихся внутри корпуса. Повышение надежности теплообменников с плавающей головкой в средах, содержащих сероводород, возможно, если использовать крепежные детали, защищенные термодиффузионными покрытиями.

Способы и средства защиты, оборудования и деталей в средах, содержащих сероводород

Способы и средства повышения стойкости материалов и оборудования в средах, содержащих сероводород, включают:

- применение ингибиторов коррозии; применение коррозионностойких материалов;
- использование электрохимических способов защиты;
- технологические способы защиты.

Применение ингибиторов коррозии

Надежность металлического оборудования нефтегазовых сероводородсодержащих месторождений в значительной мере определяется эффективностью ингибиторной защиты. Преимущества этого метода защиты перед другими обусловлены относительной простотой осуществления, сравнительно ма-

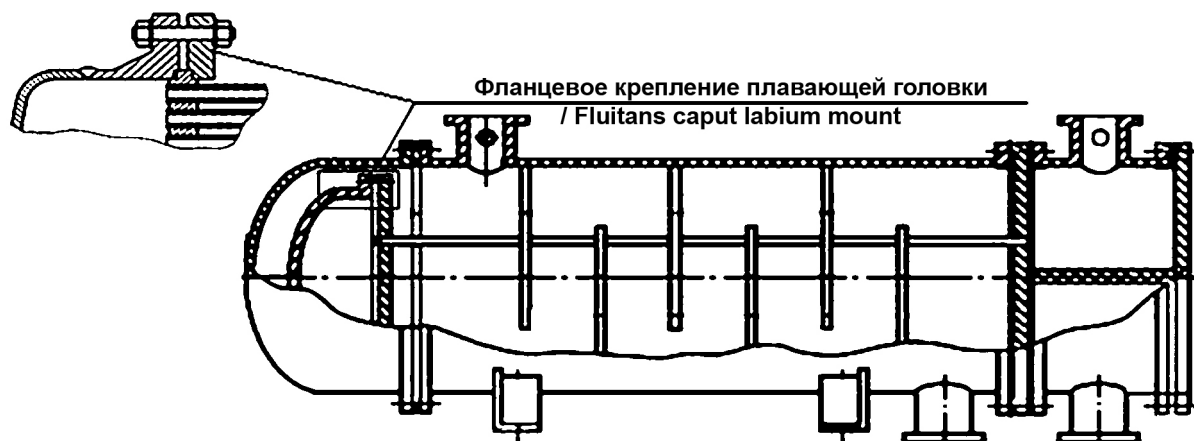


Рис. 4. Теплообменник с плавающей головкой

Fig. 4. Heat exchanger with floating head

лыми капитальными затратами [12].

Все виды и типы ингибиторов коррозии условно делятся на следующие группы [13].

1. Экранирующие. Обволакивают металлическую поверхность тонкой пленкой, возникающей в результате адсорбции.

2. Окислительные. Создают на защищаемой поверхности плотные слои окислов.

3. Катодные и анодные ингибиторы. Замедляя определенные электродные реакции, совмещенные ингибиторы изменяют скорость этих реакций.

Защитное действие ингибиторов может проявляться двумя путями: уменьшением площади активной поверхности; изменением энергии активации коррозионного процесса.

Вопросы, связанные с применением ингибиторов коррозии, включают в себя:

- способы введения ингибиторов в зоны защищаемого оборудования;
- методы и приборы для контроля эффективности ингибиторной защиты;
- обеспечение отсутствия отрицательного воздействия применяемых ингибиторов на технологические процессы и качество продукции;
- опытно-промышленные испытания ранее не используемых ингибиторов, или в случае изменения технологического процесса и (или) состава агрессивной среды.

Существуют следующие способы подачи ингибиторов коррозии во внутренние полости защищаемых объектов [13]:

- постоянное дозирование. Дозируемая

концентрация ингибитора подбирается в результате опытно-промышленных испытаний и уточняется в процессе применения;

- периодическое дозирование, при этом дозируют ударные концентрации ингибитора, обладающего эффектом последействия;

- рассредоточенное дозирование. Обычно этот способ применяется для защиты скважинного оборудования, когда ингибитор периодически подают в затрубное пространство нескольких скважин и одновременно подают в ряд трубопроводов, объединенных в систему промысловой добычи.

Виды ингибиторов коррозии для сероводородсодержащих сред

Исключить вредное влияние сероводорода в коррозионном процессе можно сообщением электроду отрицательного значения потенциала, при котором происходит десорбция анионов HS^- ; созданием анодной поляризации, при которой каталитический комплекс не может образоваться.

Используемые в настоящее время при добыче газа и нефти ингибиторы, представляющие органические азотсодержащие соединения с длинными углеводородными цепями (обычно $C_{10}-C_{18}$) [12], которые, благодаря сочетанию неподелённой электронной пары на атомах азота с алифатическими радикалами различной длины и сопряженным π -электронным облаком ароматического фрагмента, являются основой многих современных ингибиторов сероводородной,

углекислотной, и атмосферной коррозии. Они широко применяются и в нейтральных агрессивных средах [13].

Эффективность ингибирования зависит не только от защитных свойств ингибиторов, но и от способа их доставки к защищаемой поверхности. Так, поршневое ингибирование неприменимо в случае разветвленной газотранспортной системы, поскольку его проведение требует временного отключения трубопроводов. При аэрозольном способе, даже в случае использования высокоэффективных распылителей, большая часть вводимого ингибитора выпадает вдоль нижней образующей на небольшом участке вблизи точки ввода.

Перспективным методом предотвращения сероводородной коррозии технологического оборудования является применение парофазных ингибиторов, позволяющих осуществлять эффективную защиту на труднодоступных участках защищаемой поверхности.

В последние годы потребность в ингибиторах неуклонно возрастает вследствие повышения концентрации кислых компонентов в добываемой продукции и при применении различных методов увеличения нефтегазодобычи (особенно при кислотной обработке).

Сравнительный анализ защитных эффектов исследованных ингибиторов на степень снижения скоростей коррозии и пластичности стали в модельной сероводородсодержащей среде показал значительные различия [14]. Поэтому необходимо испытание каждого из ингибиторов на их эффективность по этим двум показателям.

В табл. 2 приведены усредненные защитные эффекты нескольких ингибиторов после проведения их лабораторных испытаний в модельных коррозионных средах.

Если рассматриваемый объект ранее не имел ингибиторной защиты или впервые вводится в эксплуатацию, то необходимо произвести серию испытаний, включая:

а) цикл лабораторных испытаний ингибиторов сероводородной коррозии в модельной сероводородсодержащей среде;

б) цикл опытно-промышленных испытаний одного или нескольких ингибиторов коррозии, который (которые) показал (пока-

зали) наиболее высокий защитный эффект;

в) первоначальное промышленное использования ингибитора сероводородной коррозии, в процессе которого требуется систематически контролировать защитный эффект параллельно несколькими способами контроля, имеющимися в наличии [14].

При снижении эффективности применяемого ингибитора, производится анализ изменений состава агрессивной среды, реагентов и технологических параметров. Затем, после выполнения работ, согласно п.: «а», «б», и «в», показанных выше, производятся изменения технологического режима ингибирования или применяется другой ингибитор.

Ингибирование среды с H_2S , CO_2 , содержащей хлориды и гликоли

Разрушение стального оборудования под действием среды, содержащей кроме H_2S и CO_2 хлориды и гликоли, связано главным образом с образованием в рабочей среде органических кислот. Для нейтрализации образующихся кислот используются, например, растворы алканолламинов с добавками натриевых солей фосфорной и других слабых кислот, а также фенольные основания Манниха, или ингибиторы «Инкоргаз 21Т» (96,1%) и «Додиген 4482-1» (73,7%) [15]. Данные ингибиторы практически не влияют на вспенивание.

Ингибирование стали в среде растворов этаноламинов

На установках очистки газа от сероводорода и углекислоты, с использованием органических щелочей – аминов: моноэтаноламина, диэтанолламина и др., коррозии подвергаются, как правило, абсорберы, десорберы, линии насыщенного и регенерированного амина при температуре выше 70 °С. Наряду с общей коррозией имеет место растрескивание в зоне термических напряжений, особенно – сварных швов. Трещины образуются по механизму щелочного растрескивания.

Высокий защитный эффект показали полисульфидные ингибиторы коррозии, как в отношении общей коррозии, так и для снижения охрупчивания стали при любых уровнях напряжений [16]. Также для предотвращения растрескивания сварного стального оборудования, его необходимо после изго-

Таблица 2. Защитная эффективность некоторых ингибиторов коррозии испытанных в модельных сероводородсодержащих средах

Table 2. Protective effectiveness of some corrosion inhibitors tested in model hydrogen sulfide-containing media

Ингибитор / Inhibitor	Фаза испытательной среды / Test medium phase	Т, °С	Защитные эффекты, % / Protective effects, %	
			Коррозия / Corrosion	Пластичность / Plasticity
АНПО / ANPO	Жидкая / Liquid	20	95,4	95
Серво / Servo	Жидкая / Liquid	20	95	87,8
ДИЭТИЛАМИН / DIETILAMIN	Жидкая / Liquid	20	83,3	53,0
ДИЭТИЛАМИН / DIETILAMIN	Газообразная / Gaseous	20	17,45	7,9
И-1-А / I-1-A	Жидкая / Liquid	20	91,85	97,7
Виско-904 / Visco-904	Жидкая / Liquid	20	90,35	98,5
ИФХАН-1 / IFHAN-1	Жидкая / Liquid	80	75,8	69,3
ИФХАН-1 / IFHAN-1	Газообразная / Gaseous	80	71,75	87,1

товления подвергать термической обработке.

Коррозионностойкие материалы

В I части настоящей статьи было показано, что основным материалом для изготовления технологического нефтегазового оборудования является сталь. Показано, что для изготовления подавляющего большинства изделий, на объектах, в продукции которых содержится сероводород, используются низкоуглеродистые и, особенно, низколегированные стали. Также описано применение высоколегированных сталей и коррозионностойких сплавов.

Стекла, ситаллы, керамика

В нефтегазовой промышленности используются технические стекла. Они применяются в КИП, в частности, уровнемерах, смотровых окнах емкостей, электротехнических изделиях, для изготовления лабораторной посуды, остекления производственных и других помещений. Стекла обладают весьма высокой коррозионной стойкостью в ряде агрессивных сред, они являются ос-

новой для изготовления стеклопластиков. Применяемые для изготовления стекол компоненты, используются и для изготовления стеклоэмалей [17].

Ситаллы¹³, неорганические материалы, получаемые направленной кристаллизацией различных стекол при их термической обработке. Состоят ситаллы из одной или нескольких кристаллических фаз [18]. В ситаллах мелкодисперсные кристаллы (до 2000 нм) равномерно распределены в стекловидной матрице. Ситаллы обладают высокой прочностью, твердостью, износостойкостью, малым термическим расширением, химической и термической устойчивостью, газо- и влагонепроницаемостью.

К сожалению, до настоящего времени ситаллы практически не применяются в нефтегазовой отрасли в качестве коррозионностойких материалов и покрытий, хотя перспективность их использования очевидна.

Керамика может быть определена как твердое соединение, которое формируется при тепловой обработке, а иногда и под

¹³Материалы, подобные ситаллам, за рубежом называют *пирокерамом, девитрокерамом, стеклокерамом*

давлением, состоящее не менее чем из двух химических элементов, из которых, как минимум, один является неметаллом [19].

В нефтегазовой отрасли используется искусственным образом синтезированная техническая керамика, основными элементами которой являются оксиды металлов и глины, а также бескислородные соединения. У технической керамики высокое удельное электрическое сопротивление (10^{-10} Ом·см), предел прочности на сжатие до 5 ГПа, и стойкость в окислительных средах в широком интервале температур.

Керамика на основе Al_2O_3 применяется для изготовления гранулированных катализаторов на установках получения серы и очистки газов от сероорганических соединений, а также, для огнеупорных изделий.

Представляют несомненный интерес эксперименты по разработке много композитных материалов, где в качестве армирующих элементов используется углеродное волокно, а для связки применяется керамика. Для создания прочной связи между керамикой и углеродными волокнами, последние подвер-

гаются специальной обработке [20].

Полимеры

Цельные изделия из полимеров в качестве отдельных конструктивных элементов, на опасных производственных объектах не применяются. Основные причины этого ограничения связаны со следующими свойствами этих материалов¹⁴ [21]:

- деструкцией, возникающей за относительно короткий период эксплуатации, ускоряющейся под действием механических нагрузок, агрессивных сред и тепла;

- низкими упругими постоянными, в сравнении со сталью и неорганическими материалами, даже у армированных полимерных изделий (см. табл. 3);

- сложностью получения долговечных соединений полимеров при их эксплуатации;

- низкой термостойкостью, кроме кремнийорганических полимеров (см. табл. 4).

Несмотря на указанные недостатки, некоторые полимерные материалы ограничено используются в нефтегазовой отрасли.

Таблица 3. Модули упругости разных материалов

Table 3. Moduli of elasticity of different materials

Материал / Material	$E \cdot 10^{-4}$, МПа	Материал / Material	$E \cdot 10^{-4}$, МПа
Карбид вольфрама / Tungsten carbide	72,0	Стекло / Glass	5...6
Карбид титана / Titanium carbide	46,0	Стеклопластик / Fiberglass	1,8...4,0
Карбид кремния / Silicon carbide	35,5...39,4	Полиамид 6,6 / Polyamide 6,6	2,8
Корунд / Corundum	37,2	Свинец / Lead	1,5
Сталь / Steel	21,1	Полистирол / Polystyrene	0,3
Арамидные волокна ¹⁵ / Aramid fibers	11...17,5	Поливинилхлорид (жесткий) / Polyvinyl chloride (rigid)	0,27
Углепластик / Carbon fiber	12...13	Капрон / Capron	0,14...0,2
Алюминиевые сплавы / Aluminum alloys	7,1	Каучук / Rubber	0,007

¹⁴В последние годы созданы полимерные материалы, обладающие значительно более высокими физико-механическими характеристиками, чем представленные здесь, но они пока не выпускаются в промышленных масштабах

¹⁵Среди неармированных полимеров наиболее высокими показателями упругих постоянных обладают арамидные волокна, но они не применяются в ряде агрессивных сред, под влиянием которых значительно снижаются их физико-механические свойства

Таблица 4. Термостойкость некоторых полимеров

Table 4. Thermal resistance of some polymers

Материалы / Materials	Термостойкость, °C / Temperature resistance, °C	Материалы / Materials	Термостойкость, °C / Temperature resistance, °C
Полиуретановые / Polyurethane	140	Эпоксидные / Ероху	250
Полиакриловые / Polyacrylic	180	Фторсодержащие / Fluoride	290
Алкидные / Alkyd	230	Кремнийорганические / Organosilicon	600

Для эксплуатации в контакте со средами, содержащими сероводород, наибольшее распространение получили отдельные изделия из фторопласта. Он применяется для изготовления работающих при низком давлении небольших труб, вентилях, кранов, деталей насосов, мембран, уплотнительных прокладок, манжет, сильфонов, деталей КИП, антифрикционных подшипников скольжения [22].

Полимерные композитные материалы применяются, например, для изготовления рабочих колес (лопастей) осевых промышленных вентиляторов для аппаратов воздушного охлаждения.

Резины

Резиновые изделия для нефтегазовой отрасли, в качестве различных уплотнений, контактирующих с сероводородсодержащей средой, производятся из фторкаучуков и силиконовых каучуков [23], обладающих высокой стойкостью в этих условиях.

Покрyтия

Одним из наиболее эффективных способов защиты от коррозии является применение коррозионностойких покрытий [24]. Для нефтегазовой отрасли наиболее важно использование покрытий на внутренних поверхностях стальных трубопроводов, сосудов, насосов, компрессоров и арматуры, работающих под давлением агрессивных сред.

Основным преимуществом покрытий для защиты стального оборудования, эксплуатируемого на нефтегазовых сероводородных объектах, является значительная

экономия материальных ресурсов, в связи с возможностью применения сравнительно дешевых сталей, с высокими механическими свойствами, но не обладающими стойкостью в среде, содержащей сероводород. Тем не менее, применение защитных покрытий в сероводородных средах зачастую связано с рядом проблем, в частности:

- необходимостью высокой коррозионной стойкости покрытия, величина которой должна быть больше отношения толщины защитного слоя к расчетному времени эксплуатации объекта;
- сложностью получения покрытий, не проницаемых для растворов сероводорода;
- сложностью получения высокой, долговременной адгезии между покрытием и подложкой.

Исключительно важным фактором, определяющим качество защиты, является соблюдение требований к подготовке поверхности изделий перед нанесением различных покрытий. Если иное не указано в технических требованиях, эта подготовка производится в соответствии с требованиями [25].

Полимерные покрытия

Использование полимерных защитных покрытий на стальных изделиях в средах, содержащих сероводород, возможно при соблюдении следующих факторов:

- высокой и длительной стойкостью в условиях эксплуатации;
- технологическими возможностями по нанесению покрытия на данные изделия.

Известно, что любые полимерные мате-

риалы, находясь в водных растворах, особенно под давлением, в некоторой степени поглощают воду, молекулы которой с течением времени проникают сквозь слой покрытия, образуя продукты коррозии металла, которые, оттесняя покрытие, снижают его адгезию к защищаемому изделию.

Частично снижение деструктивного воздействия среды на полимерные покрытия достигается путем предварительной обработки защищаемой стальной поверхности, например, путем фосфатирования и применения ингибированных покрытий.

Известно, что кремнийорганические полимеры [26] обладают комплексом свойств, обеспечивающим более длительную эксплуатацию в сероводородсодержащих средах, чем другие полимеры. Эти материалы, а также силикатные краски эффективны для защиты наружных покрытий стального оборудования в атмосфере, содержащей сероводород.

Целесообразно провести цикл испытаний с целью получения достаточной информации для рекомендаций по практическому использованию этих материалов.

Покрытия на основе стеклоэмалей

Наибольшее распространение получили стеклоэмали, компонентный состав которых приведен в табл. 5 [19].

Несмотря на положительные результаты ранее проведенные испытания стальных труб со стеклоэмалевыми покрытиями в сероводородсодержащей среде, нет рекомендаций для применения данного способа защиты на практике. Основной причиной этого является хрупкость покрытий.

Металлические покрытия

Покрытия металлов металлами являет-

ся широко распространенным способом защиты стальных изделий. К металлическим покрытиям также следует отнести и композиты, основой которых является металлическая матрица с растворенными в ней и (или) имеющей включения *C, N, B, Si, P* и других неметаллов [27].

Преимуществом металлических покрытий, в сравнении с покрытиями других видов, является близость физико-механических свойств (упругих постоянных, твердости, теплопроводности и др.) со стальной подложкой. Тем не менее, возможности использования ряда покрытий для защиты от сред, содержащих сероводород, ограничены. Эти ограничения связаны со следующим.

1. Наводороживание стальной подложки в процессе нанесения покрытия, которое в большей степени проявляется при нанесении гальванических покрытий, но также возникает в процессе образования конверсионных и иммерсионных покрытий.

В меньшей степени наводороживание возникает во время получения покрытий химическим способом из растворов, (например, получение покрытий *Ni-P* и *Ni-B*).

2. Недостаточно высокая адгезия покрытия к подложке, например, при использовании электрометаллизации, а также гальванических покрытий и ряда другим.

3. Высокая сквозная пористость покрытий. При проникновении сероводородных растворов в поры процесс коррозии активно развивается, особенно если материал покрытия электроположителен по отношению к стали.

4. Техническая сложность, а также высокая стоимость технологических процессов и используемых материалов при нанесении покрытий, особенно на крупногабаритные

Таблица 5. Основные компоненты, применяемые для изготовления стеклоэмалей
Table 5. Main components used in the production of glass enamels

Вид стеклоэмалей / Type of glass enamels	Компоненты / Components						
	SiO_2	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	B_2O_3
Эмали грунтовые / Primer enamels	39...68	1...6	0...17	0...13	11...22	0...3,5	0...26
Эмали покровные / Covering enamels	30...58	1...10	0...11	-	7 - 22	0,5	0...11

изделия. Например, все виды защитных покрытий для нанесения которых требуется создание вакуума или специальной атмосферы (термическое вакуумное напыление, распыление ионной бомбардировкой, пиролизные покрытия и т.п.).

5. Отсутствие отработанных технологических процессов нанесения покрытий, включая вопросы промышленной безопасности и стабильного качества защитных слоев.

Здесь в качестве примера можно привести плакирование¹⁶.

К покрытиям, которые зарекомендовали себя на практике в условиях воздействия сероводородсодержащих сред, находящихся под избыточным давлением, относятся следующие.

1. Газотермические покрытия¹⁷

Свойства газотермических покрытий подробно описаны в книге [28]. Наиболее эффективны покрытия, наносимые по технологии высокоскоростного газопламенного напыления (HVOF), т.к. при высокой скорости движения частиц порошка, они сильно не нагреваются и не окисляются в процессе нанесения, проявляя высокую адгезию к металлам.

Газотермические покрытия HVOF были эффективно применены для защиты внутренних поверхностей кубовой части адсорберов сероочистки Астраханского ГПЗ [29]. В результате испытания образцов данных покрытий установлено, что их адгезия к подложке превышала 8 кг/мм², а исходная пористость¹⁸ составляла менее 0,3%. Данный способ защиты был применен и для других нефтегазовых объектов.

Среди всех методик HVOF наибольший практический интерес представляет разработанный в России техпроцесс, для проведения которого применяется дизельное топливо, а предварительная подготовка поверхности осуществляется пескоструйной очисткой¹⁹, с помощью той установки,

которая затем используется для нанесения порошкового покрытия. Эти установки в наибольшей степени применимы для различных эксплуатационных условий ввиду их пожарной и взрывобезопасности, универсальности и значительно более высокой производительности в сравнении с подобными [30].

Возможности этого типа покрытий могут быть значительно расширены. В частности, целесообразно метод HVOF применять не для ремонта оборудования, а в процессе его изготовления, например, для нанесения покрытий на внутренние поверхности: сосудов, труб и трубных сборок, арматуры, насосов и компрессоров.

2. Термодиффузионные покрытия

В частности, термодиффузионные покрытия используются для защиты крепежных изделий, изготовленных из высокопрочных сталей, которые подвержены коррозионному растрескиванию и общей коррозии в атмосфере, содержащей сероводород [31].

Самым простым и дешевым способом получения покрытий этого типа, является термодиффузионное цинкование (ТДЦ), поскольку для образования диффузионных слоев на низкоуглеродистых и низколегированных сталях достаточно температуры от 400 °С²⁰, данный процесс можно совместить с отпуском термически обрабатываемых изделий.

Твердость (микротвердость) поверхности диффузионно оцинкованных деталей, значительно более высокая, чем у основного металла высокопрочных крепежных изделий. Благодаря этому свойству, резьбовые соединения обладают высокой износостойкостью, поэтому возможны многократные операции свинчивания-развинчивания, без разрушения защитного слоя. На практике наибольшее распространение получили цинковые покрытия, в связи с низкими температурами процесса и невысокой стоимостью цинка.

¹⁶Плакирование, нанесение на поверхность металлических листов, проволоки, труб тонкого слоя другого металла или сплава термомеханическим способом, в т.ч. взрывом. Плакирование аппаратов, предназначенных для эксплуатации под давлением сероводородсодержащих сред, было запрещено Госгортехнадзором в 1974 году, после аварий подобного оборудования. Причиной данных аварий явилось перемешивание наплавленного металла (09Г2С/Х17Н13М2Т), в связи с чем образовалась мартенситная структура, разрушившаяся в результате растрескивания

¹⁷Газотермические покрытия, или покрытия, получаемые методом газотермического напыления (ГТН) объединяют следующие методы: газопламенное напыление, высокоскоростное газопламенное напыление, детонационное напыление, плазменное напыление, напыление с оплавлением, электродуговая металлизация

¹⁸После нанесения покрытия дополнительно его слой покрывался коррозионностойким лаком

¹⁹Производительность очистки при этом способе в 10...15 раз более высокая, чем при традиционной пескоструйной обработке

²⁰Если ТДЦ проводить в вакууме, то покрытие будет образовываться уже при 280 °С

ТДЦ выполняется на основе разработанных нормативных документов [32].

Экспериментально установлена защитная эффективность диффузионных покрытий сталей, предназначенных для эксплуатации в средах, содержащих сероводород. Это следующие металлы: Cr ; Zn ; Ni ; $Cr + Zn$; $Ni + Cu$; $Cr + Ni + Cu$ [33].

Преимуществами крепежных изделий, защищенных ТДЦ являются:

- возможность получения регулируемой толщины защитного слоя при неизменных исходных размерах защищаемых деталей;
- осуществление свинчивания резьбовых соединений без снижения исходных прочностных свойств.

В ряде случаев целесообразно применять диффузионную металлизацию различных изделий на заводах-изготовителях с использованием специализированного оборудования. В частности, эта обработка эффективна для корпусов сосудов, насосов, компрессоров, НКТ и обсадных труб, арматуры, деталей КИП и А.

Электрохимические способы защиты

Известно, что все металлические сооружения в нефтегазовой отрасли, смонтированные на земле (грунте), а также в воде (включая морскую воду) снабжены средствами электрохимической защиты (ЭХЗ) от коррозии. В зависимости от вида объекта, его конфигурации, наличия других близко расположенных объектов, а также присутствия источников блуждающих токов, применяются следующие виды средств ЭХЗ: гальванические (протекторные), катодные, электродренажные, а также различные их сочетания [34].

При проектировании любой системы коррозионной защиты сооружения от почвенной коррозии соблюдается условие, в соответствии с которым ЭХЗ выполняет вспомогательную функцию, тогда как основную функцию выполняют изоляционные покрытия.

Из многолетнего опыта эксплуатации различных видов нефтегазового оборудования известно, что поддержание эффективной и долговременной защиты трубопроводов, проложенных под землей, несмотря на соблюдение предписанных нормативов, представляет наиболее сложную задачу.

Тем не менее, установлено, что наибольшее число аварий происходит на подземных газопроводах диаметром от 720 мм и более, в климатических зонах, где в зимний период они находятся в зоне промерзания почвы. Разрушения таких трубопроводов происходит спонтанно, в результате образования кольцевых трещин в их стенках (рис. 5).

Установлено, что металл разрушившихся газопроводов обладает пониженной пластичностью в сравнении с исходной. Как правило, образование трещин в стенках газопроводов происходит за период эксплуатации от 12...15 до 25...30 лет и более.

В результате анализа разрушений газопроводов большого диаметра, возникающих даже при отсутствии в транспортируемой среде сероводорода, установлено, что для реализации этого явления необходимо сочетание следующих факторов [35]:

- подземная прокладка труб большого диаметра, защищенных изоляционными покрытиями и системой катодной защиты;
- транспортировка по трубопроводу газобразной среды;



Рис. 5. Трещины в стенке газопровода подземной прокладки

Fig. 5. Cracks in the wall of the underground gas pipeline

- высокая прочность металла труб;
- промерзание почвы, как минимум, на глубину прокладки труб;
- периодическое обводнение труб и дефекты изоляции;
- кольцевые трещины стенок труб в зонах высоких механических напряжений, например, возникающих при изгибающих нагрузках, в случае нарушения требований к прокладке труб.

Предполагаемой причиной снижения пластичности стали является ее наводороживание, происходящее в результате катодной поляризации при защитном потенциале, превышающем допустимую величину. Возможность возникновения повышенного (выше допустимой величины) отрицательного потенциала наиболее высока, если данный участок трубопровода находится в зоне почвы с высокой проводимостью и (или) если в этой зоне повреждено защитное покрытие.

Повышение вероятности растрескивания стенок труб с пониженной пластичностью возможно при их малоцикловом знакопеременном нагружении в результате периодического промерзания и последующего оттаивания.

Для повышения надежности и снижения аварийности магистральных трубопроводов, проложенных подземно, особенно из труб большого диаметра, изготовленных из сталей высокой прочности, предлагаются перспективные варианты защиты [36], хотя до настоящего времени они не реализованы на практике.

Если по проложенному подземно газопроводу поступает газ, содержащий сероводород, то, при прочих равных условиях, вероятность разрушения труб значительно возрастает. Исключение возможности растрескивания таких трубопроводов, включая газопроводы очищенного газа возможно, если они не проложены под землей, и (или) когда их ЭХЗ осуществляется с использованием протекторных (жертвенных) анодов. В этом случае величина защитного потенциала не может быть выше разности электродных потенциалов материала протектора и стального трубопровода [37].

Технологические способы защиты

Для надежной, длительной эксплуатации

газового оборудования, эксплуатируемого под давлением сероводородсодержащих сред, требуется его рациональное проектирование и последующее изготовление в строгом соответствии с проектными решениями.

В процессе проектирования оборудования, вместе с обеспечением требований к эффективности технологических процессов, необходимо разрабатывать такие конструктивные решения, которые позволяют обеспечивать условия для периодического диагностирования разных участков оборудования, а также их ремонта.

Учитывая специфическое воздействие сероводородных сред на стальное оборудование, необходимо использовать конструктивные решения, исключающие образование застойных зон во внутренних полостях, недопущение контакта металлических элементов, имеющих значительную разность их электродных потенциалов. Для решения этих задач важно осуществлять рациональный выбор электродов для сварки и технологии сварочных процессов. Также необходимо производить дублирующую проверку качества сварных соединений, включая исследование их коррозионной стойкости.

Для обеспечения исходных механических характеристик и повышения коррозионной стойкости важное значение имеет выбор оптимального режима термической обработки.

Категорически запрещается создавать замкнутые полости в стенках стального оборудования, которые могут быть образованы в результате получения некоторых сварных соединений оборудования, предназначенного для эксплуатации в средах, содержащих сероводород [10] (рис. 6).

Аналогичный процесс может протекать и в случаях выполнения сварных швов с конструктивным непроваром, при изготовлении толстостенных изделий для сероводородсодержащих сред, в частности, корпусов технологических аппаратов (рис. 7).

Это связано с интенсивным образованием водородных молекул в замкнутых объемах стальных стенок. Данный процесс протекает вследствие диффузии атомарного водорода из внутреннего пространства стального оборудования, заполненного сероводородсодержащей средой, через

стальные стенки до ограниченной полости. С течением времени давление в ограниченном объеме постоянно возрастает, вследствие чего возможны деформации, образование трещин и разрушение стенок.

Применение многих технологических способов повышения коррозионной стойкости оборудования часто основано на анализе и эффективном использовании эксплуатационных режимов. Например, для снижения коррозии оборудования установок аминной очистки газа от сероводорода разработаны следующие рекомендации:

- насыщение абсорбента кислыми газами не должно превышать 0,5 моль газа на 1 моль амина;
- температуру раствора амина в кипятильнике ограничивать 121 °С;
- растворы абсорбента готовить на химически очищенной воде или конденсате водяного пара, не содержащем хлоридов и двуокиси углерода. Также все сварные соединения аппаратуры и труб установок, включая все ремонтные швы, должны быть термообработаны для предотвращения щелевой коррозии [38].

Способы контроля и исследования процессов сероводородной коррозии

Контроль коррозии оборудования, экс-

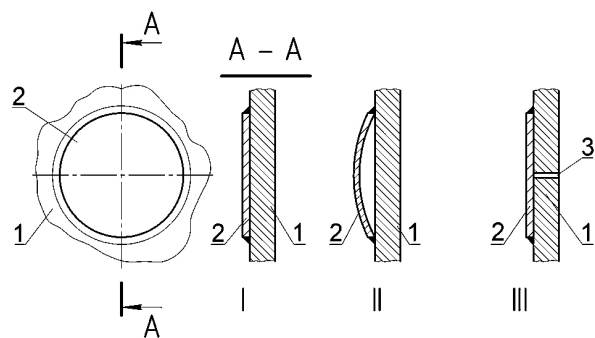


Рис. 6. Пример неверной конструкции отбойника: 1 – корпус сосуда; 2 – отбойник; 3 – сварной шов; 4 – отверстие.

I – отбойник в начальный период эксплуатации; II – отбойник после года эксплуатации; III – рациональная конструкция отбойника, с отверстием в стенке корпуса

Fig. 6. Example of incorrect baffle design: 1 – Vessel body; 2 – bump stop; 3 – weld; 4 – whole. I – baffle in the initial period of operation; II – baffle after a year of operation; III – rational design of the baffle, with a hole in the body wall

плуатируемого в сероводородсодержащих средах, является очень важной составляющей в комплексе мер, направленных для предотвращения аварийных ситуаций, повышения надежности и долговечности про-

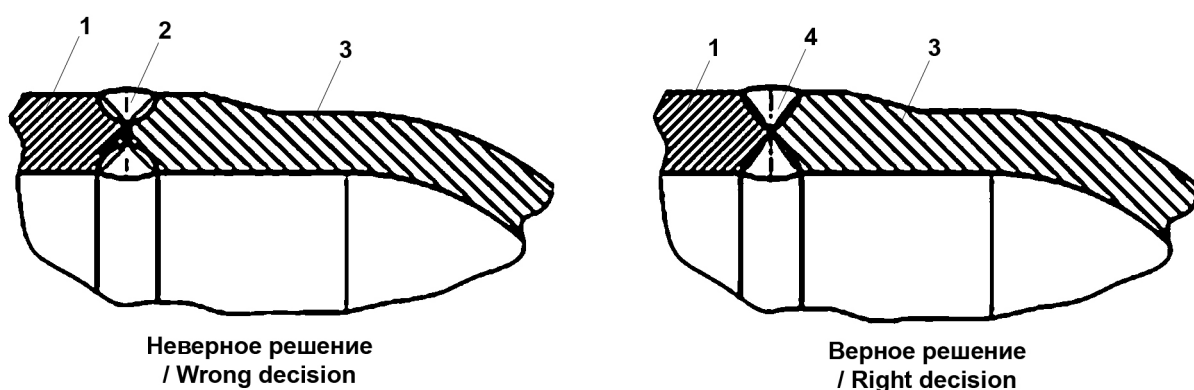


Рис. 7. Верное и неверное решения при выборе конструкции сварного кольцевого шва: 1 – обечайка; 2 – наплавленный металл шва; 3 – конструктивный непровар; 4 – днище. I – кольцевой шов, имеющий конструктивный непровар; II – кольцевой шов без конструктивного непровара

Fig. 7. Right and wrong decisions when selecting a weld design of a circumferential weld: 1 – shell; 2 – deposited weld metal; 3 – constructive lack of penetration; 4 – bottom. I – an annular seam with a structural lack of penetration; II – circular seam without structural lack of penetration

изводственных объектов.

В течение последних лет нефтегазовые компании эффективно используют метод расчетного определения вероятности отказов оборудования [12]. Недостатком этого метода является возможность серьезных ошибок, связанных с неточностью исходных данных, что наиболее вероятно при диагностике оборудования, эксплуатируемого в контакте с сероводородсодержащими средами. Это объясняется неоднозначным, сложно предсказуемым воздействием сероводорода и сопутствующих коррозионно-активных компонентов на металл оборудования. И в настоящее время в этой области существует много не решенных проблем. Это, в частности, связано со следующим:

- при разработке нового месторождения всегда возникает сочетание факторов (состав среды, давление, температура, виды применяемых реагентов и т.д.), которое всегда отличается от встречающихся на других объектах;

- в процессе длительной эксплуатации ранее изученного месторождения меняются различные факторы, поэтому их суммарное влияние зачастую сказывается на характере и условиях протекания коррозионных процессов;

- внедрение в производство новых материалов для изготовления технологического оборудования, свойства которых зачастую не могли быть в достаточной степени изучены применительно к конкретным эксплуатационным условиям;

- применение новых технологических процессов и (или) реагентов, их ведении на любой стадии добычи, транспорта или переработки сероводородсодержащей продукции;

- внедрение новых средств и методов защиты от коррозии.

Способы и оборудование для контроля процессов сероводородной коррозии

Применительно к производствам и установкам, где в составе продукции присутствует сероводород, а также углекислый газ, соли, кислоты и др., вместе с известными методами контроля коррозии (гравиметрическим методом; методом поляризационного сопротивления; методом электрического сопротивления; ультразвуковыми, магнитными, рентгенографическими, и тепловыми методами), используются специфические способы, предназначенные для сигнализации о растрескивании (зонды предупреждения разрушения – см. рис. 8) и наводороживания (водородные зонды нескольких типов – см. рис. 9) [39].

В результате комплекса лабораторных и опытно-промышленных испытаний установлено, что модернизированные водородные зонды используются и в качестве приборов для определения эффективности ингибиторов коррозии, а также индикации снижения степени наводороживания металла оборудования (рис. 10) [40].

Данное контрольное устройство, под названием «Коррозионный водородный зонд» защищено патентом на изобретение [41].

С учетом недостатков зондов предупреждения, для их замены разработаны следующие устройства [40]:

- устройство для испытания образцов под нагрузкой, величину которой можно регулировать (рис. 11). Это устройство предназначено для определения склонно-

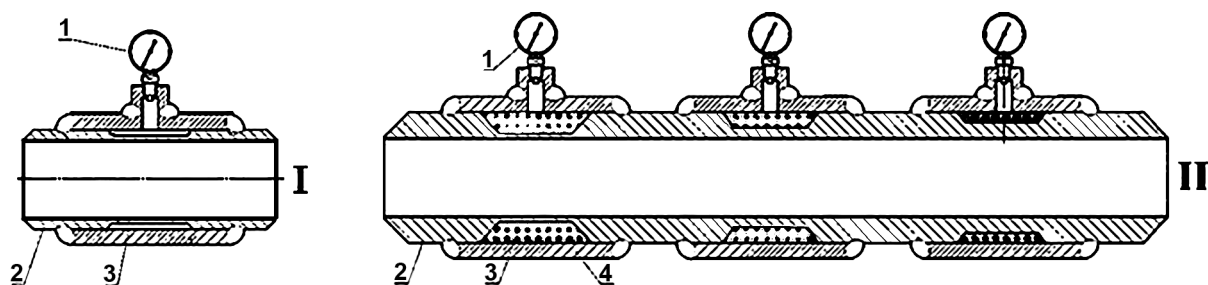


Рис. 8. Зоны предупреждения разрушения:

а – от коррозионного растрескивания; б – от общей коррозии.

1 – манометр; 2 – отрезок трубы; 3 – вставка; 4 – накладка

Fig. 8. Fracture prevention zones: а – from corrosion cracking; б – from general corrosion.

1 – gauge; 2 – pipe section; 3 – insert; 4 – lining

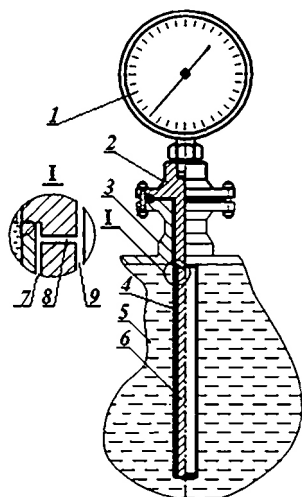


Рис. 9. Водородный зонд конструкции
ДООО ЦКБН:

1 – манометр; 2 – корпус зонда; 3 – штуцер контролируемого оборудования;
4 – датчик зонда; 5 – контролируемая среда; 6 – вкладыш; 7, 8 и 9 – каналы для сбора диффузионно-подвижного водорода

Fig. 9. Hydrogen probe designed by DOAO
CCBN:

1 – pressure gauge; 2 – probe body;
3 – connection of controlled equipment;
4 – probe sensor; 5 – controlled medium;
6 – insert; 7, 8 and 9 – channels for collecting diffusible hydrogen

сти испытываемой стали к коррозионному растрескиванию под напряжением (SCC) в условиях экспозиции под давлением контролируемой среды;

- устройство для контроля локальной коррозии (рис. 12). Данное устройство предназначено для использования в различных эксплуатационных условиях и для разных видов технологического оборудования, с целью определения наиболее глубоких локальных (питтинговых или язвенных) коррозионных поражений в условиях экспозиции.

Применение данных устройств в совокупности с коррозионным водородным зондом эффективно для оперативного контроля оборудования сероводородных объектов, работающих под давлением, при их безостановочной эксплуатации [42].

Системы комплексного коррозионного мониторинга (ККМ) предназначены для увеличения эффективности защиты аппаратов

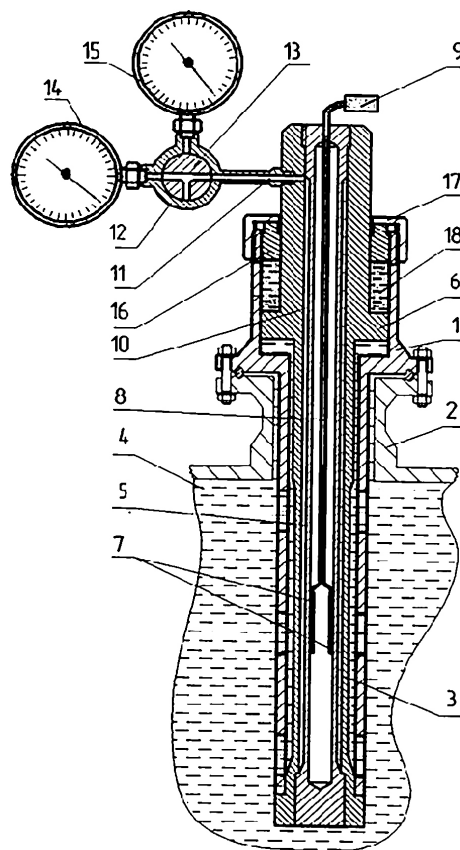


Рис. 10. Водородный зонд
с нагруженным датчиком:

1 – корпус зонда; 2 – штуцер; 3 – датчик водородного зонда; 4 – сероводородсодержащая среда; 5 – вкладыш; 6 – силовой поршень;
7 – тензодатчики; 8 – выводы от тензодатчиков в канал для водорода; 9 – тензопреобразователь;
10 – канал для водорода; 11 – патрубок;
12 – корпус трехходового крана; 13 – затвор трехходового крана; 14 – манометр высокого давления (для среды, содержащей сероводород);
15 – манометр низкого давления (для водорода);
16 – компенсационный поршень; 17 – регулирующая гайка; 18 – кремнийорганическая (сжимаемая) жидкость

Fig. 10. Hydrogen probe with loaded sensor:

1 – probe body; 2 – fitting; 3 – hydrogen probe sensor;
4 – hydrogen sulfide containing medium;
5 – liner; 6 – power piston; 7 – strain gauges;
8 – leads from strain gauges in strain gauges;
9 – strain gauge; 10 – hydrogen channel;
11 – branch pipe; 12 – three-way valve body;
13 – three-way valve plug; 14 – high pressure manometer (for the medium containing hydrogen sulfide); 15 – low pressure manometer (for hydrogen);
16 – compensation piston; 17 – regulating nut;
18 – silicone-organic (compressible) liquid

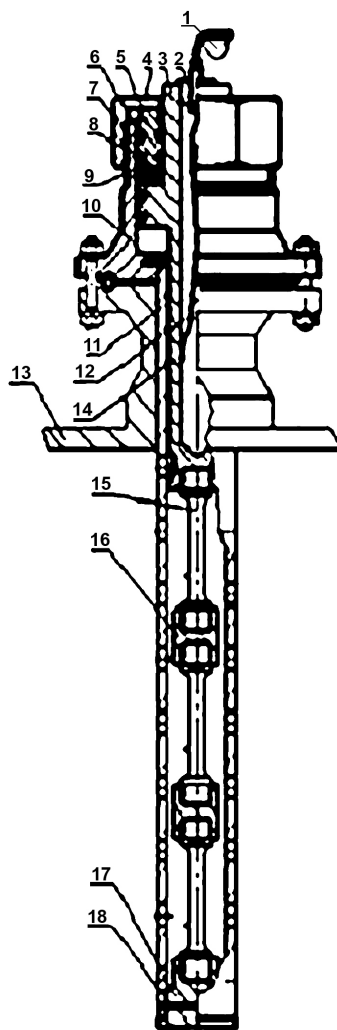


Рис. 11. Устройство для испытания образцов под регулируемой нагрузкой:

1 – вывод от тензопреобразователя; 2 – грундбукса; 3 – корпус поршня; 4 – регулировочная гайка; 5 – компенсирующий поршень; 6 – уплотнения; 7 – кремнийорганическая (сжимаемая) жидкость; 8 – корпус устройства; 9 – уплотнения; 10 – штифт; 11 – корпус тензопреобразователя; 12 – вывод тензодатчика; 13 – фланец оборудования; 14 – тензодатчик; 15 – образец; 16 – соединительная муфта; 17 – упор; 18 – гильза

Fig. 11. Device for testing samples under adjustable load:

1 – output from strain-gauge; 2 – grundbukka; 3 – piston body; 4 – adjusting nut; 5 – compensating piston; 6 – seals; 7 – silicone-organic (compressible) fluid; 8 – device body; 9 – seals; 10 – pin; 11 – strain-gauge body; 12 – strain-gauge outlet; 13 – equipment flange; 14 – strain-gauge; 15 – sample; 16 – connection sleeve; 17 – stop; 18 – thermowell

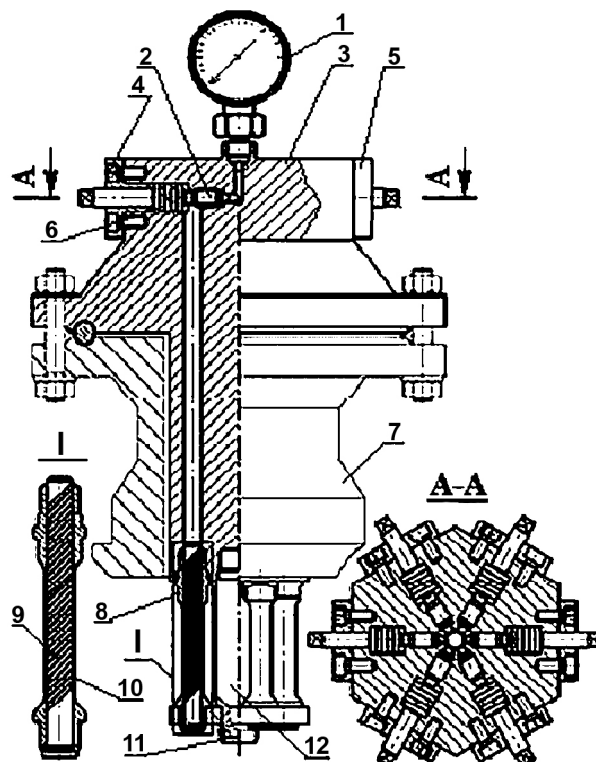


Рис. 12. Устройство для контроля локальной коррозии:

1 – электроконтактный манометр; 2 – жиклер; 3 – корпус устройства; 4 – крепеж; 5 – крышка; 6 – уплотнение; 7 – фланец оборудования; 8 – образец; 9 – вкладыш; 10 – стенка образца; 11 – заклепка; 12 – стойка

Fig. 12. Local corrosion control device:

1 – electric contact manometer; 2 – nozzle; 3 – housing of the device; 4 – mounting; 5 – cover; 6 – seal; 7 – equipment flange; 8 – sample; 9 – insert; 10 – sample wall; 11 – rivet; 12 – stand

и трубопроводов различных технологических установок и производств от коррозии [43]. Системы ККМ действуют автоматически, на основании сигналов, поступающих от многочисленных датчиков, установленных на разных участках технологических линий и в различных зонах аппаратов и трубопроводов.

Датчиками могут служить различные устройства (рис. 13), конечные элементы датчиков которых имеют электрическую или электронную связь с центральным пунктом управления системы, или ее составляющей части, где производится обработка поступающей информации в соответствии с действующей программой.



Рис. 13. Датчики, установленные на трубопровод, являющиеся частью системы коррозионного мониторинга

Fig. 13. Pipeline-mounted sensors that are part of a corrosion monitoring system

Устройствами, контролирующими состояние оборудования, могут служить следующие системы: акусто-имиссионные, тепловые, электрического сопротивления, поляризационного сопротивления, ультразвуковые, магнитные, а также устройства, описанные выше. При поступлении в центральный пункт информации об ускорении коррозионных процессов в определенной зоне, в эту зону поступает раствор ингибитора коррозии или увеличивается его концентрация, в случае автоматической подачи. Также, для защиты данного участка, возможно изменение определенных параметров среды.

Исследование процессов коррозии и защиты материалов в средах, содержащих сероводород

Основная цель работ, по исследованию коррозии материалов и способов защиты в средах, содержащих сероводород, является определение стойкости применяемых материалов и эффективности средств их защиты.

Исследования процессов коррозии и защиты разделяются на следующие:

- лабораторные;
- опытно-промышленные;
- производственные;
- специальные.

Проекты лабораторий, участков опытно-промышленных испытаний, а также установок для исследований на действующих предприятиях должны разрабатываться специализированными организациями [1] и проходить все процедуры согласования так же как и производственные сероводородсодержащие объекты. Также в процессе проведения испытаний требуется соблюдать действующие нормы [44, 45].

Для имитации воздействия разных факторов на стальное оборудование, эксплуатируемое в сероводородсодержащих средах, используются различные методы и устройства. Часто для испытания при механических нагрузках используются стандартные образцы, применяемые для механических испытаний металлов [46]. Обычно часть этих образцов используется для определения их исходных механических свойств, а на оставшихся образцах производят оценку на стойкость к HIC и SWC по ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001).

Для этих испытаний используются различные нагружающие приспособления. Установлено, что наиболее эффективны такие устройства, где нагрузка на образцы осуществляется с помощью грузов и рычагов, *рис. 14*, или с использованием гидравлики, *рис. 15*, в отличие от метода нагружения постоянной деформацией²¹.

Для определения влияния наводороживания на свойства сталей используются водородные зонды, датчики которых изготовлены из исследуемых материалов (*рис. 16*).

Значительное сокращения времени до получения результатов возможно при проведении ускоренных коррозионных испытаний. Ускорение процессов коррозии сталей, в сероводородсодержащих средах возможно:

- при повышении уровня механических напряжений в сечении образцов, в сравнении с уровнем, принятым для эксплуатируемого оборудования;
- в случае снижения pH испытательного раствора;
- при добавлении в испытательный раствор коррозионно-активных веществ;
- в результате нанесения концентратов напряжений на поверхности образцов;
- при повышении температуры испытаний.

²¹Установлено, что нагружение образцов в приспособлениях, создающих постоянную деформацию, приводит к значительным ошибкам, в виду релаксации первоначального уровня напряжений

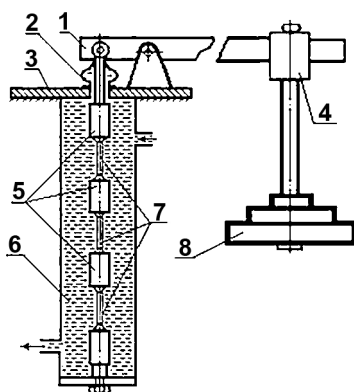


Рис. 14. Приспособление для лабораторных испытаний образцов с постоянной нагрузкой, передаваемой механически:
1 – рычаг; 2 – уплотнение; 3 – рама;
4 – подвес; 5 – соединительные втулки;
6 – испытательная среда; 7 – образцы;
8 – грузы

Fig. 14. Fixture for laboratory tests of samples with a constant load transmitted mechanically:
1 – lever; 2 – seal; 3 – frame; 4 – suspension;
5 – connecting sleeves; 6 – test medium;
7 – specimens; 8 – weights

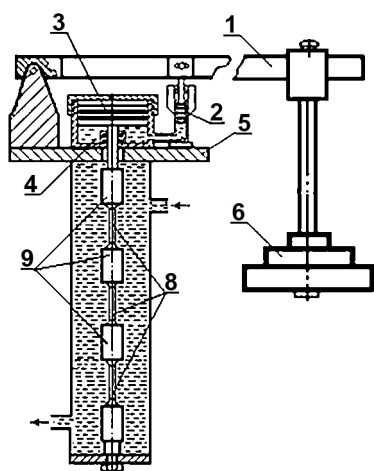


Рис. 15. Приспособление для лабораторных испытаний образцов с постоянной нагрузкой, передаваемой гидравлически:
1 – рычаг; 2 – плунжер; 3 – поршень; 4 – кремнийорганическая (сжимаемая) жидкость;
5 – рама; 6 – грузы; 7 – испытательная среда;
8 – образцы; 9 – соединительные втулки

Fig. 15. Fixture for laboratory tests of samples with a constant load transmitted hydraulically:
1 – lever; 2 – plunger; 3 – piston;
4 – silicone-organic (compressible) fluid;
5 – frame; 6 – weights; 7 – test medium;
8 – specimens; 9 – connecting sleeves

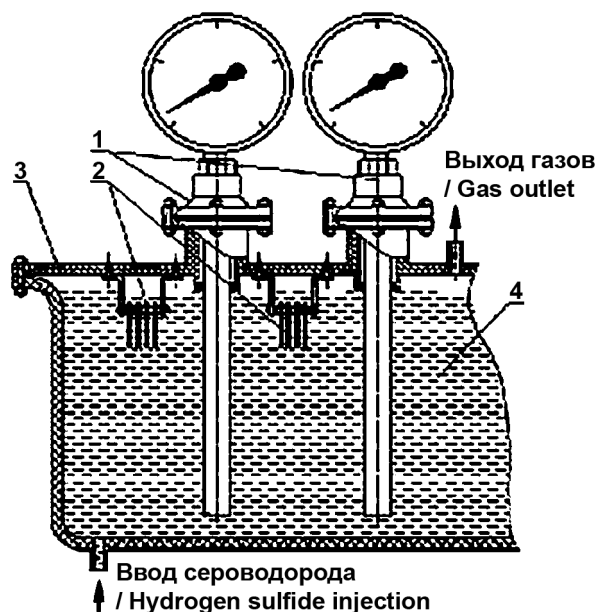


Рис. 16. Схема установки для коррозионных испытаний:

1 – водородные зонды; 2 – образцы-свидетели коррозии; 3 – корпус установки;
4 – среда

Fig. 16. Schematic of the installation for corrosion tests:

1 – hydrogen probes; 2 – specimens – witnesses of corrosion; 3 – rig body; 4 – medium

Нормативные испытания по ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) являются также ускоренными по отношению к «типовым» условиям эксплуатации стального оборудования, контактирующего с сероводородсодержащей продукцией. При необходимости, эти испытания могут быть дополнительно ужесточены.

Преимуществом ускоренных коррозионных исследований является возможность значительного снижения времени для полученных результатов, а также возможность параллельных исследований разных материалов и видов защиты.

Исследования процессов коррозии и защиты принципиально разделяются на лабораторные, опытно-промышленные, производственные, специальные виды испытаний. Практически важным видом лабораторных испытаний является определение эффективности ингибиторов, предназначенных для защиты сталей в сероводородсодержащих средах.

Опытно-промышленные исследования

коррозионных процессов в сероводородных средах [47] производятся для решения следующих задач:

- определения стойкости, а также методов защиты полноразмерных представителей оборудования в сероводородсодержащих средах, включая технологические аппараты и участки трубопроводов;
- параллельных исследований крупногабаритных образцов, в т.ч. сварных;
- проведения исследований в разные времена года и при различных погодных условиях. Обычно в этих условиях исследуются новые ингибиторы коррозии, а также различные защитные покрытия.

Производственные исследования выполняются на действующих предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащие газ и углеводородный конденсат.

Цели производственных испытаний связаны с проверкой в действии ранее опробованных в лабораторных и опытно-промышленных условиях ингибиторов коррозии, различных коррозионностойких материалов, способов ремонта оборудования и средств контроля коррозии [48]. Для выполнения производственных испытаний проектируются специальные приспособления (рис. 17).

Специальные виды испытаний

Для быстрого получения результатов по коррозионной стойкости оборудования, эксплуатируемого под воздействием некоторых сред, возникает необходимость испытаний и определения способов защиты от коррозии. Для решения этих проблем приходится разрабатывать специальные виды и методы испытаний. В частности, используются ускоренные испытания. Примером этого служит ускоренное испытание коррозионного воздействия раствора моноэтаноламина (МЭА) в процессе его регенерации при 120...140 °C [38].

В ходе исследований было установлено, что совершенно аналогичного характера изменения показателей коррозионной агрессивности растворов МЭА и электрохимического поведения в них углеродистой стали наблюдаются при введении в растворы МЭА даже небольших добавок натриевой

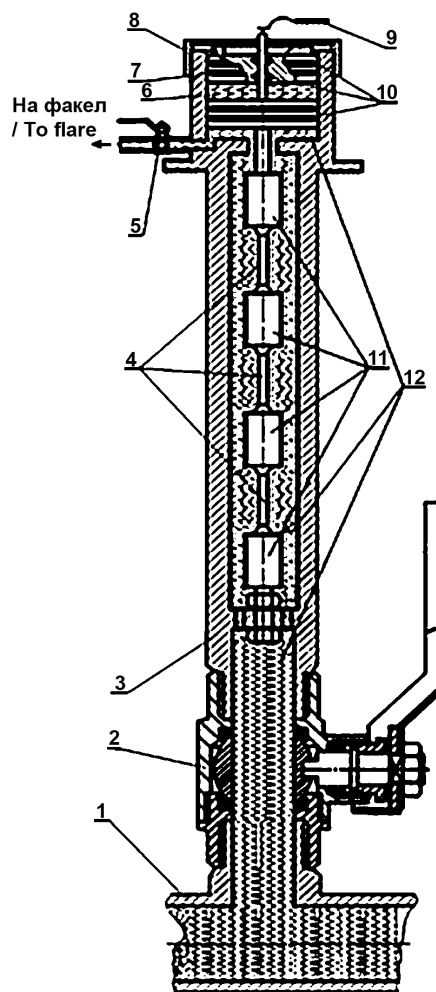


Рис. 17. Приспособление для испытания образцов сталей в производственных условиях:

- 1 – штуцер трубопровода; 2 – шаровой кран; 3 – корпус приспособления;
- 4 – испытываемые под нагрузкой образцы;
- 5 – шаровой кран для сброса на факел;
- 6 – кремнийорганическая (сжимаемая) жидкость; 7 – поршень для регулировки нагрузки;
- 8 – регулировочная гайка;
- 9 – контактное устройство; 10 – уплотнения;
- 11 – соединительные втулки;
- 12 – агрессивная сероводородсодержащая среда

Fig. 17. Fixture for testing steel specimens in production conditions:

- 1 – pipeline fitting; 2 – ball valve; 3 – fixture body;
- 4 – samples tested under load;
- 5 – ball valve for flare discharge; 6 – silicone-organic (compressible) liquid;
- 7 – piston for adjustment of load; 8 – adjustment nut;
- 9 – contact device; 10 – seals;
- 11 – connecting bushings; 12 – aggressive hydrogen sulfide-containing medium

соли этилендиаминтетрауксусной кислоты - трилона Б.

Трилон Б является азотсодержащим комплексом, подобно некоторым примесям, присутствующим в МЭА и идентифицированным как соединения, обладающие комплексобразующими свойствами.

Введение добавок трилона Б в "чистые" растворы МЭА позволило получить искусственные модельные среды с высокой контролируемой агрессивностью для исследования коррозионного и электрохимического поведения сталей в сероводородсодержащих средах в зависимости от различных эксплуатационных условий.

Выводы

1. Для повышения надежности нефтегазового оборудования в процессе проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта сероводородных нефтегазовых объектов, необходимо соблюдать требования федеральных законов к опасным производственным объектам.

2. При выполнении операций проектирования и строительства сероводородных нефтегазовых объектов необходимо применение строительного контроля.

3. На каждом нефтегазовом промышленном предприятии, обслуживающем сероводородные объекты, необходимо наличие службы коррозионной защиты.

4. В процессе эксплуатации и ремонта оборудования необходимо проведение технического освидетельствования и технического диагностирования, согласно установленным срокам и особенностям его проведения. В процессе выполнения неразрушающего контроля, технического диагностирования и ремонта оборудования, эксплуатируемого в сероводородсодержащих средах, необходимо учитывать специфические особенности, включая возможные непровары сварных швов и дефекты кожухотрубчатых теплообменников.

5. Необходимо комплексно применять различные способы и средства защиты стального оборудования от сред, содержащих сероводород, т.е. использовать:

- ингибиторы коррозии;
- эффективные защитные покрытия, включая полимерные, неорганические, металли-

ческие;

- электрохимическую защиту;
- технологические способы защиты.

6. Необходимо применять способы и оборудование для контроля коррозии в сероводородсодержащих средах.

7. Целесообразно использовать описанные виды коррозионных испытаний образцов материалов и способов защиты в средах, содержащих сероводород, включая лабораторные, опытно-промышленные, производственные и специальные испытания.

Литература

1. ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997.

2. Положение о федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору № 401 от 30 июля 2004 г.

3. Федеральный закон (проект) № 282757-6 «Технический регламент о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

4. ОНТП 1-86. Общесоюзные нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов.

5. НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.

6. СТО Газпром 2-2.3-491-2010. Техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением на объектах «ОАО «Газпром».

7. Изменения в техническом регламенте Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

8. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю. Адаптация.

9. СТО Газпром 2-2.3-066-2006. Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».

10. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. / под ред. В.М. Кушнарченко. – М.: Издательство «Недра», 1998. – 438 с.

11. ГОСТ Р 55601-2013. Аппараты теплообменные и аппараты воздушного охлажде-

ния. Крепление труб в трубных решетках. Общие технические требования.

12. Кушнарченко В. М. Гетманский М. А. Бугай Д. Е. и др. Ингибирование коррозии и коррозионного растрескивания нефтегазопромыслового оборудования в сероводородсодержащих средах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 60 с.

13. Даниловская Л.П., Крымская Р.С. Ингибиторы коррозии металлов. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, 2017. – 35 с.

14. 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.

15. Цыганкова, Л.Е., Можаров А.В., Иванниченко С.С., Косьяненко Е.С. Фенольные основания Манниха как ингибиторы коррозии и наводороживания стали в солянокислых средах, содержащих H_2S и CO_2 // Практика противокоррозионной защиты. – 2006. – № 2 (40). – С. 49-60.

16. Талзи В.П. Исследование состава продуктов деградации моноэтаноламина при адсорбционной очистке технологических газов. ИППУ СО РАН // Химическая промышленность. – 2010. – Т. 87, № 2. – С. 87-96.

17. Минько Н.И., Нарцев В.М., Мелконян Р.Г. История развития и основы технологии стекла: учебное пособие. – Белгород: Издательство БГТУ, 2008. – 335 с.

18. Фахльман Б. Химия новых материалов и нанотехнологии: учебное пособие; пер. с англ. Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2011. – 464 с.

19. Матренин С.В., Слосман А.И. Техническая керамика: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 75 с.

20. Макаров А.П., Макаров Г.П. Перспектива использования неметаллических материалов для высокопрочной арматуры // Архитектурная наука и образование: Материалы научной конференции профессорско-преподавательского состава и молодых учёных МАРХИ. (Москва, 04. 2007). – М.: «Архитектура – С». – С. 59-68.

21. Венедиктов Н.Л. Полимерные материалы в нефтегазовой отрасли: Свойства,

способы переработки, область применения / под ред. Ковенского И.М. – Тюмень: Тюм ГНГУ, 2013. – 77 с.

22. ГОСТ 10007-80. Фторопласт-4. ТУ 6-05-810-88 (с Изменениями № 1, 2).

23. Гарифуллин Ф.А., Ибляминов Ф.Ф. Конструкционные резины и методы определения их механических свойств. – Казань: Казанский государственный технологический университет, 2000. – 77 с.

24. Вигдорович В.И., Макаров А.П., Скрынникова Е.А. Использование ряда композиционных защитных покрытий для торможения сероводородного растрескивания углеродистых сталей в среде NACE, насыщенной сероводородом // Коррозия: материалы, защита. – 2017. – № 3. – С. 35-41.

25. ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.

26. Краев И.Д. Попков О.В., Шульдинов Е.М., Сорокин А.Е., Юрков Г.Ю. Перспективы использования кремнийорганических полимеров при создании современных материалов и покрытий различного назначения // Труды ВИАМ. – 2017. – № 12 (60) – С. 42-62.

27. Вигдорович В.И., Макаров А.П. Влияние защитных покрытий на повышение стойкости углеродистых сталей против коррозионного растрескивания // Практика противокоррозионной защиты. – 2015. – № 3(77). – С. 28-36.

28. Коробов Ю. С., Панов В.И., Разиков Н. М. Анализ свойств газотермических покрытий. Часть 1. Основные методы и материалы газотермического напыления: учебное пособие. – Екатеринбург: УРФУ, 2016. – 80 с.

29. Кореньякин А.Ф., Бакланов А.Е., Бегунова Г.А. Опыт достижения оптимального уровня противокоррозионной защиты оборудования астраханского газоперерабатывающего завода // Коррозия. Территория нефтегаз. – 2018. – № 1 (39). – С. 74-78.

30. Макаров А.П., Кузничников Ю.Н. Новое направление в области повышения эксплуатационной надёжности и долговечности трубопроводов, сосудов и резервуаров

нефтегазовых производств // Газинформ. – 2013. – № 1/41. – С. 51-56.

31. Романов В.В., Макаров А.П., Геминев В.В., Мельситднов А.С., Лившиц И.Г., Бочкарёв Г.И. Применение термодиффузионных покрытий в газовой и нефтяной промышленности // ЭИ ВНИИЭГАЗПРОМ. Серия «Коррозия и защита сооружений в газовой промышленности». – 1989. – вып. 1. – 44 с.

32. СТО 02494680-0050-2005. Изделия крепежные из стали обычной и высокой прочности, оцинкованные термодиффузионным методом.

33. Вигдорович В.И., Макаров А.П. Защита изделий из термоупрочняемых сталей в средах, содержащих сероводород // Практика противокоррозионной защиты. – 2015. – № 3(77). – С. 28-36.

34. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

35. Макаров А.П. Почему «трещат» магистральные газопроводы? Кто виноват? Что делать? // Пятый Международный топливно-энергетический форум ЭНЕРКОН «От современных технологий к стабильному отраслевому развитию. М.: ЦВК ЭКСПОЦЕНТР, 2014. – 35 с.

36. Макаров А.П. Новое в методах антикоррозионной защиты трубопроводов // III Петербургский Международный Газовый Форум (14-17 мая 2013 г.). – Санкт-Петербург, 2013. – 19 с.

37. Вигдорович В.И., Макаров А.П. Некоторые факторы разрушения магистральных газопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2014. – №3 (73). – С. 14-21.

38. Пономаренко Д.В., Аюян Г.А. Коррозия и защита оборудования блоков моноэтаноломиновой очистки газов // Совет главных механиков нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России и стран СНГ. – 2020. – 5 с.

39. Методические указания по испытанию ингибиторов коррозии для газовой промышленности. – М.: ВНИИГАЗ, 1996.

40. Вигдорович В.И., Макаров А.П. Новые конструкции устройств контроля коррозии стали, работающей в условиях сероводородной коррозии под избыточным давлением // Практика противокоррозионной защиты. – 2015. – № 2 (76). – С. 51-55.

41. Вигдорович В.И., Макаров А.П., Князева Л.Г., Цыганкова Л.Е., Шель Н.В. Коррозионный водородный зонд // Патент РФ № 2645441, 21.02.2018.

42. Макаров А.П. Оперативный контроль коррозии и эффективности ингибиторной защиты технологического нефтегазового оборудования в процессе его эксплуатации под давлением сероводородсодержащих и других коррозионно-активных сред // Международная научно-прикладная конференция: «Новые технологии защиты от коррозии в промышленности» (28-29 окт. 2015 г.) – М.: ЦВК ЭКСПОЦЕНТР, 2015. – 20 с.

43. Мониторинг коррозии в процессах переработки нефти. Руководство по выбору решений для непрерывного мониторинга коррозии. Emerson Automation Solutions. – М., 2017. – 20 с.

44. Инструкция № 17 от 12.10.89. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

45. ПНД Ф 12.13.1-03. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (Общие положения). Методические рекомендации.

46. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение (с Изм. N 1, 2, 3).

47. СТ-07.1-00-00-04. Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа.

48. СТО Газпром 2-5.1-148-2007. Методы испытаний сталей и сварных соединений на коррозионное растрескивание под напряжением.

References

1. On industrial safety of hazardous production facilities. (1997). *Federal Law № 116-FZ*.

2. Regulations on the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service № 401. (2004).

3. Technical regulation on safety of equipment operated under overpressure. (2013). *Federal Law № 282757-6*.

4. All-Union norms of technological design of gas processing plants. (1986). *ОНП 1-86*.

5. Norms of technological design of gas

producing enterprises and underground gas storage stations. (2004). *NTP 1.8-001-2004*.

6. Technical Diagnosing of Pressure Vessels at OAO Gazprom Facilities. (2010). *STO Gazprom 2-2.3-491-2010*.

7. Changes in the technical regulation of the Customs Union «On the safety of equipment operating under overpressure». (2021). *TR TS 032/2013*.

8. Instruction on visual and measuring control. Adaptation. (2020). *RD 03-606-03*.

9. Regulations on in-line diagnostics of pipelines of compressor stations and booster compressor stations of OAO «Gazprom». (2006). *STO Gazprom 2-2.3-066-2006*.

10. 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.

11. Heat-exchange apparatus and air-cooling apparatus. Fastening of pipes in pipe grids. General technical requirements. (2013). *GOST R 55601-2013*.

12. Kushnarenko, V. M., Getmansky, M. A., Bugay, D. E., etc. (1989). *Inhibition of Corrosion and Corrosion Cracking of Oil and Gas-Field Equipment in Hydrosulfuric Medium*. Moscow: VNIIOENG.

13. Danilovskaya, L. P., Krymskaya, R. S. (2017). *Metal corrosion inhibitors*. Saint Petersburg: Saint Petersburg State Marine Technical University.

14. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P. (2015). Control of corrosion aggressiveness of hydrogen sulfide-containing media and evaluation of protection methods efficiency during continuous operation of oil and gas production installations. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 1(75), 60-71.

15. Tsygankova, L. E., Mozharov, A. V. Ivanishchenkov, S. S., & Kosyanenko, E. S. (2006). Phenolic Mannich bases as inhibitors of corrosion and hydrogenation of steel in hydrochloric acid media containing H₂S and CO₂. *Theory and Practice of Corrosion Protection* 2(40), 49-60

16. Talzy, V. P. (2010). Research of the monotanoline degradation products composition at the adsorption purification of technological gases. *Chemical Industry*, 87(2), 87-96.

17. Minko, N. I., Nartsev, V. M., & Melkonyan, R. G. (2008). *History of development and basics*

of glass technology. Belgorod: Publishing house BSTU.

18. Fahlman, B. (2011). *Chemistry of new materials and nanotechnology*. Translated from English. Dolgoprudny: Publishing House «Intellect».

19. Matrenin, S. V., Slosman, A. I. (2004). *Technical ceramics*. Tomsk: In TPU Publishing House.

20. Makarov, A. P., Makarov, G. P. (2007). *Prospect of using non-metallic materials for high-strength reinforcement. Architectural Science and Education: Proceedings of a scientific conference of professors and young scientists of MARKhI*. Moscow: «Architecture-S».

21. Venediktov, N. L. (2013). *Polymeric materials in the oil and gas industry: Properties, processing methods, applications*. Tyumen: TyumSOGU.

22. Fluoroplastic-4. Technical conditions (as amended N 1, 2). (1980). *GOST 10007-80*.

23. Garifullin, F. A., Ibleaminov, F. F. (2000). *Structural rubbers and methods of determining their mechanical properties*. Kazan: Kazan state technological university.

24. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P., & Skrynnikova, E. A. (2017). Using a number of composite protective coatings for inhibition of hydrogen sulfide cracking of carbon steels in the NACE medium saturated with hydrogen sulfide. *Corrosion: materials, protection*, (3), 35-41.

25. Preparation of steel surface before application of coating materials and related products. Visual assessment of surface cleanliness. Part 1. Degree of oxidation and degree of preparation of uncoated steel surface and steel surface after complete removal of previous coatings. (2014). *GOST R ISO 8501-1-2014*.

26. Storozhenko, P. A. (2014). *Application of organosilicon compounds in industry and construction*. Moscow: GNTS RF «GNIHTEOS».

27. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P. (2017). Effect of protective coatings on improving the resistance of carbon steels against corrosion cracking. *Theory and Practice of Corrosion Protection* 3(77), 28-36.

28. Korobov, Yu. S., Panov, V. I., & Razikov, N. M. (2016). *Analysis of the properties of gas-thermal coatings. Part 1. Basic methods and materials of gas-thermal spraying*.

Yekaterinburg: URFU.

29. Korenyakin, A. F., Baklanov, A. E., & Begunova, G. A. (2018). Experience in achieving the optimal level of anticorrosion protection of the equipment of the Astrakhan Gas processing plant. *Territory of oil and gas*, 1(39), 74-78.

30. Makarov, A. P., Kuznichenkov, Y. N. (2013). New direction in increasing operational reliability and durability of pipelines, vessels and reservoirs of oil and gas industries. *Gazinform*, (1/41), 51-56.

31. Romanov, V. V., Makarov, A. P., Geminov, V. V., Melsitdnov, A. S., Livshits, I. G., & Bochkarev, G. I. Application. (1989). Application of thermodiffusion coatings in gas and oil industry. *Corrosion and protection of structures in gas industry*, (1).

32. Fasteners from steel of normal and high strength, zinc-plated by thermodiffusion method. General specifications. (2005). *STO 02494680-0050-2005*.

33. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P. (2015). Protection of Articles Made of Heat-Treated Steels in Environments Containing Hydrogen Sulfide. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 3(77), 28-36.

34. Steel trunk pipelines. General requirements for corrosion protection. (1998). *GOST R 51164-98*.

35. Makarov, A. P. (2014). Why main gas are pipelines «cracking»? Who is to blame? What to do? *Fifth International Energy Forum ENERCON «From Modern Technologies to Stable Industrial Development»*. Moscow: EXPOCENTER.

36. Makarov, A. P. (2013, 14-17 May). New in methods of corrosion protection of pipelines. *The Third St. Petersburg International Gas*. Russia, St. Petersburg.

37. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P. (2014). Some factors of destruction of main gas pipelines. *Theory and Practice of Corrosion protection*, 3(73), 14-21.

38. Ponomarenko, D. V., Ayuyan, G. A. (2020). *Corrosion and protection of equipment*

of monoethanolamine gas treatment units. Moscow: Council of chief mechanics of oil refining and petrochemical enterprises of Russia and CIS countries.

39. *Methodical instructions for testing corrosion inhibitors for the gas industry*. (1996). Russia: VNIIGAZ.

40. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P. (2015). New constructions of devices for control of corrosion of steel working in conditions of hydrogen sulfide corrosion under excessive pressure. *Theory and Practice of Corrosion protection*, 2(76), 51-55.

41. Vigdorovich, V. I., Makarov, A. P., Knyazeva, L. G., Tsigankova, L. E., & Shel, N. V. Corrosion hydrogen probe. Patent №, 2645441. Reg. 21.02.2018.

42. Makarov, A. P. (2015, 28-29 October). Operational Control of Corrosion and Efficiency of Inhibitor Protection of Technological Oil and Gas Equipment in the Process of its Operation under Pressure of Hydrogen Sulfide and Other Corrosive and Active Medium. *International Scientific-Applied Conference: «New Technologies of Corrosion Protection in Industry»*. Moscow: EXPOCENTER.

43. *Corrosion monitoring in oil refining processes. A guide to selecting solutions for continuous corrosion monitoring*. (2017). Moscow: Emesron Autoamtion Solutions.

44. Instruction on the safety of work in the development of oil, gas and gas condensate fields. (1989). *Resolution of Gosgortekhnadzor of the USSR from 12.10.89 № 17*.

45. Safety Equipment at Work in Analytical Laboratories (General Provisions). Methodical recommendations. (2003). *PND F 12.13.1-03*.

46. Metals. Methods of tensile tests (as amended in Nos.1, 2, 3). (1984). *GOST 1497-84*.

47. The procedure of laboratory and field-testing of chemical reagents for use in oil and gas production and treatment processes. (2004). *ST-07.1-00-00-04*.

48. Methods of testing steels and welded joints for stress corrosion cracking. (2007). *STO Gazprom 2-5.1-148-2007*.

Информация об авторах

Моисеева Людмила Сергеевна, д.т.н., профессор, Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет), г. Москва, Российская Федерация
Мakarov 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

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).



В.И. Вигдорович

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.

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



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

Предприятие-изготовитель	Наименование продукции
Сертификаты	
ООО «ПЛАЗМА», г. Альметьевск	Коррозионно-стойкое покрытие SUPER-STAINLESS
ООО «2С», г. Москва	Многофункциональный интенсифицирующий реагент МиР-2С
ООО «СахаЭнергомашстрой», г. Якутск	Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой
ООО «СахаЭнергомашстрой», г. Якутск	Скорлупы из пенополиуретана для теплоизоляции стальных труб
ООО «Урал-Спецресурс», г. Екатеринбург	Трубы и фасонные изделия стальные в пенополимерминеральной изоляции
ООО «РАИФ», г. Казань	Полимерная композиция Пластик КС
ООО «ИТЦ «СамараНИПИнефть», г. Самара	Поверхностно-активный комплексный состав (ПКС)
АО «Самаранефтегаз», г. Самара	Стабилизированный поверхностно-активный кислотный состав (СПАКС)
ООО «КоНеТех», г. Уфа	Полимерная композиция Пластик-М
ИООО «ДВЧ-Менеджмент», Республика Беларусь, Минская обл. Крупский р-н, пос. Крупский	Добавка смазывающая «DW-BASE»
ИООО «ДВЧ-Менеджмент», Республика Беларусь, Минская обл. Крупский р-н, пос. Крупский	Масло минеральное ЭКО-2
ИООО «ДВЧ-Менеджмент», Республика Беларусь, Минская обл. Крупский р-н, пос. Крупский	Основы углеводородные маловязкие «УМО» 5R-35
ООО «АРХИМ», Брянская обл., г. Новозыбков	Добавка смазочная для буровых растворов на водной основе «АМ-83»
ЗАО «СТУ», г. Москва	Системы теплоизоляционные универсальные