



Уважаемые коллеги,

Продолжая практику подготовки тематических номеров журнала, предлагаем вашему вниманию подборку материалов по проблемам коррозии, противокоррозионной защиты, средствам консервации оборудования нефтегазодобычи.

Хотелось бы обратить ваше внимание, уважаемые коллеги, и на информацию о деятельности Системы сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС, обеспечивающей многие отрасли энергетики и промышленности необходимыми сертификатами и нормативно-технической документацией, осуществляющей все виды испытаний, обследований, экспертиз и анализов материалов и оборудования.

Как всегда, ждем обратной связи с вами, ваших отзывов и предложений.

Главный редактор А.П. Акользин



**ПРАКТИКА
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

Том 27 № 2 2022 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

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 27 Issue 2 2022

**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

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

Vycheslav G. GLUKHOV



В номере:

МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Д.А. Васин, А.И. Шеферов, С.А. Никулин, Е.Л. Карнавский, Л.А. Косарева

Оптимальное регулирование работы станции катодной защиты на основании показателей надежности и остаточного ресурса..... 7

Л.А. Махмудова, Э.З. Кулиев

Консервационные жидкости на основе продуктов нитрования алкенов..... 26

ТРУБОПРОВОДЫ – КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА

Б.К. Саяхов, А.Г. Дидух, К.Б. Оралбаева, Д.К. Жамбакин, К.Е. Абсалиев, Л.Е. Боранбаева

Протекание коррозии трубной стали 17Г1С в нефти с допустимым количеством подтоварной воды..... 33

ПРИКЛАДНАЯ ЭЛЕКТРОХИМИЯ

С.С. Адилова, А.Д. Алиев, А.Б. Дровосеков

Химико-каталитическое осаждение сплава Ni-Mo-P..... 40

СЕРТИФИКАЦИЯ

А.П. Акользин

Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС..... 49

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

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



Contents:

MATERIALS AND EQUIPMENT FOR CORROSION PROTECTION

D.A. Vasin, A.I. Sheferov, S.A. Nikulin, E.L. Karnavsky, L.A.Kosareva

Optimal regulation of cathodic protection plant operation on the basis of reliability and residual life..... 7

L.A. Makhmudova, E.Z. Kuliyeu

Product-based preservation liquids nitration of alkenes..... 26

PIPELINES – CORROSION AND PROTECTION

B.K. Sayakhov, A.G. Didukh, K.B. Oralbayeva, D.K. Zhambakin, K.E. Absaliyev, L.E. Boranbayeva

Corrosion of pipe steel 17Г1С in oil with an allowable amount of bottom water... 33

APPLIED ELECTROCHEMISTRY

S.S. Adilova, A.D. Aliev, A.B. Drovosekov

Electroless Plating of Ni-Mo-P Alloy..... 40

SERTIFICATION

A.P. Akolzin

Fuel and energy complex certification system «TEKSERT» TSNIKS..... 49

ATTENTION TO AUTHORS

Information on the preparation of articles is posted on the website:
<http://www.corrosion-protection.ru>.



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.



**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

**MATERIALS AND EQUIPMENT
FOR CORROSION PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-1

**Оптимальное регулирование работы станции катодной защиты
на основании показателей надежности и остаточного ресурса**

Д.А. Васин¹, А.И. Шеферов², С.А. Никулин^{2✉}, Е.Л. Карнавский², Л.А. Косарева³

¹АО «Гипрогазцентр»,
РФ, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 26

²АО «Газпром проектирование»,
РФ, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 26

³ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»,
РФ, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Звездинка, д. 11

e-mail: s.nikulin@ggc.nnov.ru, snikulin@gazpromproject.ru

Аннотация. Коррозия стальных подземных трубопроводов значительно снижает срок службы, приводя их к аварийному состоянию, при котором дальнейшая эксплуатация невозможна. Основными методами защиты всех трубопроводов являются изоляционные покрытия и электрохимическая защита.

Определение оптимальных параметров работы системы электрохимической защиты позволяет увеличить срок эксплуатации защищаемых объектов вследствие уменьшения нагрузки на рабочих объектах. Данные подходы, главным образом, направлены на снижение энергопотребления за счет определения оптимальных выходных параметров средств электрохимической защиты при условии соблюдения требований нормативной документации (НД) по допустимым значениям защитного потенциала. Однако алгоритмы оптимального регулирования напрямую не учитывают фактическое техническое состояние системы и не могут дать информацию о ее надежности.

Средний срок эксплуатации большинства существующих трубопроводов составляет более 20 лет. Фактические защитные характеристики от коррозии таких трубопроводов значительно снижены в сравнении с начальными. Ввиду чего возникает необходимость в определении надежности системы электрохимической защиты. Предлагаемые методы по определению и оценке показателей надежности систем электрохимической защиты направлены на построении Марковских моделей надежности исследуемого объекта и определении его коэффициента готовности.

Реализация алгоритмов оптимального регулирования в совокупности с методами оценки надежности систем электрохимической защиты может позволить определять время безаварийной работы и выявлять наиболее «уязвимые» элементы системы.

Ключевые слова: станция катодной защиты, анодное заземление, надежность, отказ системы, остаточный ресурс, электрохимическая защита, Марковская модель надежности, алгоритм оптимизации.

Для цитирования: Васин Д.А., Шеферов А.И., Никулин С.А., Карнавский Е.Л., Косарева Л.А. Оптимальное регулирование работы станции катодной защиты на основании показателей надежности и остаточного ресурса // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 2. – С. 7-25. doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-1.

Статья получена: 01.03.2021, опубликована 01.06.2022.

**Optimal regulation of cathodic protection plant operation
on the basis of reliability and residual life**

D.A. Vasin¹, A.I. Sheferov², S.A. Nikulin^{2✉}, E.L. Karnavsky², L.A. Kosareva³

¹JSC «Giprogascentr»,
26, Alekseevskaya st., Nizhniy Novgorod, 603950, Russian Federation

²JSC «Gazprom project»,
26, Alekseevskaya st., Nizhniy Novgorod, 603950, Russian Federation

³LLC «Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod»,
11, Zvezdinka street, Nizhny Novgorod, 603950, Russian Federation

e-mail: s.nikulin@ggc.nnov.ru, snikulin@gazpromproject.ru

Abstract. Corrosion of steel underground pipelines significantly reduces the service life, leading them to an emergency condition, in which further operation is impossible. The main methods of protecting such pipelines

are insulating coatings and electrochemical protection.

Determination of the optimal operating parameters of the electrochemical protection system allows to increase the service life of protected objects, due to a decrease in the load on working objects. These approaches are mainly aimed at reducing energy consumption by determining their optimal output parameters of electrochemical protection equipment, subject to compliance with the requirements of RD for permissible values of the protective potential. However, optimal control algorithms do not directly take into account the actual technical state of the system and cannot provide information about its reliability.

The average life of most existing pipelines is more than 20 years. The actual corrosion protection characteristics of such pipelines are significantly reduced in comparison with the initial. In view of this, there is a need to determine the reliability of the electrochemical protection system. Proposed methods for determining and evaluating the reliability indicators of electrochemical protection systems are aimed at building Markov models of the reliability of the object under study and determining its availability factor.

The implementation of optimal control algorithms in conjunction with methods for assessing the reliability of electrochemical protection systems can make it possible to determine the time of trouble-free operation and identify the most "vulnerable" elements of the system.

Keywords: cathodic protection station, anode grounding, reliability, system failure, residual life, electrochemical protection, Markov reliability model, optimization algorithm.

For citation: Vasin, D. A., Sheferov, A. I., Nikulin, S. A., Karnavsky, E. L., & Kosareva, L. A. Optimal regulation of cathodic protection plant operation on the basis of reliability and residual life. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(2), 7-25. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-1.

Received: March 01, 2022. Published: June 01, 2022.

Введение

В процессе транспорта нефти и газа трубопроводы и технологическое оборудование подвергаются коррозии. Данное явление способно привести к значительному материальному и экономическому ущербу. Для защиты подземных трубопроводов от коррозии предусматривается электрохимическая защита (ЭХЗ), реализуемая за счет методов катодного смещения собственного потенциала металла трубы, и применение изоляционных покрытий, наносимых на поверхность трубопровода для ограждения стенки трубопровода от внешней среды.

Для оценки состояния защищенности трубопроводов, отслеживания снижения защитных характеристик и своевременного обнаружения коррозионных дефектов повсеместно находит свое применение система дистанционного коррозионного мониторинга (СДКМ). Эта система позволяет дистанционно отслеживать параметры защиты ЭХЗ (сила тока защиты, защитный потенциал, скорость коррозии и т.п.) и анализировать их изменение, выполнять прогноз на основе накопленной базы данных, регулировать выходные параметры станций катодной защиты (СКЗ) [1].

С течением времени происходит постепенное ухудшение состояния изоляционного покрытия трубопроводов и частичное разрушение анодного заземления (АЗ) установок катодной защиты (УКЗ). Данные

процессы влияют на работу СКЗ и приводят к изменению её выходных параметров. При этом стоит отметить, что средний возраст трубопроводов, находящихся в эксплуатации, составляет порядка 20...30 лет, а УКЗ, обеспечивающие защиту трубопровода от коррозии, либо выходят на номинальные режимы работы, либо уже работают в них. Однако, несмотря на применение современных СДКМ и реализованных с их помощью алгоритмов оптимизации режимов работы системы ЭХЗ, на данный момент отсутствуют методы, позволяющие регулировать работу ЭХЗ с учетом надежности ее отдельных элементов.

Надежность и коэффициент готовности системы ЭХЗ

В общем случае понятие «надежность» – это свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [2]. Для ЭХЗ трубопровода надежность будет определяться соответствием величин защитного потенциала «труба-земля» требованиям нормативных документов (НД). Как уже отмечалось выше, отслеживание изменения величины защитного потенциала на трубопроводах выполняется при помощи систем СДКМ, в состав которых в свою очередь входят контрольно-диагностические пункты

(КДП), оборудованные неполяризующимися электродами сравнения и индикаторами скорости коррозии (рис. 1), а также периодических измерениях защитного потенциала при полевых обследованиях.

Распределение защитного потенциала «труба-земля» по трассе трубопровода носит экспоненциальный характер, при этом максимальная по модулю величина потенциала наблюдается в точке дренажа УКЗ, а минимальная – на конце ее плеч защиты (рис. 2). Характер влияния СКЗ на величину потенциала в конкретной точке трубопровода отражает коэффициент влияния, определяемый по следующей формуле:

$$A_{ij} = \frac{\Delta\phi_i}{\Delta I_j}, \quad (1)$$

где $\Delta\phi_i$ – изменение потенциала в i -й точке контроля, В;

ΔI_j – изменение силы тока j -СКЗ, А.

С учетом формулы (1) величина защитного потенциала «труба-земля» в конкретной точке контроля определится выражением [3]:

$$U_i = \phi_{ict} + A_{i1}I_1 + A_{i2}I_2 + \dots + A_{ij}I_j + \dots + A_{in}I_n \quad (2)$$

где ϕ_{ict} – потенциал сторонних источников тока в i -ой точке трубопровода, В;

A_{ij} – коэффициент влияния j -ой СКЗ на i -ую точку контроля;

I_j – сила тока на выходе j -ой СКЗ, А;

n – количество СКЗ, участвующих в расчете.

Уравнение (2) может быть использовано для записи системы уравнений для всех точек контроля потенциала. В этом случае появляется возможность в режиме реального времени спрогнозировать изменение величины разности потенциалов в любой точке трубопровода в зависимости от выбранной величины силы тока СКЗ, выявить зоны недозащиты, а, следовательно, определить работоспособность системы ЭХЗ. При этом под отказом понимается такое состояние системы ЭХЗ, когда защищенность трубопровода по величине защитного потенциала «труба-земля» не обеспечена в любой из контрольных точек трубопровода.

Основной причиной отказа системы ЭХЗ является отказ одного из следующих ее элементов [3], [4]:

- источника электроснабжения;
- СКЗ;
- кабельной и/или воздушной линии;
- АЗ;
- контактного устройства.

Для вновь построенных трубопроводов отказ одного из выше перечисленных элементов УКЗ однозначно не приводит к отказу системы ввиду того, что защита трубопровода осуществляется несколькими установками, которые, в ряде случаев, могут скомпенсировать падение защитного потенциала на участке отказавшей УКЗ [3], [4]. Схема надежности такой системы ЭХЗ приведена на рис. 3.

Для трубопроводов малой протяженности, защита которых обеспечивается одной УКЗ, и для трубопроводов, находящихся в эксплуатации длительное время, схема надежности систем ЭХЗ имеет вид, представленный на рис. 4. Во втором случае такая схема обуславливается отсутствием зон взаимовлияния соседних УКЗ в результате необратимого старения изоляционного покрытия и частичного разрушения АЗ, что приводит к снижению длины защитной зоны [3], [4]:

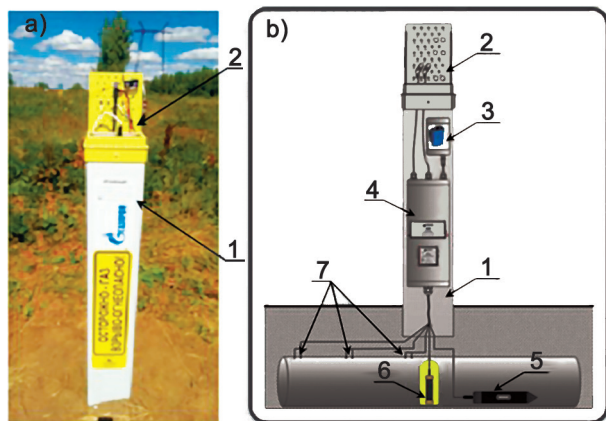


Рис. 1. Контрольно-диагностический пункт СДКМ: а – внешний вид; б – устройство:
1 – стойка КИП; 2 – клеммная панель;
3 – источник питания; 4 – оборудование;
5 – устройство контроля скорости коррозии;
6 – электрод сравнения; 7 – точки подключения к трубопроводу

Fig. 1. Control and diagnostic point SDCM:
a – appearance; b – device: 1 – instrumentation CMP; 2 – terminal board; 3 – power supply;
4 – equipment; 5 – corrosion rate control device; 6 – reference electrode; 7 – points of connection to the pipeline

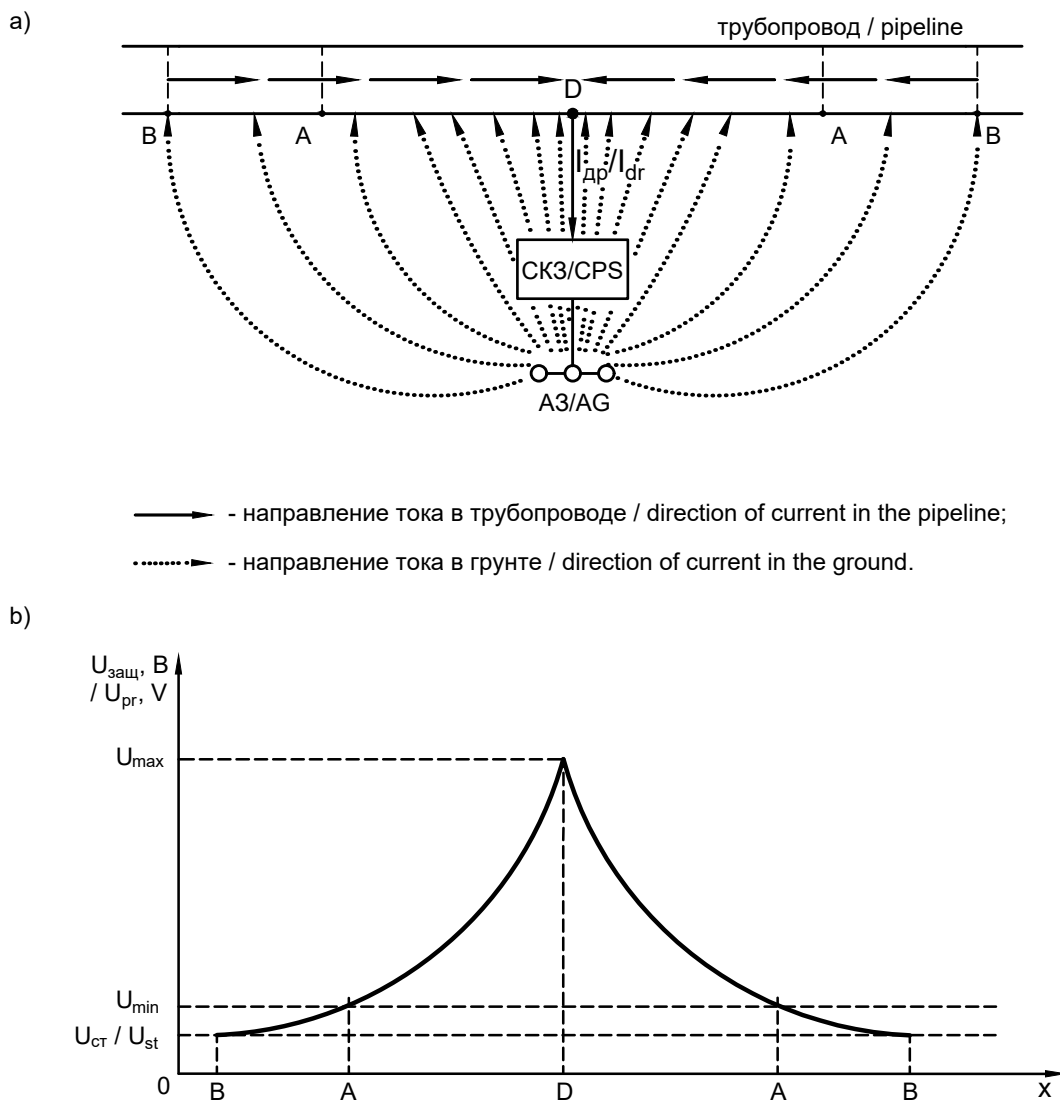


Рис. 2. График распределения защитной разности потенциалов «труба-земля» по трубопроводу: D – точка дренажа; А-А – участок трубопровода, находящийся под защитой; В-А, А-В – участки трубопровода, где не соблюдаются требования НД по защищенности

Fig. 2. Graph of the distribution of the protective potential difference «pipe-to-ground» along the pipeline: D – drainage point; А-А – section of the pipeline under protection; В-А, А-В – sections of the pipeline where the ND requirements for security are not met

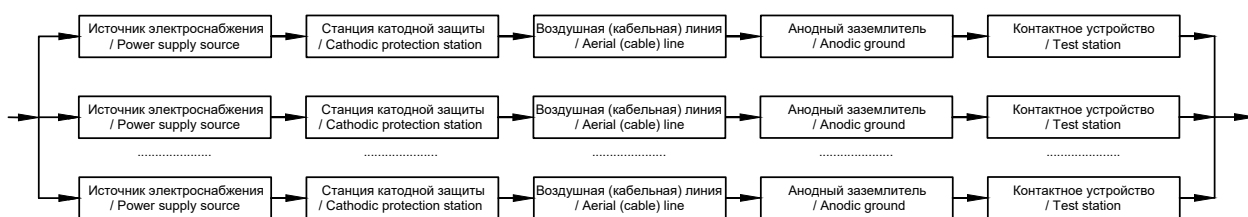


Рис. 3. Структурная схема надежности системы ЭХЗ на новых протяженных трубопроводах

Fig. 3. Structural diagram of the reliability of the ECP system on new extended pipelines

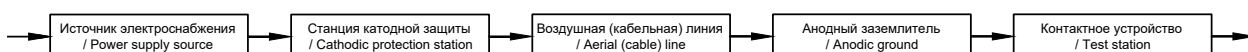


Рис. 4. Структурная схема надежности системы ЭХЗ на длительно эксплуатируемых трубопроводах и трубопроводах малой протяженности

Fig. 4. Structural diagram of the reliability of the ECP system on long-term operated pipelines and pipelines of short length

Также следует отметить, что система ЭХЗ является восстанавливаемой, т.е. восстановление отказавшего элемента возвращает систему в состояние работоспособности. Таким образом, процесс функционирования ЭХЗ представляет собой последовательность чередующихся интервалов работы θ_n и простоя ξ_n (рис. 5) [4].

В качестве примера, для выполнения дальнейших расчетов был выбран участок действующего магистрального газопровода протяженностью 12 км, на котором установлено пять УКЗ и СДКМ. Схема расположения УКЗ представлена на рис. 6.

Чтобы определить состояния системы ЭХЗ, при которых будет наблюдаться ее отказ, необходимо вычислить значения коэффициентов влияния СКЗ на каждую точку контроля защитного потенциала. Для этого, с учетом формулы (2), записывается следующая система уравнений:

$$\begin{aligned} 0,4 \text{ км: } & \begin{cases} U_1 = \phi_{1ct} + A_{11}I_1 + A_{12}I_2 + A_{13}I_3 + A_{14}I_4 + A_{15}I_5 \end{cases} \\ 3,5 \text{ км: } & \begin{cases} U_2 = \phi_{2ct} + A_{21}I_1 + A_{22}I_2 + A_{23}I_3 + A_{24}I_4 + A_{25}I_5 \end{cases} \\ \text{ГРС: } & \begin{cases} U_3 = \phi_{3ct} + A_{31}I_1 + A_{32}I_2 + A_{33}I_3 + A_{34}I_4 + A_{35}I_5 \end{cases} \\ 6,8 \text{ км: } & \begin{cases} U_4 = \phi_{4ct} + A_{41}I_1 + A_{42}I_2 + A_{43}I_3 + A_{44}I_4 + A_{45}I_5 \end{cases} \\ 10,5 \text{ км: } & \begin{cases} U_5 = \phi_{5ct} + A_{51}I_1 + A_{52}I_2 + A_{53}I_3 + A_{54}I_4 + A_{55}I_5 \end{cases} \\ 11,9 \text{ км: } & \begin{cases} U_6 = \phi_{6ct} + A_{61}I_1 + A_{62}I_2 + A_{63}I_3 + A_{64}I_4 + A_{65}I_5 \end{cases} \end{aligned} \quad (3)$$

На основании данных изменения режимов работы СКЗ и соответствующих им изменениям значений защитных потенциалов «труба-земля» в точках контроля, используя метод наименьших квадратов, выполняется расчет коэффициентов влияния (табл. 1).

Рассматривая всевозможные варианты состояния системы ЭХЗ при различной конфигурации отказа ее элементов и используя полученные значения коэффициентов влияния СКЗ на величину защитного потенциала в точках контроля, определяется общее состояние системы (рис. 7): работает или отказ. На рис. 8 представлены иллюстрация трех конфигураций системы: а) конфигурация 1; б) конфигурация 10; в) конфигурация 14.

В теории надежности для описания состояния работоспособности объекта используется коэффициент готовности, отражающий вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени [4, 5]. Данный коэффициент определяется следующим образом:

$$K_r = 1 - \sum_{i=1} P_i, \quad (4)$$

где $\sum P_i$ - сумма всех вероятностей, приводящих к отказу системы.

Для анализа безотказности работы системы и определения ее коэффициента готовности используется Марковский метод с построением схемы надежности (рис. 9).

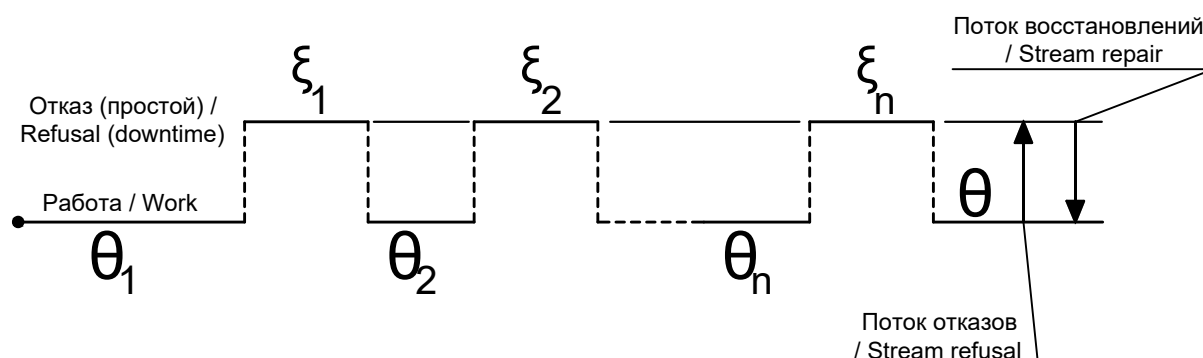


Рис. 5. Схема работы восстанавливаемого объекта

Fig. 5. Scheme of operation of the restored object

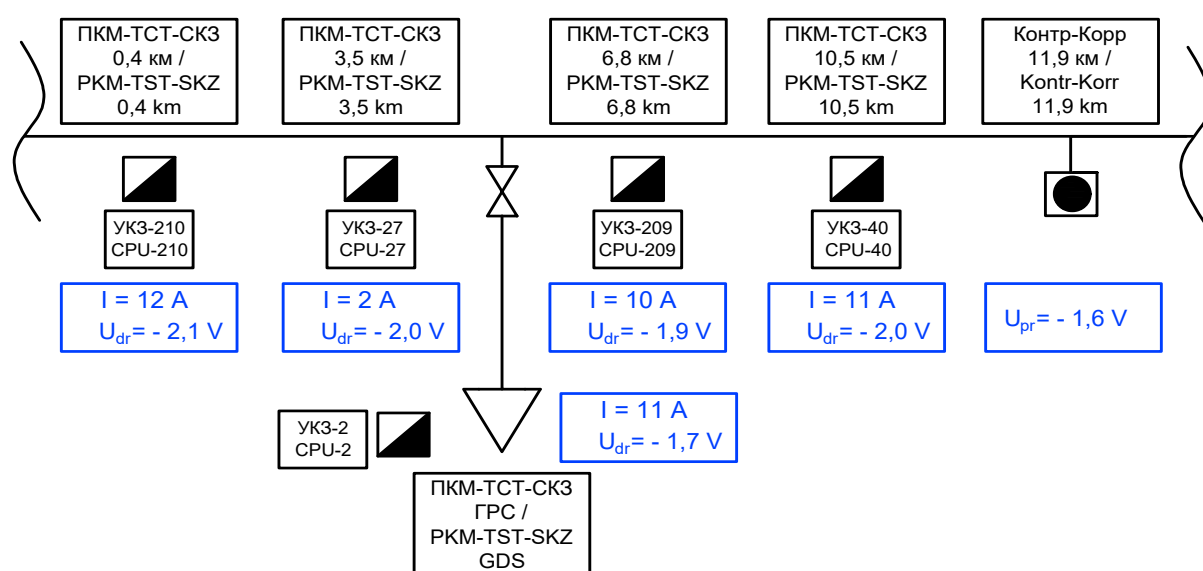


Рис. 6. Схема исследуемого участка газопровода

Fig. 6. Scheme of the studied section of the gas pipeline

При этом полагается, что интенсивности отказа и восстановления являются не зависящими от времени константами [5], [6].

Интенсивность отказов элемента системы может быть определена по следующей формуле (5):

$$\lambda_{eli} = \frac{1}{T_{eli}}, \quad (5)$$

где T_{eli} – наработка элемента ЭХЗ на отказ, ч; а интенсивность восстановления элемента по формуле (6):

$$\mu_{eli} = \frac{1}{\tau_{eli}}, \quad (6)$$

где τ_{eli} – среднее время восстановления элемента ЭХЗ, ч.

На основании паспортных характеристик оборудования системы ЭХЗ, а также статистических данных производителей (наработка на отказ и среднее время восстановления), вычисляются соответствующие интенсивности отказа и восстановления отдельных элементов УКЗ. Выбор величины среднего времени восстановления элемента УКЗ при наличии недозащиты осуществляется из расчета на то, что отказ (перерыв) электрохимической защиты должен быть устранен в течение не более 24 ч.

Интенсивность отказа УКЗ определяется как сумма интенсивностей ее отдельных элементов:

Таблица 1. Результаты расчета коэффициентов влияния

Table 1. Results of calculation of influence coefficients

№	Точки контроля защитного потенциала / Protective potential control points	Сила тока на выходе СКЗ, А / Current strength at the output of the CPS, A					Сторонний потенциал в точке контроля, В / External potential at the control point, V	Защитный потенциал в точке контроля, В / Protective potential at the point control, V
		УКЗ-210 / CPU-210	УКЗ-27 / CPU-27	УКЗ-2 / CPU-2	УКЗ-209 / CPU-209	УКЗ-40 / CPU-40		
		12	2	11	10	11		
		Коэффициенты влияния СКЗ / Influence coefficients of CPS						
1	0,4 км	-0,087	-0,012	-0,002	-0,003	0	-1,073	-2,197
2	3,5 км	-0,021	-0,147	-0,005	-0,018	0	-1,047	-1,827
3	ГРС	0	0	-0,010	-0,103	-0,003	0,031	-1,141
4	6,8 км	0	0	0	-0,007	-0,063	-1,150	-1,913
5	10,5 км	0	0	-0,153	-0,040	0	0,054	-2,029
6	11,9 км	0	0	0	-0,005	-0,022	-1,309	-1,601

№	Конфигурация Configuration	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	УКЗ-210 CPU-210	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-
2	УКЗ-27 CPU-27	+	+	-	+	+	+	-	+	+	+	-	-	+	+	+	+	-	-	-	+	+	+	-	-	-	+	-	-	-	+	-	-
3	УКЗ-2 CPU-2	+	+	+	-	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	-	-	+	-	-	-
4	УКЗ-209 CPU-209	+	+	+	+	-	+	+	+	-	+	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-	+	-	-	-	-
5	УКЗ-40 CPU-40	+	+	+	+	+	-	+	+	+	-	+	+	-	+	-	-	+	+	-	+	-	-	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Состояние системы State of the system		P	P	P	O	O	P	P	O	O	P	O	O	P	O	O	O	O	O	P	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O

Принятые обозначения / Accepted designations

P	– работает, т.е. защитный потенциал соответствует требованиям НД по всей длине трубопровода / works, that is, the protective potential meets the requirements of ND along the entire length of the pipeline;
O	– отказ, т.е. есть участок, где защитный потенциал не соответствует требованиям НД / failure, that is, there is an area where the protective potential does not meet the requirements of ND;
■	– все УКЗ работоспособны / all CPU are operational
■	– отказ 2-х УКЗ / refusal of 2 CPU;
■	– отказ 4-х УКЗ / refusal of 4 CPU;
+	– УКЗ исправна / CPU is working;
■	– отказ 1-й УКЗ / refusal of 1 CPU;
■	– отказ 3-х УКЗ / refusal of 3 CPU;
■	– отказ всех УКЗ / refusal of all CPU;
-	– отказ УКЗ / refusal CPU.

Рис. 7. Варианты конфигурации системы ЭХЗ

Fig. 7. ECP system configuration options

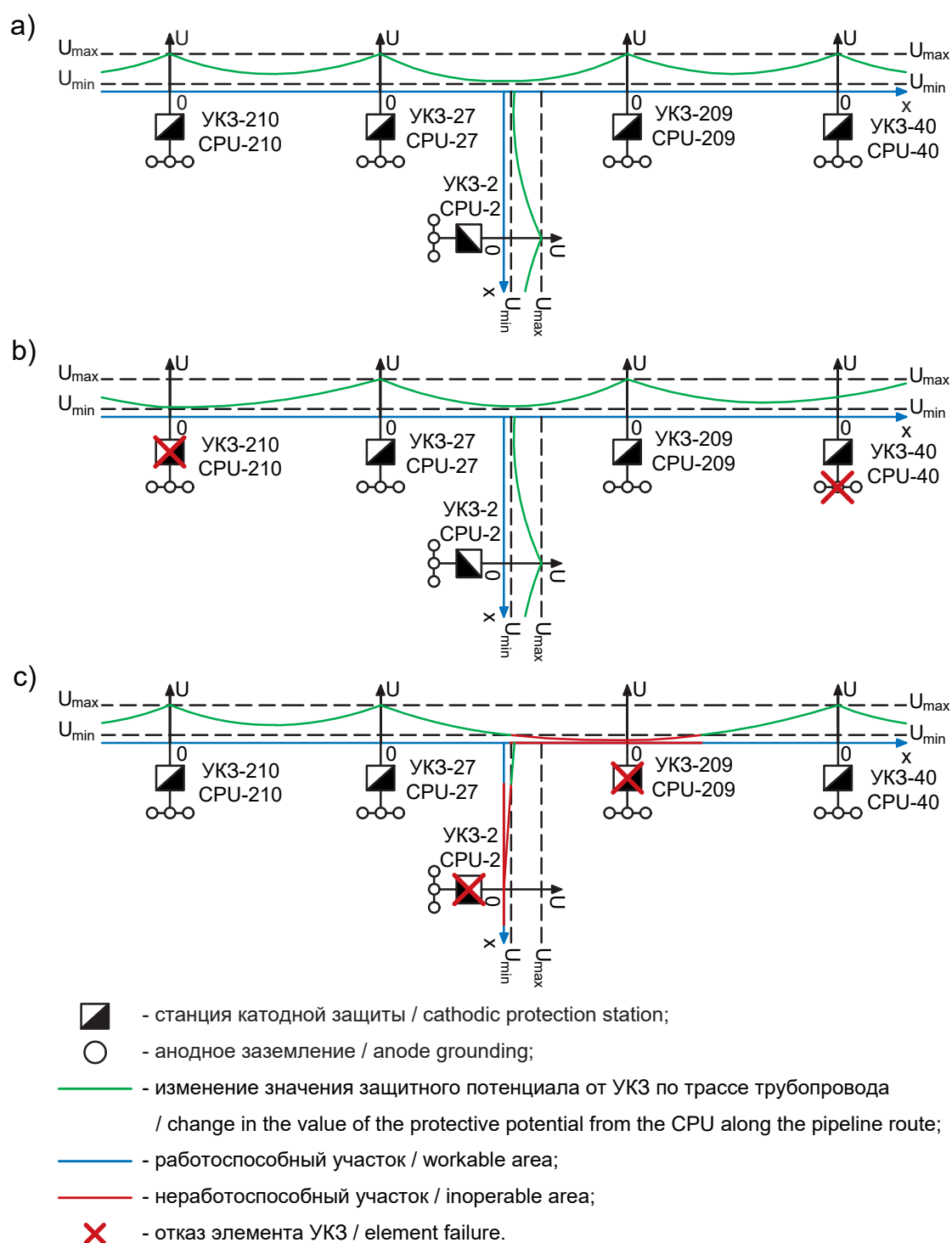
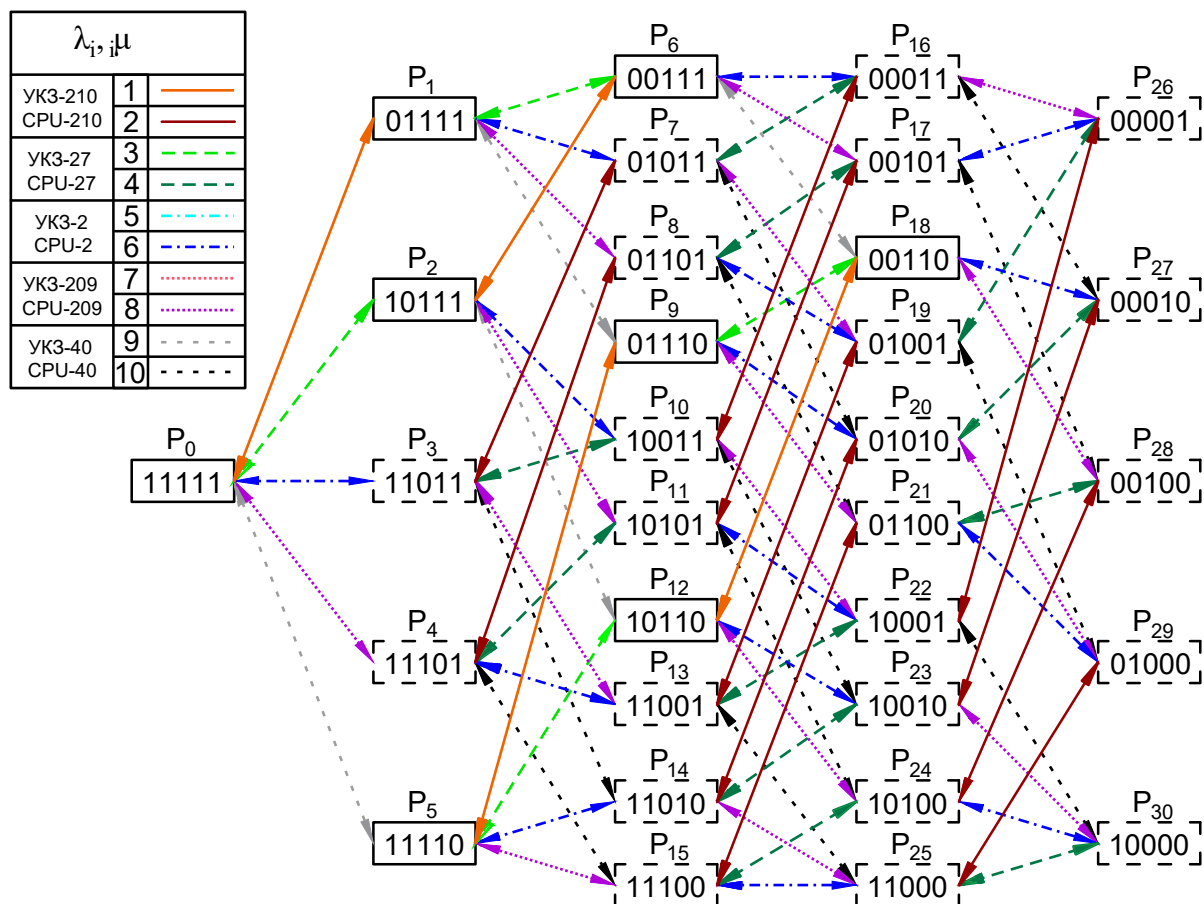


Рис. 8. Варианты схем состояний ЭХЗ участка газопровода:
 а) работоспособное состояние системы; б) работоспособное состояние системы при отказе отдельных ее элементов; в) отказ системы

Fig. 8. Variants of the state schemes of the ECP of the gas pipeline section:
 a) the health of the system; b) the operable state of the system in case of failure of its individual elements; c) system failure



P_i - вероятность нахождения системы в данной конфигурации / the probability of finding the system in a given configuration.

XXXXX, где 1 – элемент системы работоспособен / system element is operational, 0 – элемент системы отказан / system element denied.

УК3-40 / CPU-40
УК3-209 / CPU-209
УК3-2 / CPU-2
УК3-27 / CPU-27
УК3-210 / CPU-210

XXXXX система в состоянии работоспособности / system in operational state;

[XXXXX] система в состоянии отказа / system in failure state;

→ направление отказа элемента системы / system element failure direction;

← направление восстановления элемента системы / system element recovery direction.

Рис. 9. Диаграмма состояния системы ЭХЗ участка газопровода
Fig. 9. Diagram of the state of the ECP system of the gas pipeline section

$$\lambda = \sum_{i=1} \lambda_{eli} . \quad (7)$$

Интенсивность восстановления УКЗ при обеспечении защищенности определяется по формуле (8):

$$\mu_1 = \frac{\lambda}{\sum_{i=1} (\lambda_{eli} \tau_{elli})} , \quad (8)$$

а интенсивность восстановления при наличии недозащиты по формуле (9):

$$\mu_2 = \frac{\lambda}{\sum_{i=1} (\lambda_{eli} \tau_{el2i})} . \quad (9)$$

Результаты расчетов интенсивности отказов и восстановления при обеспечении защиты и при недозащите представлены в *табл. 2*.

На основании диаграммы состояния системы ЭХЗ (*рис. 10*) составляются уравнения для расчета величины веро-

ятности состояния системы ЭХЗ. Результаты расчетов приведены в *табл. 3*. Подробная методология решения подобных схем описана в ГОСТ Р МЭК 61165-2019.

Коэффициент готовности для рассматриваемой системы ЭХЗ, в соответствии с формулой (4), равен:

$$K_r = 1 - (P_3 + P_4 + P_7 + P_8 + P_{10} + P_{11} + P_{13} + P_{14} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + P_{20} + P_{21} + P_{22} + P_{23} + P_{24} + P_{25} + P_{26} + P_{27} + P_{28} + P_{29} + P_{30} + P_{31}) = 0,990846.$$

Полученное значение коэффициента готовности 0,990846 подтверждает то, что на момент исследования выбранная система ЭХЗ находится в рабочем состоянии с вероятностью порядка 99%. При анализе вариантов состояния системы ЭХЗ было определено, что существует семь вариантов конфигураций, при которых соблюдается защищенность трубопровода. Данный факт может быть использован при проведении плановых ремонтных работ. Также было определено, что отказ элементов УКЗ-2 или УКЗ-209 гарантировано приводит к отказу всей системы.

Таблица 2. Результаты расчетов интенсивностей отказа и интенсивностей восстановления для УКЗ

Table 2. Calculation results of failure rates and recovery rates for SC

Наименование УКЗ / Name CPU	Номер возможного значения системы / System possible value number	Интенсивность отказов системы УКЗ λ , ч ⁻¹ / Intensity of failures of the CPU system λ , h ⁻¹	Интенсивность восстановления системы УКЗ μ , ч ⁻¹ / Intensity of recovery of the CPU system μ , h ⁻¹
УКЗ-210 / CPU-210	1	0,000218	0,034671
	2	0,000218	0,053481
УКЗ-27 / CPU-27	3	0,000203	0,034954
	4	0,000203	0,056450
УКЗ-2 / CPU-2	5	0,000188	0,037923
	6	0,000188	0,055357
УКЗ-209 / CPU-209	7	0,000203	0,034954
	8	0,000203	0,056450
УКЗ-40 / CPU-40	9	0,000188	0,038923
	10	0,000188	0,055357

Таблица 3. Результаты расчета вероятностей отказа системы ЭХЗ
Table 3. Results of calculating the probabilities of failure of the ECP system

Вероятное состояние / Probable state	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10
Значение / Meaning	0,97421	0,0061	0,00564	0,00333	0,00567	0,00488	0,00481	$3,5 \cdot 10^{-5}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$3,0 \cdot 10^{-5}$
Вероятное состояние / Probable state	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21
Значение / Meaning	$1,8 \cdot 10^{-5}$	$2,5 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,0 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$1,7 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$8,9 \cdot 10^{-8}$
Вероятное состояние / Probable state	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	
Значение / Meaning	$1,1 \cdot 10^{-7}$	$7,1 \cdot 10^{-8}$	$8,0 \cdot 10^{-8}$	$1,0 \cdot 10^{-7}$	$6,4 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-10}$	$4,3 \cdot 10^{-10}$	$5,2 \cdot 10^{-10}$	$3,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-10}$	

Остаточный ресурс системы ЭХЗ

В теории надежности остаточный ресурс – это суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до момента достижения предельного состояния, т.е. состояния, в котором дальнейшая эксплуатация объекта недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Необратимая деградация параметров ЭХЗ приводит к невозможности поддержания защитного потенциала на прежнем уровне без изменения выходных тока и напряжения СКЗ. Так как эксплуатируемые СКЗ имеют ограничения по запасу мощности, то и изменение выходных параметров станций может быть осуществлено только до определенного предельного значения. Следовательно, в качестве критериев оценки фактического остаточного ресурса системы ЭХЗ могут быть использованы изменения значений силы тока и напряжения на выходе СКЗ

во времени.

Прогнозные значения силы тока и напряжения СКЗ рассчитываются на основании данных о годовом изменении коэффициентов влияния и нагрузки на каждой СКЗ [7]. Указанные параметры в свою очередь определяются на основании экспериментальных данных изменений защитного потенциала, силы тока и напряжения на выходе СКЗ:

$$\bar{A} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta \varphi_{zachi}}{\Delta I_{outi}}}{n}, \quad (10)$$

где $\bar{A}$ – среднее значение коэффициента влияния за рассматриваемый период;
 n – число измерений за рассматриваемый период;

$\Delta \varphi_{zachi}$ – изменение защитного потенциала, соответствующее изменению тока на выходе СКЗ;

ΔI_{outi} – изменение сила тока на выходе СКЗ;

$$\bar{R} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{U_{outi}}{I_{outi}}}{n}, \quad (11)$$

где $\bar{R}$ – среднее значение нагрузки на СКЗ, Ом;
 U_{outi} – напряжение на выходе СКЗ, В;
 I_{outi} – сила тока на выходе СКЗ, А.

Таблица 4. Исходные данные УКЗ-27 для расчета ресурса системы
Table 4. Original data CPU-27 to calculate the resource of the system

Дата и время / Date and time	Выходное напряже- ние на выходе СКЗ $U_{вых}$, В / Output voltage CPS U_{out} , V	Сила тока на выходе СКЗ $I_{вых}$, В / Output current CPS I_{out} , V	Суммарный потен- циал в точке дрена- жа $U_{сумм}$, В / Total potential at the drainage point U_{tot} , V
06.06.2017 16:00	28,22208	4,220148	-1,991755
06.06.2017 17:00	28,52097	4,305945	-1,83834
06.06.2017 18:00	28,26279	4,22134	-2,010351
06.06.2017 19:00	29,16161	4,371485	-2,041771
06.04.2018 9:00	32,40869	4,263642	-2,180258

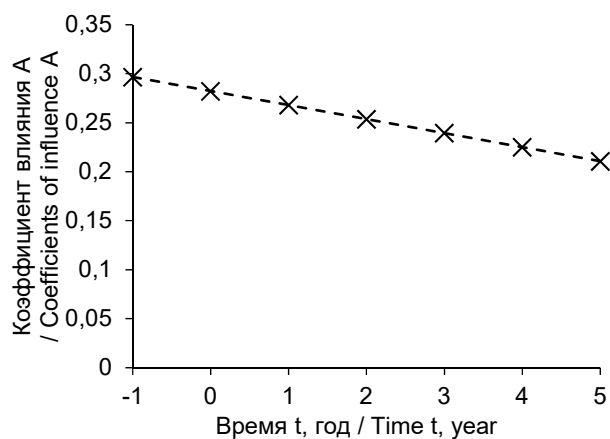


Рис. 10. Прогнозируемые значения коэф-
фициентов влияния СКЗ

Fig. 10. Predicted values of the coefficients
of influence of the CPS

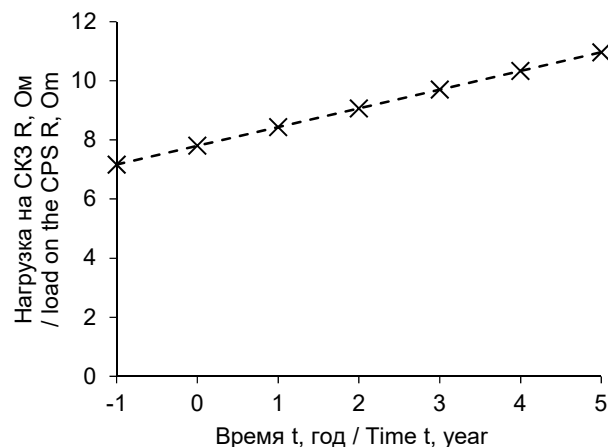


Рис. 11. Прогнозируемые значения на-
грузки на СКЗ

Fig. 11. Predicted value of the load on the
CPS

Вычисленные средние значения нагрузки и коэффициентов влияния экстраполируются на срок 5 лет. Изменение нагрузки СКЗ характеризует изменение сопротивления растекания анодного заземления, а коэффициенты влияния – изменение состояния изоляционного покрытия [7].

Рассмотрим расчет для УКЗ-27. На основании данных, представленных в табл. 4, выполнен расчет средних значений коэффициента влияния СКЗ и нагрузки на СКЗ, и проведена экстраполяция полученных значений (рис. 10 и 11). Ресурс всей системы определяется по наименьшему из полученных значений.

По результатам экстраполяции данных производится расчет силы тока и напряжения на выходе СКЗ для аналогичного периода исследования. Критерием ограничения построения прогноза будут 70% от номинальных значений характеристик СКЗ (рис. 12 и 13) [8].

Определение оптимального ресурса работы системы с учетом алгоритмов регулирования работы системы ЭХЗ

Существующие алгоритмы оптимального регулирования режимов работы систем ЭХЗ направлены, главным образом, на снижение потребления электроэнергии за счет поиска наиболее оптимальных выходных параметров СКЗ с учетом требований НД по величине защитного потенциала. Однако при реализации алгоритмов регулирования не учитываются техническое состояние объектов, текущий ресурс системы и другие параметры надежности.

Авторами предлагается объединить алгоритмы регулирования режимов работы СКЗ с методами определения параметров надежности и ресурса системы для расчета наиболее оптимального режима работы как по энергопотреблению, так и по продолжительности безотказной работы. Для этого был разработан алгоритм поиска оптимального режима работы СКЗ с учетом максимального времени безотказной работы системы (рис. 14, 15 и 16).

Предлагаемый алгоритм реализуется для линейной части объектов транспорта нефти и газа. По полученным исходным данным ($I_{СКЗ}$, $U_{СКЗ}$, $P_{СКЗ}$, U_{OP} , ϕ) с СДКМ производится:

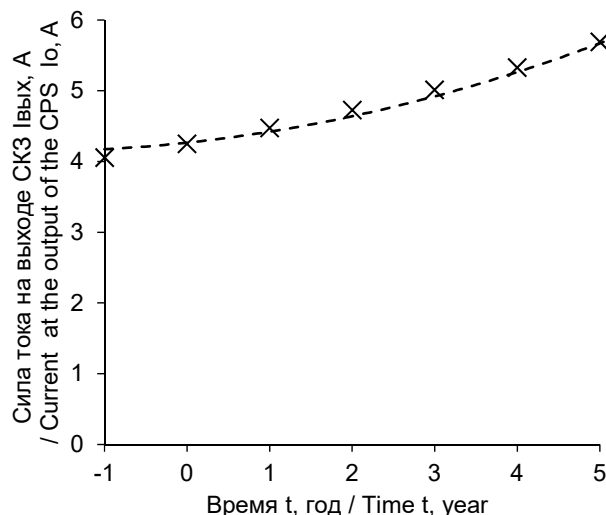


Рис. 12. Прогнозируемые значения силы тока на выходе СКЗ

Fig. 12. Predicted current values at the CPS output

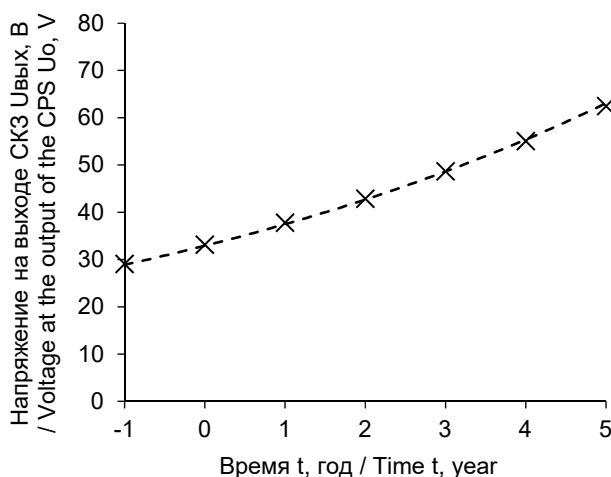


Рис. 13. Прогнозируемые значения напряжения на выходе СКЗ

Fig. 13. Predicted voltage values at the CPS output

- расчет влияния смежных СКЗ на значение защитного потенциала;
- анализ вариативности состояний системы на предмет отказа системы;
- создание Марковской модели надежности для определения величин вероятностей состояний системы с последующим определением коэффициента готовности;
- определение остаточного ресурса системы ЭХЗ;

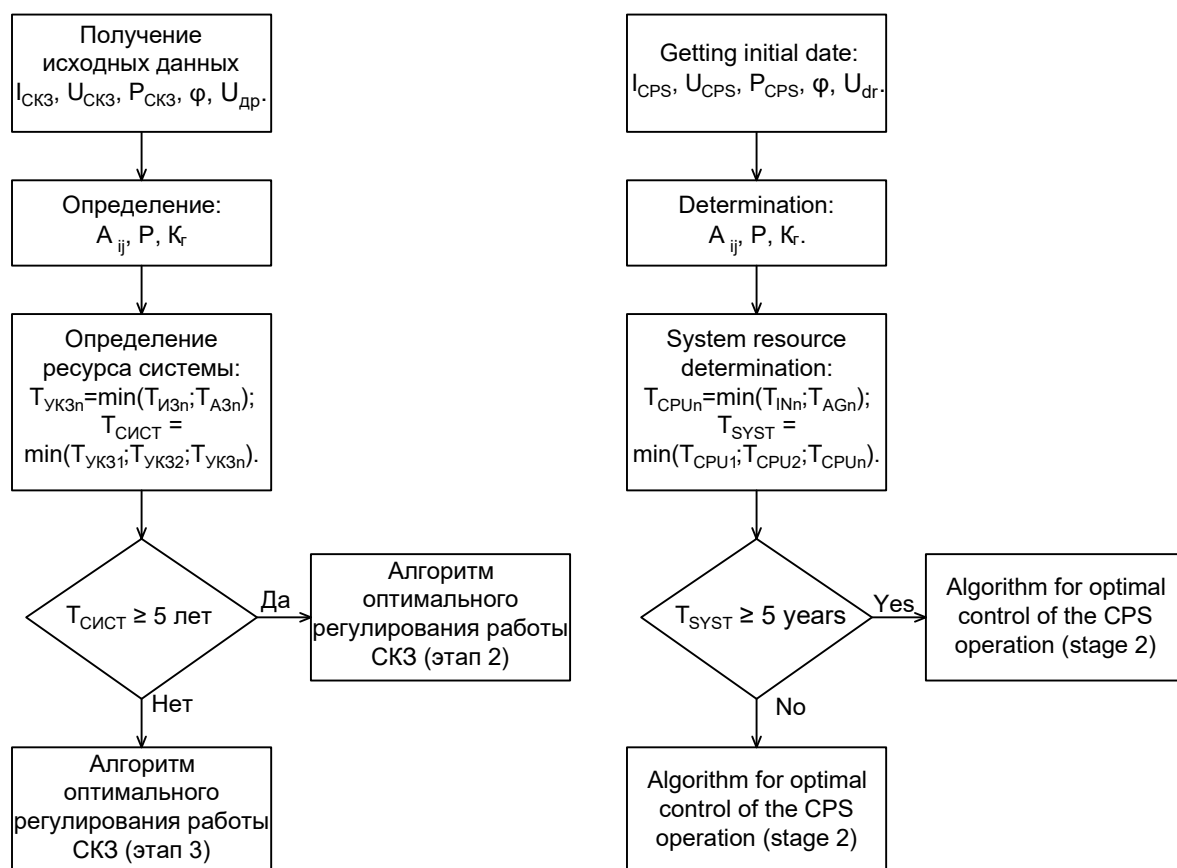


Рис. 14. Алгоритм оптимального регулирования работы СКЗ (этап 1)

Fig. 14. Algorithm for optimal control of the CPS operation (stage 1)

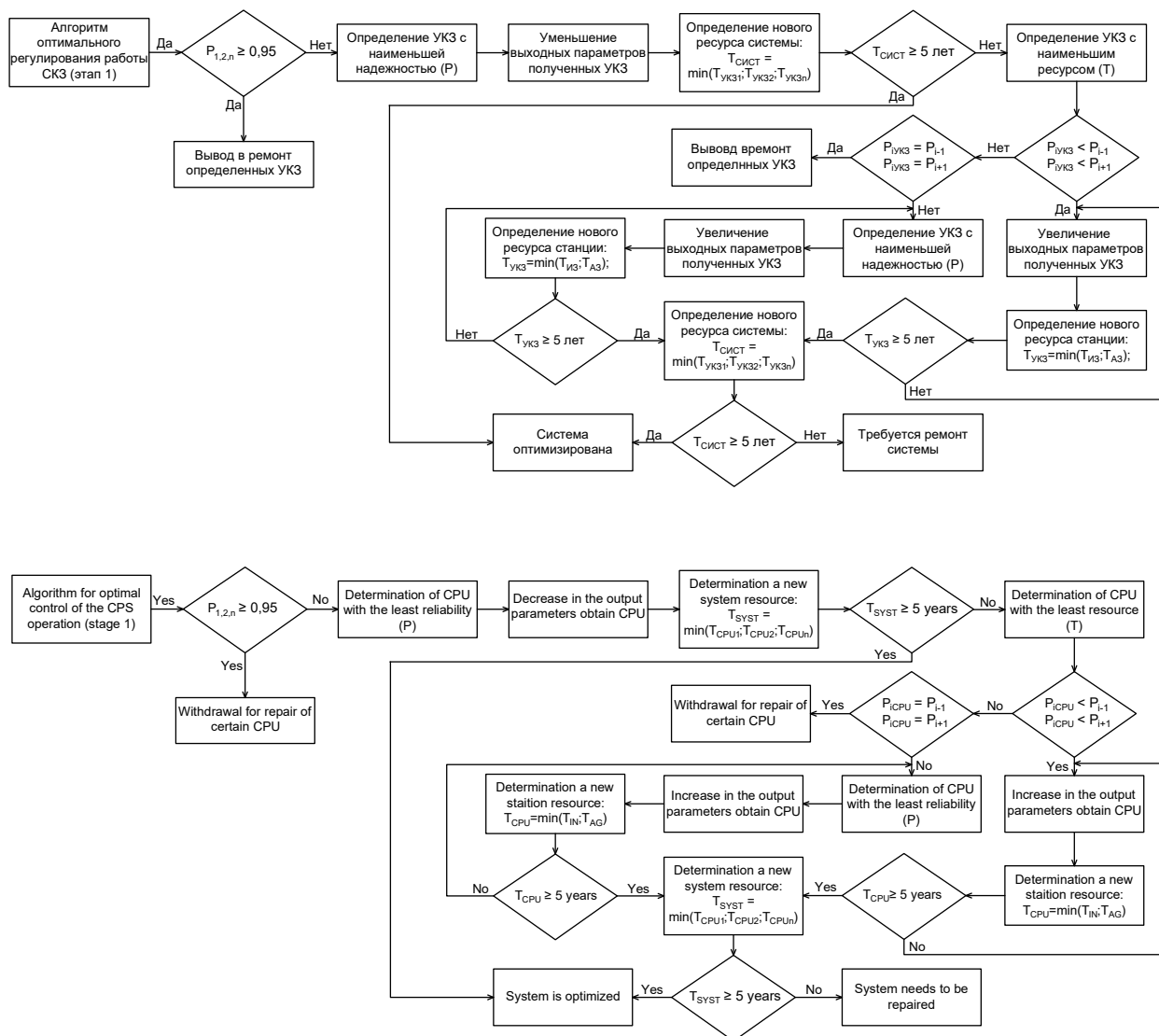


Рис. 15. Алгоритм оптимального регулирования СКЗ (этап 2)

Fig. 15. Algorithm for optimal control of the CPS operation (stage 2)

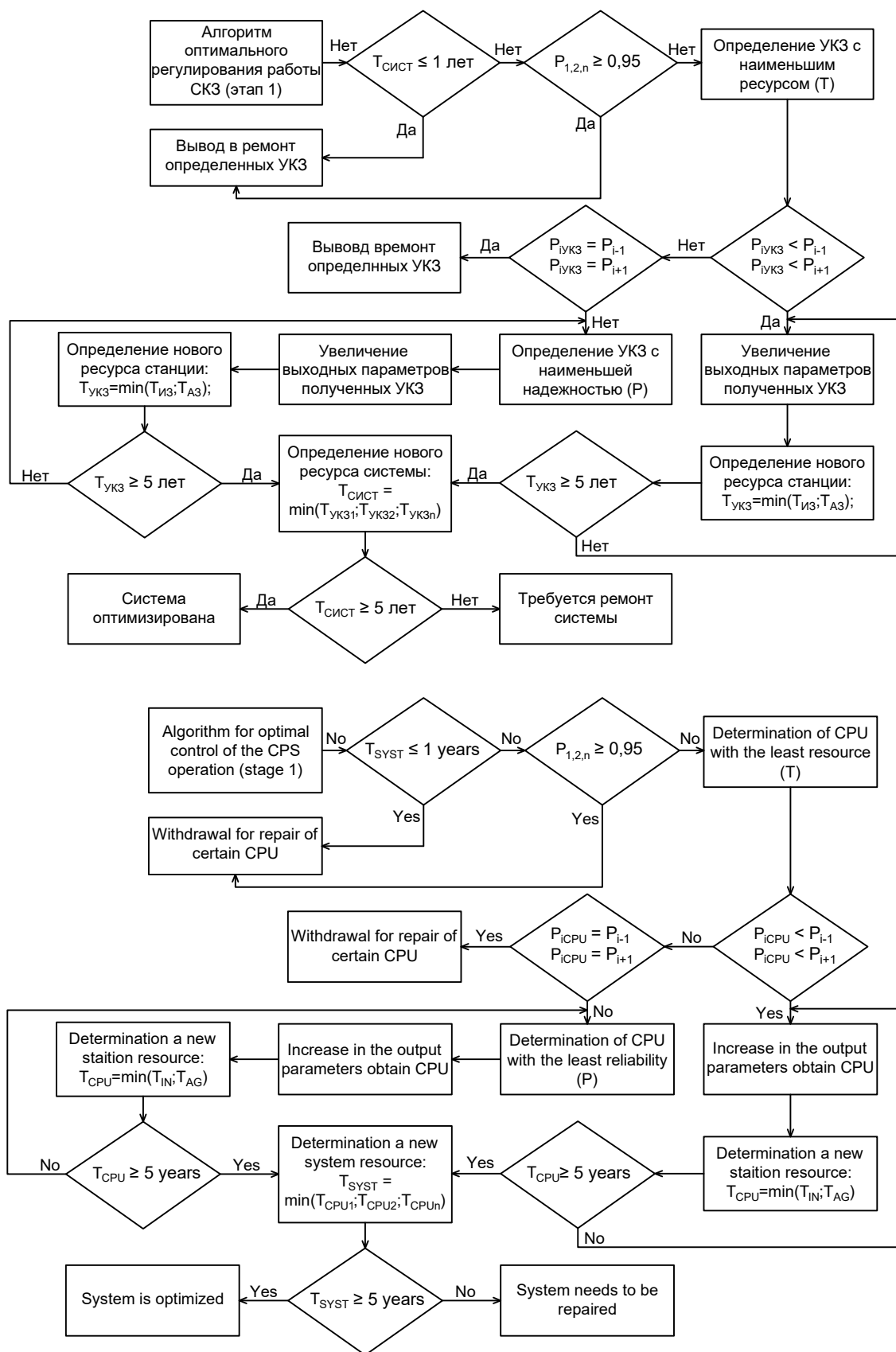


Рис. 16. Алгоритм оптимального регулирования работы СКЗ (этап 3)

Fig. 16. Algorithm for optimal control of the CPS operation (stage 3)

- если ресурс системы равен или больше 5 лет (средний межремонтный срок работы УКЗ), то оптимизация проводится на СКЗ с наименьшей надежностью;

- если ресурс системы менее 5 лет, то оптимизация проводится на СКЗ с наибольшей надежностью;

- для СКЗ с ресурсом в 1 год и менее и с вероятностью отказа более 0,95 требуется ремонт.

Заключение

Предложенный алгоритм определения оптимальных параметров системы электрохимической защиты, с учетом показателей надежности и ресурса ее элементов, в совокупности могут повысить эффективность ее работы. Определение показателей остаточного ресурса каждого элемента системы ЭХЗ, времени ее безотказной эксплуатации приведет к снижению аварийности системы за счет своевременного планирования ремонта ее элементов.

Апробация предложенного алгоритма на действующем участке магистрального газопровода показала его практическую применимость. Алгоритмы могут быть реализованы на базе программного обеспечения оборудования систем дистанционного коррозионного мониторинга.

Список литературы

1. СТО Газпром 9.2-003-2020 Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений; Введ: 15.03.2020. – М.: ОАО «Газпром» - ООО «ВНИИГАЗ», 2020. – 23 с.

2. ГОСТ 27-002-2015. Надежность в технике. Термины и определения; Введ. 01.03.2017.

3. Никулин С.А. Повышение эффективности предотвращения коррозии нефтегазопроводов на основе оптимального регулирования режимов работы станции катодной защиты: дис....канд.тех.наук. – Ухта, 2015. – 147 с.

4. ГОСТ Р МЭК 61165-2019. Надежность в технике. Применение Марковских методов; Введ. 01.12.2019.

5. Викторова В.С. Модели и методы расчета надежности технических систем / В.С. Викторова, А.С. Степанянц. – М. : Высш. шк., 2013. – 219 с.

6. Викторова В.С. Динамические деревья

отказов / В.С. Викторова, А.С. Степанянц // Надежность. – 2011, № 3. – С. 20-32.

7. Сабанов С.В., Никулин С.А., Карнавский Е.Л. Определение первоочередности вывода в ремонт оборудования противокоррозионной защиты на участке газопровода в условиях ограниченного финансирования // Практика противокоррозионной защиты. – 2020. – Т. 25, № 2. – С. 7-17. doi: 10.31615/j.corros.prot.2020.96.2-1.

8. Карнавский Е.Л., Никулин С.А. Определение остаточного ресурса оборудования материалов системы ПКЗ [Текст]: Карнавский Е. Л., Никулин С. А // Газовая промышленность. – 2016. – № 737. – С. 14-17.

References

1. Corrosion Protection. Design ingesis of electrochemical protection of underground structures. (2020). *STO Gazprom 9.2-003-2020*. Moscow: VNIIGAZ LLC.

2. Reliability in technology. Terms and definitions. (2015). *GOST 27-002-2015*. St. Petersburg: VNIIGAZ LLC.

3. Nikulin, S. A. (2015). *Improving the efficiency of preventing corrosion of oil and gas pipelines on the basis of optimal regulation of the modes of operation of cathode protection stations*. Ph. D. dissertation. Ukhta.

4. Reliability in technology. Application of Markov methods. (2019). *GOST R MAC 61165-2019*. Moscow: Izdatelstvo Standardinform.

5. Viktorova, V. S. (2013). *Models and methods for calculating the reliability of technical systems* / V.S. Viktorova, A.S. Stepanyants – Moscow: Higher school.

6. Viktorova, V. S. (2011). Dynamic fault trees / V.S. Viktorova, A.S. Stepanyants. *Reliability*, (3), 20-32.

7. Sabanov, S. V., Nikulin, S. A., Karnavsky, E. L. (2020). Determination of the priority of putting the anticorrosion protection equipment into repair at the gas pipeline section in conditions of limited funding. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 25(2), 7-17. doi: 10.31615/j.corros.prot.2020.96.2-1

8. Karnavsky, E. L., Nikulin, S. A. (2016). Definition of the residual resource of the materials of the PPC system: Karnavsky E.L., Nikulin S. A. *Gas industry* (737), 14-17.



Информация об авторах

Васин Денис Александрович, инженер, АО «Гипрогаз-центр», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Шеферов Александр Иванович, инженер, АО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Никулин Сергей Александрович, к.т.н, доцент, главный специалист, АО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Карнавский Евгений Львович, начальник ОПС ЭХЗ, АО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Косарева Любовь Александровна, ведущий инженер, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Information about authors

Denis A. Vasin, engineer, JSC «Giprogascentr», Nizhniy Novgorod, Russian Federation

Aleksandr I. Sheferov, engineer, JSC «Gazprom project», Nizhniy Novgorod, Russian Federation

Sergey A. Nikulin, Ph.D. in Technical Sciences, associate professor, primary specialist, JSC «Gazprom project», Nizhniy Novgorod, Russian Federation

Evgeny L. Karnavsky, Head of the OPS ECP, JSC Gazprom Proektirovanie, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Lybov' A. Kosareva, Lead Engineer, LLC «Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod», Nizhny Novgorod, Russian Federation

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



И.Е. Шпак, Л.Н. Ольшанская

Вода. Ее свойства и очистка

Объем издания: 13 п.л. (208 стр.)

Стоимость 320 руб.

Рассматриваются физические, химические, термодинамические свойства воды и основные требования, предъявляемые к ее качеству. Проанализированы способы очистки питьевой и сточных вод с использованием разнообразных схем и оборудования. Рассмотрено влияние различных факторов на эффективность процессов очистки и обобщены

результаты практического применения основных методов.

Пособие предназначено для студентов специальностей «Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов», «Инженерная защита окружающей среды», «Экология», а также других экологических, технологических и технических специальностей. Может быть использовано инженерами-экологами промышленных предприятий; специалистами, работающими в комитетах по природопользованию, в санитарно-эпидемиологических центрах; научными работниками.

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 механизма 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 .



**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ**

**MATERIALS AND EQUIPMENT
FOR CORROSION PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-2

**Консервационные жидкости
на основе продуктов нитрования алкенов**

Л.А. Махмудова✉, Э.З. Кулиев

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Азербайджан, AZ 1010, г. Баку, проспект Азадлыг, д. 16/21

e-mail: makhmudovaleyla399@gmail.com

Аннотация. В статье приводятся результаты реакций нитрования α -олефинов в смеси ортофосфорной и азотной кислот. Приводятся результаты проведения реакции в различных условиях реакции. Показаны результаты анализов полученных нитросоединений на основе структуры нитропроизводных децена-1. Также даются результаты испытаний полученных нитросоединений в качестве ингибирующих компонентов в составе минерального масла И-40 в различных агрессивных средах, а именно: в гидрокамере, в 0,001% растворе H_2SO_4 , в среде морской воды, а также результаты испытаний в качестве консервационных жидкостей смеси полученных непредельных нитросоединений с моноэтаноламидом при тех же условиях.

Ключевые слова: олефины, нитросоединения, ингибиторы коррозии, консервационные жидкости.

Для цитирования: Махмудова Л.А., Кулиев Э.З. Консервационные жидкости на основе продуктов нитрования алкенов // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 2. – С. 26-32. doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-2.

Статья получена: 04.04.2022, опубликована 01.06.2022.

Product-based preservation liquids nitration of alkenes

L.A. Makhmudova✉, E.Z. Kuliyeu

Azerbaijan State University of Oil and Industry Department,
16/21, Azadlig Avenue, Baku, AZ 1010, Azerbaijan

e-mail: makhmudovaleyla399@gmail.com

Abstract. The article presents the results of nitration reactions of α -olefins in a mixture of orthophosphoric and nitric acids. The results of carrying out the reaction under various reaction conditions are presented. The results of analyzes of the obtained nitro compounds based on the structure of decene-1 nitro derivatives are shown. Also, the results of tests obtained for nitro compounds as inhibitory components in the mineral oil I-40 in various aggressive environments, namely in a hydrochamber, in a 0.001% solution of H_2SO_4 , in sea water, as well as test results for the quality of conservation liquids of the mixture are given obtained unsaturated nitro compounds with monoethanolamide. under the same conditions.

Keywords: olefins, nitro compounds, corrosion inhibitors, preservation fluids.

For citation: Makhmudova, L. A., Kuliyeu, E. Z. (2022). Product-based preservation liquids nitration of alkenes. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(2), 26-32. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-2.

Received: April 04, 2022. Published: June 01, 2022.

Введение

Проблема защиты металлов, обычных конструкционных материалов, также высокопрочных сплавов на основе железа, никеля и титана заключается в том, что в обычных и морских условиях они начинают корродировать и особенно чувствительны к питтинговой, щелевой коррозии, водородному охрупчиванию. В результате возникает опасность для конструкций плат-

форм, трубопроводных систем, стояков. Для проведения необходимых ремонтных работ требуются крупные расходы.

Из литературных данных известны различные методы борьбы с коррозией металлов, одним из которых является применение консервационных материалов [1-4].

Методика эксперимента

В настоящей работе нами изучена

возможность создания композиций консервационных жидкостей на основе минерального масла И-40, амида нефтяных кислот (НК), синтезированных согласно методу [5] и обладающих следующими показателями: ρ_{4}^{20} - 1,2450, мол. масса - 577,6. НК выделена из керосиновой фракции 330...370 °С бакинских нефтей (n_D^{20} - 1,4710, ρ_{4}^{20} - 0,9550, кислотное число, мг KOH/г - 281,7) и смеси непердельных нитросоединений с C_8 , C_{10} .

Введение нитросоединений в качестве функциональной добавки в состав противокоррозионных консервационных жидкостей было обусловлено тем, что активная нитрогруппа, обладая определенным статическим и динамическим эффектом, способствует адсорбции и хемосорбции молекул ингибитора на металле [6]. В промышленности низшие нитроалканы получают жидкофазным и паровфазным нитрованием смеси этана, пропана, бутана. Многие методы синтеза нитросоединений базируются на нитровании олефинов оксидами азота, азотной кислотой, солями нитрония, органическими нитратами и т.д. [7].

Известно, что при взаимодействии α - и β -пиненов с тетраоксидом диазота получена смесь нитросоединений с сохранением бицикло [3.1.1] гептеновой структуры [8]. Состав и соотношение продуктов реакции при этом зависит от природы растворителя и, в некоторой степени, от присутствия цеолита. Реакция 70%-ной азотной кислоты как с α -, так и β -пиненами приводит к образованию нитрата β -терпинола.

Также известно, что азотная кислота при нагревании взаимодействует с алканами в присутствии *N*-гидроксифталиминов в среде трифторметил бензола с образованием нитроалканов [9].

Следует отметить, что полифосфорная кислота способна превращать нитраты металлов и аммония в активный нитрующий агент, имеющий электрофильную природу [10]. Этот реагент был использован для нитрования олефинов: гексена-1, гептена-1, циклогексена и стирола. Продуктами реакции являлись непердельные нитросоединения [11].

Экспериментальные результаты

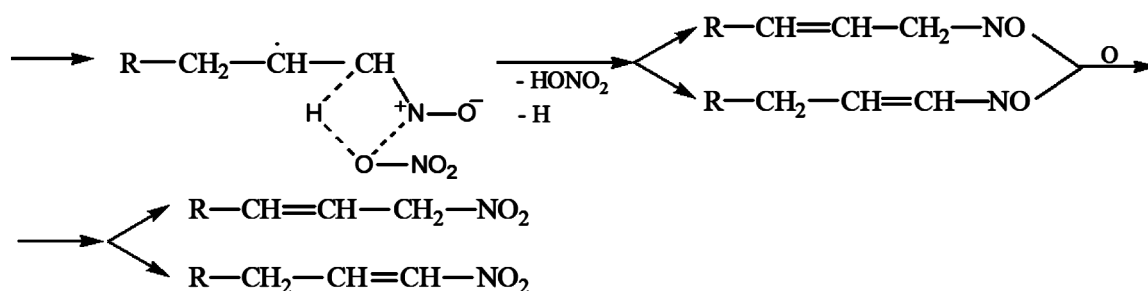
Нами синтезированы нитросоединения при взаимодействии октена-1, децена-1 со смесью азотной (59%) и ортофосфорной (85%) кислот без растворителей при 90...92 °С при соотношении олефин:азотная кислота:ортофосфорная кислота = 1:3:3 в течение 5,5...6 ч. Поскольку H_3PO_4 не вызывает интенсивного осмоления, нами использована нитрующая смесь, состоящая из смеси HNO_3 и H_3PO_4 . Для сопоставления, процесс нитрования децен-1 проведена с 59%-ной HNO_3 в смеси 85%-ной H_3PO_4 в разных соотношениях и с участием растворителей и без растворителя.

Нитрование проводилось в четырехгорлой колбе, снабженной термометром, мешалкой, обратным холодильником. Все продукты реакции поместили в колбу, при постоянном перемешивании температуру поднимали до 90 °С. Иницирование HNO_3 происходит при 90 °С. Реакцию проводили при различных условиях: при изменении температуры, при изменении времени, в присутствии растворителя и без него. В конце реакции полученный продукт промыли водой и экстрагировали нитропродукт растворителем CH_2Cl_2 ($t_{кип}$ = 41 °С). После отделения водного слоя от продукта реакции этот продукт просушили с $CaCl_2$. Далее высушенный нитропродукт поместили в колбу Кляйзена. Перегоняли растворитель под водяным вакуумом. Полученный продукт взвешивали. Измеряли показатель преломления, молекулярную массу, йодное число полученных продуктов. После соответствующей обработки реакционной смеси (отделение органической части, промывка, нейтрализация, сушка с $CaCl_2$, пропускание через силикагель марки ASK) выход непердельных нитросоединений для октена-1 составлял 82%, для децена-1 - 86%.

На основании литературных данных и наших исследований реакций нитрования ненасыщенных соединений этиленового ряда установлено, что применение в реакции нитрования ортофосфорной кислоты позволяет значительно уменьшить образование побочных продуктов.

Нитрующим агентом при образовании

и поставщиком атомарного кислорода для окисления нитрозосоединения в нитросоединения. На основе исследований предложен механизм реакции образования нитроенов:



Для изучения влияния смеси непредельных нитросоединений C_8 , C_{10} и моноэтаноламидов нефтяных кислот на коррозионную стойкость консервационных жидкостей проведены испытания по методу (ГОСТ 9.054-75) в различных условиях: 0,001%-ом растворе H_2SO_4 , в среде морской воды и в гидрокамере «Г-4» при температуре 60 °С и высокой влажности 98...100%. Коррозионные испытания для оценки проводили на образцах стали Ст10 размером 40×50×3×0,3 мм, приготовленных по общепринятой методике, а критерием оценки защитных свойств консервационных жидкостей являлось время коррозионного поражения поверхности пластинок из Ст10 [11].

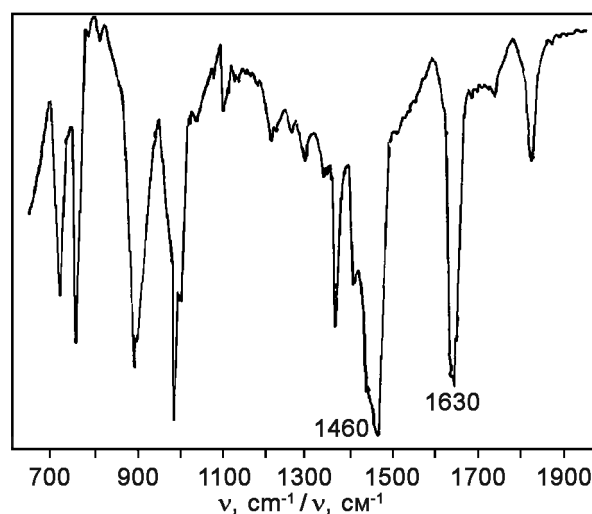


Fig 1. IR spectrum of the nitro product obtained on the basis of decene-1

28

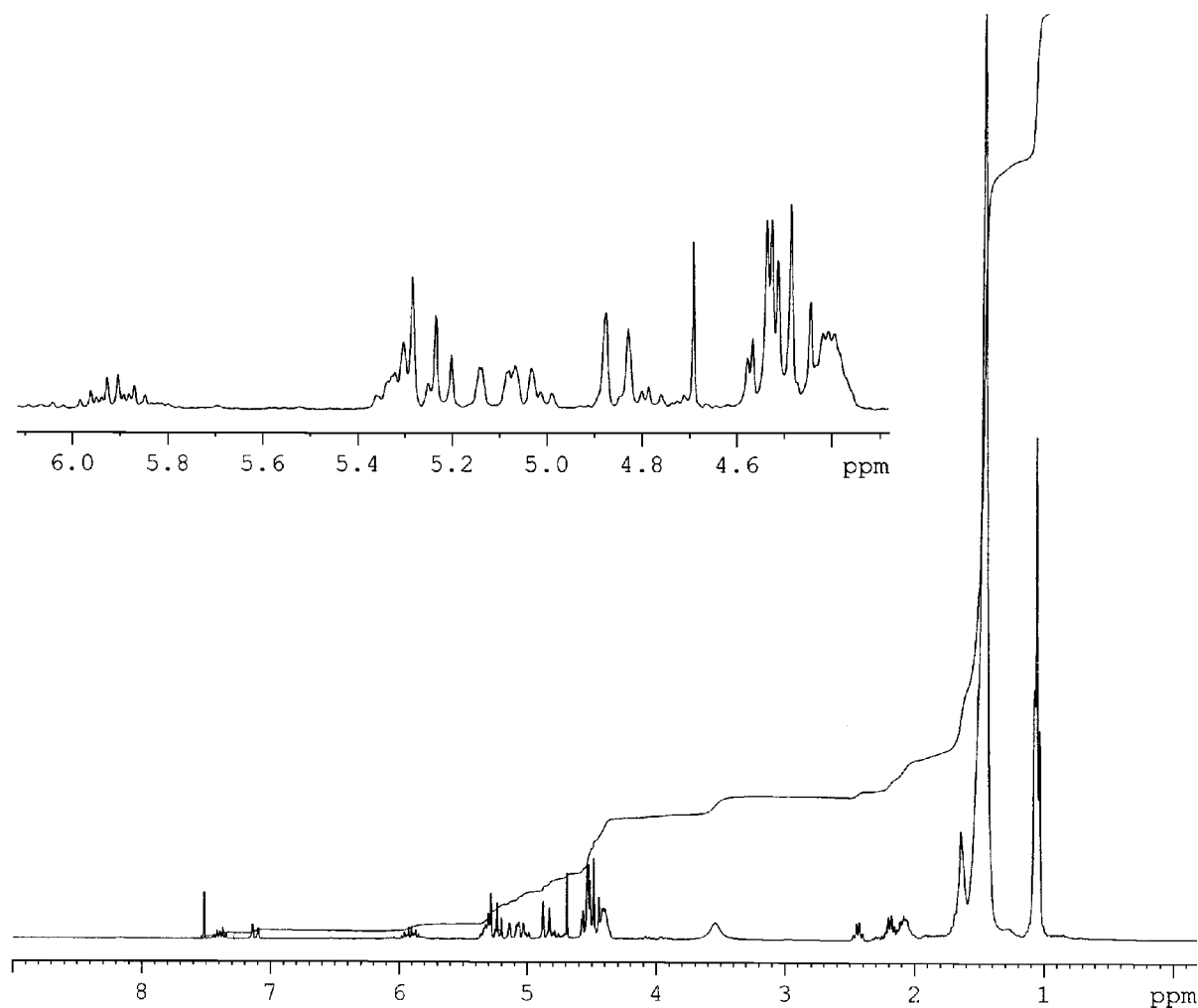


Рис. 2. ^1H ЯМР-спектр продукта нитрования гексена-1 азотной кислотой в присутствии хлороформа

Fig. 2. ^1H NMR spectrum of the product of nitration of hexene-1 with nitric acid in the presence of chloroform

Таблица 1. Защитные свойства консервационных жидкостей в различных условиях
Table 1. Protective properties of preservation fluids in various conditions

Образцы / Samples	Композиции / Compositions	Общее содержание Б+С+Д в масле, (% мас.) / Total content of B+C+D in oil, (% wt.)	Появления коррозионных точек в различных средах (сутки) / Appearance of corrosion points in various media (days)		
1	2	3	4	5	6
1	Консервационное масло, А (100%) / Preservation oil A (100%)		3	14	19
2	А (97%) + Б (3%)	3	10	18	38
3	А (95%) + Б (5%)	5	14	36	48
4	А (93%) + Б (7%)	7	20	49	69
5	А (90%) + Б (10%)	10	26	58	90
6	А (97%) + С (3%)	3	5	22	45
7	А (95%) + С (5%)	5	8	37	59
8	А (93%) + С (7%)	7	14	49	78
9	А (90%) + С (10%)	10	28	59	97
10	А (97%) + Д (3%)	3	56	102	19
11	А (95%) + Д (5%)	5	65	142	23
12	А (93%) + Д (7%)	7	66	150	27
13	А (90%) + Д (10%)	10	70	161	31
14	А(97%) + Б(1,5%) + Д(1,5%)	3	58	105	42
15	А(95%) + Б(2,5%) + Д(2,5%)	5	65	150	53
16	А(93%) + Б(3,5%) + Д(3,5%)	7	68	157	71
17	А(90%) + Б(5%) + Д(5%)	10	75	170	110
18	А(97%) + С(1,5%) + Д(1,5%)	3	58	105	45
19	А(95%) + С(2,5%) + Д(2,5%)	5	69	153	58
20	А(93%) + С(3,5%) + Д(3,5%)	7	75	160	83
21	А(90%) + С(5%) + Д(5%)	10	85	175	115

А – минеральное масло И-40, Б – смесь нитрооктенов, С – смесь нитродецен, Д – моноэтаноламид нефтяной кислоты

A – mineral oil I-40, B – a mixture of nitrooctenes, C – a mixture of nitrodecenes, D – monoethanolamide of petroleum acid

Выводы

Таким образом, результаты исследований консервационных свойств жидкостей позволяют сделать следующие выводы:

- нитросоединения с децильными радикалами имеет лучшие защитные свойства, чем с октильными радикалами. По-видимому, наличие в композиции молекул с числом атомов углерода десять обеспечивает лучшую совместимость с маслом, способствуя тем самым формированию прочных адсорбционных пленок на поверхности металла;
- донорная способность амидо- и нитро- групп и положительный заряд на атоме азота в $-CO-NH$ и NO_2 радикалов повышают адсорбируемость соединений и затрудняет ионизацию железа.

Литература

1. Bendall, K.C. Corrosion resistant alloys – an industry-wide overview of applications // *Anti-Corrosion Methods and Materials*. – 1995. – V. 42, N 2. – P. 12-15. doi: org/10.1108/eb007356.
2. Челябинцева В.Н., Смыкун Н.В., Курмакова И.Н. Ингибирующая и биоцидная активность бромидов имидазо[1,2-А]азепиния // *Защита металлов*. – 2003, – Т. 39, № 4. – С. 395-398.
3. Аббасов В.М., Гасанов Е.К., Керимова Н.Г. // *Процессы нефтехимии и нефтепереработки*. – 2005. – № 2. – С. 15.
4. Абрамзон А.А., Зайченко Л.П., Фрайнгольд С.И. Поверхностно-активные вещества. – Ленинград: Химия, 1988. – 200 с.
5. Аббасов В.М., Керимова Н.Г., Гасанов Е.К. и др. // *Процессы нефтехимии и нефтепереработки*. – 2003. – № 2. – С. 14.
6. Степанов А.В., Веселовский В.В. Реакции олефинов с оксидами азота и другими нитрозирующими и нитрующими реагентами // *Успехи химии*. – 2003, – Т. 72, № 4. – С. 395-398.
7. Расулов С.Р., Махмудова Л.А. Исследование O^- и N -содержащих производных α -олефинов в качестве маслорастворимых ингибиторов коррозии // *Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*. – 2012. – Т. 267, № 2. – С. 140-148.
8. Isozaki S., Nishiwaki P. // *Chem.Com.* – 2001. – N 15. – P. 1352.
9. Махмудова Л.А. Исследование защит-

ного действия нитро-нитрозоаддуктов против микробиологической коррозии // *Практика противокоррозионной защиты* – 2018. – Т. 87, № 1. – С. 51-53.

10. Талыбов А.Г., Бадалова Г.Н., Мурсалов Н.И., Махмудова Л.А. Исследование производных дигидропиридинов в качестве ингибиторов CO_2^- и H_2S -коррозии // *Коррозия: материалы, защита*. – 2018. – № 11. – С. 28-32.

11. Махмудова Л.А. Оптимизации режимных параметров реакции нитрования длинноцепочечных линейных α -олефинов в среде полярных и неполярных растворителей // *Нефтехимия*. – 2019. – Т. 59, № 2. – С. 166-171. doi: 10.1134/S0028242119020102.

References

1. Bendall, K. C. (1995) Corrosion resistant alloys – an industry-wide overview of applications”. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 42(2), 12-15. https://doi.org/10.1108/eb007356.
2. Chelyabieva, V. N., Smykun, N. V., & Kurmakova, I. N. (2003). Inhibitory and biocidal activity of imidazo[1,2-A]azepinium bromides. *Protection of metals*, 39(4), 395-398.
3. Abbasov, V. M., Hasanov, E. K., Karimova, N. Q. (2005). *Processes of petrochemistry and oil refining*, 1(2), 15.
4. Abramzon, A. A. Zaychenko, L. P., & Fraynhold, S. I. (1988). *Surfactants*. Leningrad: Chemistry.
5. Abbasov, V. M., Karimova, N. Q., & Hasanov, E. K. (2003). *Processes of petrochemistry and oil refining*, 2(13), 14.
6. Stepanov, A. V., Veselovsky, V. V. (2003). Reactions of olefins with nitrogen oxides and other nitrosating and nitrating reagents. *Russian Chemistry*, 72(4), 395-398. doi: org/10.1070/RC2003v072n04ABEH000769.
7. Rasulov, S. R., Makhmudova, L. A. (2012). Study of O^- and N -containing derivatives of α -olefins as oil-soluble corrosion inhibitors. *Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubki*, 267(2), 140-148.
8. Isozaki, S., Nishiwaki P., *Chem. Com.* (2001), 15. 1352. doi: 10.1134/S0028242119020102.
9. Makhmudova, L. A. (2018). Study of the protective effect of nitro-nitroso adducts against

microbiological corrosion. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 87(1), 51-53.

10. Talybov, A. G., Badalova, G. N., Mursalov, N. I., & Makhmudova, L. A. (2018). Investigation of dihydropyridine derivatives as inhibitors of CO_2 and H_2S -corrosion. *Corrosion: materials, protection*, (11), 28-32.

materials, protection, (11), 28-32.

11. Mahmudova, L. A. (2019). Optimization of regime parameters of the nitration reaction of long-chain linear α -olefins in polar and non-polar solvents. *Petrochemicals*, 59(2), 166-171. doi: 10.1134/S0028242119020102.

Информация об авторах

Махмудова Лейла Абды кызы, к.х.н., доцент, Государственный Университет Нефти и Промышленности, Азербайджан, г. Баку
Кулиев Элтун Закир оглы, магистрант, Государственный Университет Нефти и Промышленности, Азербайджан, г. Баку

Information about authors

Leyla A. Makhmudova, Ph.D. in Chemistry, assistant professor, State University of Oil and Industry, Azerbaijan, Baku

Eltun Z. Kuliyeu, gradient student, State University of Oil and Industry, Azerbaijan, Baku

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 коррозионно-мурастрескиванию 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 трубопроводов, 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 молификации 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.

ного класса. Значительное внимание уделено разработке новых критериев выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов, 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 молификации 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.2022.104.2-3.

**Протекание коррозии трубной стали 17Г1С в нефти
с допустимым количеством подтоварной воды**

**Б.К. Саяхов¹, А.Г. Дидух², К.Б. Оралбаева², Д.К. Жамбакин^{2✉},
К.Е. Абсалиев², Л.Е. Боранбаева²**

¹АО «КазТрансОйл»,
Казахстан, 140000, г. Нур-Султан, проспект Туран, д. 20

²Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл»,
Казахстан, 050000, г. Алматы, проспект Жибек-жолы, д. 154

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

Аннотация. В данной статье приведены результаты коррозионных исследований трубной стали 17Г1С в нефти с допустимым (по ГОСТ Р 51858-2002, MOD и СТ РК 1347-2005) количеством подтоварной воды на модельной лабораторной циркуляционной установке. Для исследования использовано 5 видов товарной нефти, а также подтоварной воды (отобранной в процессе конечной сепарации нефти на станциях подготовки данных видов нефти). По результатам анализа физико-химических свойств исследуемых проб определены коррозионно-активные компоненты как в нефти (сера, меркаптаны и хлористые соли), так и в подтоварной воде (в виде хлорид-ионов, сульфат-ионов). На основании полученных данных по скорости коррозии образцов-свидетелей, изготовленных из стали 17Г1С, установлено, что водная фаза с растворенными в ней агрессивными компонентами в предельно допустимых по стандартам количествах в товарной нефти, увеличивает скорость коррозии в среднем в 5...12 раз, по сравнению с нефтью, содержащей следовые количества воды.

Ключевые слова: нефть, нефтепровод, коррозия, коррозионная активность, скорость коррозии, подтоварная вода.

Для цитирования: Саяхов Б.К., Дидух А.Г., Оралбаева К.Б., Жамбакин Д.К., Абсалиев К.Е., Боранбаева Л.Е. Протекание коррозии трубной стали 17Г1С в нефти с допустимым количеством подтоварной воды // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 2. – С. 33-39. doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-3.

Статья получена: 12.04.2022, опубликована 01.06.2022.

**Corrosion of pipe steel 17Г1С in oil
with an allowable amount of bottom water**

**B.K. Sayakhov¹, A.G. Didukh², K.B. Oralbayeva², D.K. Zhambakin^{2✉},
K.E. Absaliyev², L.E. Boranbayeva²**

¹«KazTransOil» JSC,
20, Turan avenue, Nur-Sultan, 140000, Kazakhstan

²Branch «Research and Development Centre «KazTransOil» JSC,
154, Zhibek-zholy avenue, Almaty, 050000, Kazakhstan

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

Abstract. This article presents the results of corrosion studies of pipe steel 17G1S in oil with an allowable amount of bottom water (according to GOST R 51858-2002, MOD и ST RK 1347-2005) on a model laboratory circulating plant. For the study, 5 types of commercial oil were used, as well as bottom water (from process of final separation of oil at stations for the preparation of used types of oil). According to the results of analysis of the physicochemical properties of samples, corrosive components were determined both in oil (sulfur, mercaptans and chloride salts) and in bottom water (in the form of chloride ions, sulfate ions). Based on the obtained data on the corrosion rate of coupons made of steel 17G1C, it was defined that the maximum allowable amount of aqueous phase (with aggressive components dissolved in it) contained in commercial oil (according to standards), increase the corrosion rate by an average of 5...12 times, compared with oil containing trace amounts of water.

Keywords: oil, oil pipeline, corrosion, corrosivity, corrosion rate, bottom water.

For citation: Sayakhov, B. K., Didukh, A. G., Oralbayeva, K. B., Zhambakin, D. K., Absaliyev, K. E., & Boranbayeva, L. E. (2022). Corrosion of pipe steel 17Г1С in oil with an allowable amount of bottom water. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(1), 33-39. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-3.

Received: April 12, 2022. Published: June 01, 2022.

Введение

Магистральные нефтепроводы, эксплуатируемые в АО «КазТрансОйл» имеют большую протяженность и предназначены для перекачки нефти различных месторождений, как внутри Республики Казахстан, так и по экспортным маршрутам [1].

Из производственного опыта и литературных источников [2, 3] известно, что одной из причин отказов магистральных нефтепроводов, кроме внешней, является развитие внутренней коррозии. Анализ результатов внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов показывают наличие внутренней коррозии. Причем, чаще всего, при транспортировке нефтей из различных регионов и с различным химическим составом, имеется тенденция развития более интенсивной общей коррозии на начальных участках трубопровода. Несмотря на то, что для товарных нефтей выдерживаются требования к подготовке нефтей в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, MOD и СТ РК 1347-2005, результаты внутритрубной диагностики, проводимой каждые 5 лет, показывают наличие и постепенное увеличение количества коррозионных дефектов.

Результаты мониторинга указывают на необходимость исследования скорости коррозии стали в среде нефтей различных регионов и поиска возможных факторов интенсификации коррозионных процессов. Среди факторов, обуславливающих развитие внутренней коррозии, в качестве основного можно указать действие агрессивных, содержащихся в транспортируемой нефти, компонентов. Инициаторами коррозионных процессов в транспортируемых средах являются такие агрессивные компоненты, как содержащиеся в нефти соединения, подтоварная вода (в виде устойчивых эмульсий, которые разрушаются в процессе транспортировки и хранения с выделением воды) и содержащиеся в ней соли и другие реагенты.

К основным факторам, определяющим агрессивные свойства сопутствующей водной среды в нефти, следует отнести

концентрацию растворенных солей, содержание кислорода и кислых газов (сероводорода, углекислого газа), температуру, pH среды. В условиях наличия такой воды, коррозия в основном протекает по электрохимическому механизму с локализацией коррозионных поражений по нижней образующей трубопровода, которые развиваются на поверхности металла и имеют тенденцию распространения вглубь [2, 3].

Как правило, несмотря на многочисленные стадии процесса подготовки нефти, в товарной нефти остаётся определенное количество воды. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, MOD и СТ РК 1347-2005, для нефти группы 1 и 2 нормативно допустимое массовое содержание воды должно составлять не более 0,5%, для нефти группы 3 – не более 1%. Принимая во внимание даже минимально допустимое количество воды (0,5%) и учитывая значительные объемы перекачки нефти, можно утверждать, что на нижней образующей трубопровода на начальных участках будут скапливаться количества воды, достаточные для развития коррозионных процессов (например, для нефтепровода ДУ 700 на отрезке длиной в 1 м может скапливаться до 1,5 л и более подтоварной воды). Это подтверждается нижеследующими исследованиями.

Целью проводимых исследований является определение, в какой степени допустимые количества подтоварной воды в нефти (по ГОСТ Р 51858-2002, MOD и СТ РК 1347-2005) могут влиять на интенсификацию коррозионных процессов.

Методики экспериментов

Для исследования использовано 5 видов товарной нефти, а также подтоварной воды (отобранной в процессе конечной сепарации нефти на станциях подготовки данных видов нефти). Анализ физико-химических свойств исследуемых проб проведен согласно стандартным методикам: содержание воды в нефти определяли на приборе Дина-Старка по ГОСТ 2477-2014, выделение парафинов, асфальтенов и смол из нефти проводили по

методикам ГОСТ 11851-85, содержание хлористых солей определяли в соответствии с ГОСТ 21534-76, содержание общих меркаптанов определяли в соответствии с ГОСТ 17323-71, содержание общей серы определяли на рентгено-флуоресцентном анализаторе Спектроскан S согласно СТ РК ГОСТ Р EN ISO 14596-2010, содержание взвешенных твердых частиц проводили по методу фильтрации согласно СТ РК EN 872-2018, содержание сухих веществ определяли гравиметрическим методом по СТ РК ISO 11465-2013, массовую концентрацию карбонатов и гидрокарбонатов определяли по ГОСТ 31957-2012, содержание сульфатов определяли по ГОСТ 31940-2012, содержание хлоридов определяли титрованием по методу Мора согласно СТ РК ISO 9297-2008.

Для проведения коррозионных испытаний в потоке рабочих сред использовалась модельная лабораторная циркуляционная установка на основе Монитор Стенд-1 производства АкрусМ (рис. 1). Установка выполнена из нержавеющей стали в виде 4-х цилиндрических ячеек под цилиндрические образцы. Образцы выполнены из исследуемой стали марки 17Г1С.

Применение цилиндрических образцов с внутренней рабочей поверхностью позволяет моделировать коррозионные процессы, происходящие на стенке трубопровода в потоке агрессивных сред. Высота цилиндрических образцов – 16 мм, внутренний диаметр – 10,2 мм, рабочая площадь цилиндриче-

ских образцов – 0,000512 м². Перед началом испытаний внутренняя поверхность цилиндрических образцов обрабатывалась наждачной бумагой зернистостью от 200 до 1000 мкм до шероховатости 0,40 мкм и обезжиривалась ацетоном.

Установку заполняли рабочей средой (нефтью в объеме 5 л) и включали насос для циркуляции среды (постоянная скорость ~0,5 м/с при 50 °С). После пребывания образцов в нефтяной среде в течение 90 часов в динамическом и 198 часов в статическом режимах, определялась скорость коррозии по изменению массы образцов до воздействия коррозионной среды и после растворения продуктов коррозии, при учете времени испытаний и площади образцов.

Результаты и их обсуждение

Результаты анализа физико-химических свойств исследуемых проб представлены в табл. 1 и 2.

Из таблиц видно, что коррозионно-активные компоненты имеются как в нефти (сера, меркаптаны и хлористые соли), так и в подтоварной воде (в виде хлорид-ионов, сульфат-ионов). Следует отметить нефть 2 (табл. 1), в которой наблюдается высокое содержание меркаптанов (в 10 раз превышающее аналогичные показатели других видов нефти). Для подтоварной воды (табл. 2) отмечается высокая минерализация и значительное количество сульфатов и хлоридов, что характеризует данную воду как коррози-

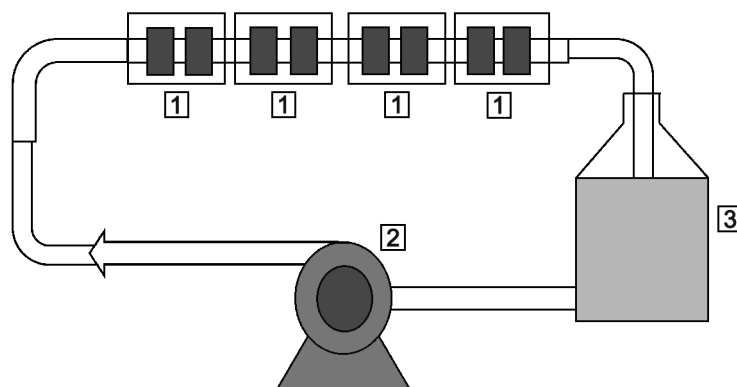


Рис. 1. Лабораторная циркуляционная установка. 1 – цилиндрические образцы; 2 – циркуляционный насос; 3 – емкость с исследуемой средой

Fig. 1. Laboratory circulation plant. 1 – cylindrical samples; 2 – circulation pump; 3 – container with the test medium

онно-опасную среду.

Из табл. 1 также видно, что содержание воды в пробах нефти не превышает допустимых нормативных показателей и находится в «следовых» количествах. Это объясняется тем, что испытуемая нефть в ходе подготовки к транспортировке претерпела разрушение нефтяной эмульсии и практически полностью обезвожена. Как известно, устойчивость эмульсий определяется взаимодействием между асфальтенами и смолами, и их количественным соотношением [4, 5]. Согласно приведенной в [5, 6] классификации нефтей по склонности к образованию эмульсий, исследуемые нефти относятся к низкоэмульсионным (по плотности, содержанию асфальтенов) и среднестабильным эмульсиям (по вязкости, содержанию смол).

Первоначально испытания проводились на образцах товарной (обезвоженной) неф-

ти. Дальнейшие исследования проводились с добавлением допустимого по нормативным документам количества воды (0,5%). Водонефтяную эмульсию получали добавлением воды и перемешиванием на механической мешалке в течение часа. В нефти регионов 1-3 (табл. 1) добавляли соответствующую воду, отобранную в процессе конечной сепарации нефти на станциях подготовки нефти данных месторождений. В нефти регионов 4 и 5 (табл. 1) в связи с затруднениями отбора соответствующей воды, была добавлена вода из региона 3 (в связи с более близким расположением месторождений, чем регионы 1 и 2).

Результаты коррозионных исследований, проведенных на модельной лабораторной установке, представлены на рис. 2.

Результаты коррозионных исследований показали, что для нефти данных ме-

Таблица 1. Физико-химические характеристики проб товарной нефти

Table 1. Physico-chemical characteristics of commercial oil samples

Параметры / Parameters	Пробы / Sample	Нефть 1 / Oil 1	Нефть 2 / Oil 2	Нефть 3 / Oil 3	Нефть 4 / Oil 4	Нефть 5 / Oil 5
Содержание воды / Water content	Следовые количества, не превышает допустимых нормативных показателей / Trace amounts, does not exceed the allowable standard indicators					
Массовая доля серы, % / Mass fraction of sulfur, %		0,1...0,2	0,7...0,9	0,3...0,4	0,9...1,2	1,2...1,6
Массовая доля суммы меркаптанов, млн ⁻¹ (ppm) / Mass fraction of the amount of mercaptans, ppm		5...8	572...592	68...74	35...68	44...55
Содержание хлористых солей, мг/дм ³ / Content of chloride salts, mg/dm ³		17...25	25...27	22...25	6...8	10...12
Массовая доля асфальтенов, % / Mass fraction of asphaltenes, %		до 1	до 1	до 1	1...3	1...2
Массовая доля смол, % / Mass fraction of resins, %		5...6	4...5	5...6	6...7	9...11
Массовая доля парафинов, % / Mass fraction of paraffins, %		12...14	3...5	1...2	6...8	7...9

Таблица 2. Физико-химические характеристики проб подтоварной воды
Table 2. Physico-chemical characteristics of bottom water samples

Параметры / Parameters	Пробы / Sample	Вода соотв. нефти 1 / Water corresponding oil 1	Вода соотв. нефти 2 / Water corresponding oil 2	Вода соотв. нефти 3-5 / Water corresponding oil 3-5
Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ / Content of suspended solids, mg/dm ³		928,0	853,5	1817,1
Сухой остаток, г/дм ³ / Dry residue, g/dm ³		68556	44810	267750
pH при 18 °C / pH at 18 °C		7,5	9,3	6,8
Общая минерализация при 18 °C, г/дм ³ / TDS at 18 °C, g/dm ³		35425,7	14848,0	95410,0
Содержание гидрокарбонатов, мг/дм ³ / Hydrocarbonate content, mg/dm ³		206,2	5,7	0,1
Содержание сульфат-ионов, мг/дм ³ / Content of sulfate ions, mg/dm ³		224,0	4900,0	64,0
Содержание хлорид-ионов, г/дм ³ / Content of chloride ions, mg/dm ³		58625,0	800,0	293760,0

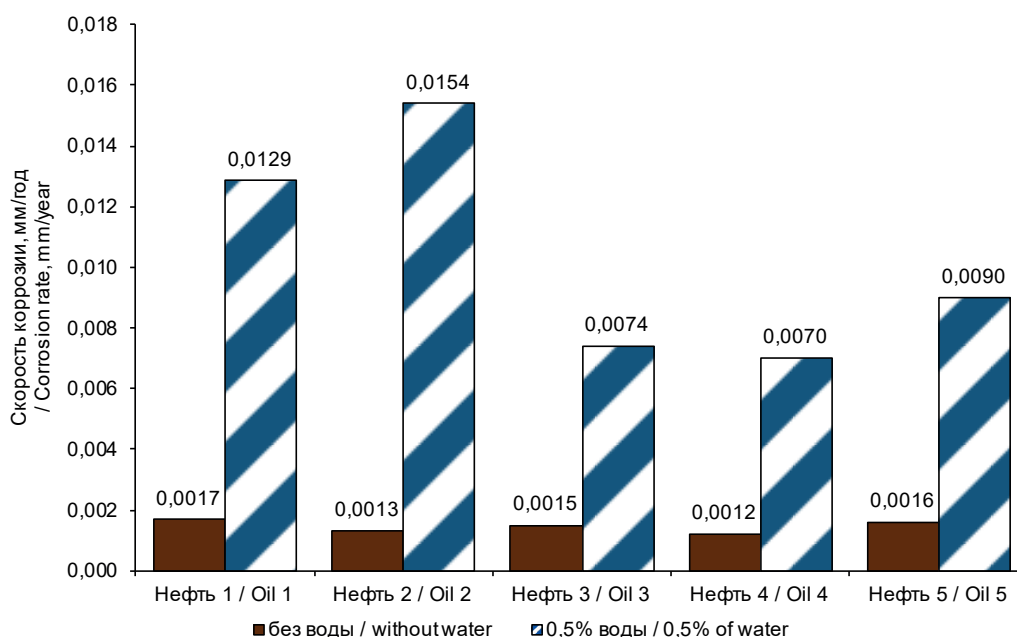


Рис. 2. Диаграмма сравнения скорости коррозии в пробах нефти без добавления воды и с добавлением 0,5% воды

Fig. 2. Diagram comparing the corrosion rate in oil samples without the addition of water and with the addition of 0.5% water

сторождений (в товарной форме) коррозионная активность практически отсутствует (0,0012... 0,0017 мм/год). Также из *рис. 2* видно, что в результате испытаний (в течение 80 часов) значения скорости коррозии металла в пробах нефти с содержанием воды 0,5% увеличились, по сравнению с пробами нефти без воды с 0,0012... 0,0017 до 0,0070... 0,0154 мм/год в зависимости от проб. Следовательно, скорость коррозии при увеличении количества воды повышается в 5...12 раз, по сравнению с исходными пробами товарной нефти. При этом внутренняя поверхность образцов покрыта рыхлым неплотным минеральным осадком, являющимся одним из факторов перехода от общей к локальной коррозии (*рис. 3*).



Рис. 3. Вид образцов после коррозионных исследований с добавлением 0,5 % воды
Fig 3. View of samples after corrosion studies with addition of 0.5% water

Стоит отметить, что по результатам исследований (*рис. 2*) скорость коррозии металла в пробах нефти регионов 3... 5 с добавлением воды близки по значению, вероятно в связи с тем, что в данные пробы нефти была добавлена вода одного химического состава. Это может свидетельствовать о том, что, в первую очередь, интенсификация коррозии происходит в зависимости от химического состава воды, однако небольшое различие в скорости коррозии все же указывает о важной роли химического состава нефти. А также, совокупность факторов, таких как химический состав нефти, химический состав воды и взаимодействие компонентов между собой

по-разному влияют на увеличение скорости коррозии металла, что видно из результатов коррозионных испытаний нефтей регионов 1-3.

Выводы

Таким образом, как показали проведенные коррозионные исследования, водная фаза с растворенным в ней агрессивными компонентами является одним из определяющих факторов для развития внутренней коррозии при транспортировке смеси нефтей, так как даже предельное нормативно допустимое количество воды в нефти (0,5%, согласно ГОСТ Р 51858-2002, MOD СТ РК 1347-2005) может способствовать интенсификации процессов коррозии на внутренней поверхности нефтепровода, из стали 17Г1С, в среднем в 5...12 раз, по сравнению с нефтью, содержащей следовые количества воды. Данная интенсификация процессов коррозии связана не только с тем, что вода является высокоминерализованной, но также и с тем, что в нефтях присутствуют хлористые и сернистые соединения, которые при переходе в водную фазу могут взаимодействовать с внутренней поверхностью трубопровода.

Литература

1. Махмотов Е.С., Саяхов Б.К., Пирогов А.Г. Транспортировка нефтесмесей и поставка воды в Республике Казахстан. – Алматы: Ел-шежире, 2017. – 236 с.
2. Singh R. Pipeline Integrity. – Elsevier, 2017. – 334 p.
3. Ormellese M. Corrosion in oil and chemical industry. In book: Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering. – Elsevier, 2018. – P. 145-154.
4. Xia L., Lu S., Cao G. Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins // Journal of Colloid and Interface Science. – 2004. – V. 271, N 2. – P. 504-506.
5. Адильбекова А.О., Омарова К.И., Карайтова М. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Северо-Западный Коныс и Жанаозен // Вестник КазНУ. Серия химическая. – 2016. – № 2(82). – С. 27-33.
6. Очередко Ю.А., Эргешев З. Исследо-

вание факторов, влияющих на эмульсионность нефти // Евразийский союз ученых. – 2020. – № 11(80) – С. 62-64.

Reference

1. Makmotov, E. S., Sayakhov, B. K., & Pirogov, A. G. (2017) *Oil mixtures transportation and water supply in the Republic of Kazakhstan*. El-Shezhire.
2. Singh R. (2017). *Pipeline Integrity*. Elsevier.
3. Ormellese M. (2018). Corrosion in oil and chemical industry. In book: *Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering*. Elsevier.

4. Xia, L., Lu, S., & Cao, G. (2004). Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins. *Journal of Colloid and Interface Science*, 271(2), 504-506. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2003.11.027>.

5. Adilbekova, A., Omarova, K., & Karaitova, M. (2016). Physical chemical characteristics of oil emulsions of North-West Konys and Zhanaozen oilfields. *Chemical Bulletin of Kazakh National University*, 2(82), 27-33. <https://doi.org/https://doi.org/10.15328/cb726>.

6. Ocheredko, U.A., Ergeshev, Z. (2020). Study of factors affecting oil emulsion. *Eurasian Union of Scientists*, 11(80), 62-64. <https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2020.3.80.1115>.

Информация об авторах

Саяхов Берик Картанбаевич, к.т.н., заместитель директора департамента инновационно-технического развития, АО «КазТрансОйл», г. Нур-Султан, Казахстан

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

Оралбаева Каламкас Багдатовна, к.х.н., руководитель 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

Абсалиев Кайрат Есенгелдиевич, научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Боранбаева Лаура Ергалиевна, научный сотрудник лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Казахстан

Information about authors

Berik K. Sayakhov, Ph.D. in Technical sciences, Deputy Director of the Department of Innovative and Technical Development, "KazTransOil" JSC, Nur-Sultan, Kazakhstan

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

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

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

Kairat E. Absaliyev, researcher, Laboratory of Physical and Chemical Research, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

Laura E. Boranbayeva, researcher, Laboratory of Oil and Oil Products Research, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan



doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-4

Химико-каталитическое осаждение сплава Ni-Mo-P

С.С. Адилова, А.Д. Алиев, А.Б. Дровосеков✉

Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН,
РФ, 119071 Москва, Ленинский проспект, д. 31, к. 4

e-mail: drovosekov_andr@mail.ru

Аннотация. Рассмотрено химико-каталитическое осаждение покрытий сплавом *Ni-Mo-P* из раствора, содержащего в качестве лигандов пиррофосфат натрия и хлорид аммония. Применение вышеуказанных лигандов позволило применить сравнительно большие концентрации молибдата натрия в растворе (8...16 мМ) при сохранении высокой скорости процесса химико-каталитического восстановления (до 20 мкм/ч) и получении полублестящих по внешнему виду покрытий. В зависимости от концентрации молибдата натрия в растворе, сплавы *Ni-Mo-P* содержат 3,5...7,4 ат.% молибдена, который присутствует в покрытиях в металлическом состоянии. Фосфор включается в сплав в виде фосфида никеля *NiP*. Согласно рентгенофазовому анализу, покрытия *Ni-Mo-P* имеют нанокристаллическую структуру с размерами ОКР 25...34 нм.

Ключевые слова: химико-каталитическое осаждение, сплав *Ni-Mo-P*.

Для цитирования: Адилова С.С., Алиев А.Д., Дровосеков А.Б. Химико-каталитическое осаждение сплава Ni-Mo-P // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 2. – С. 40-45. doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-4.

Статья получена: 15.02.2022, опубликована 01.06.2022.

Electroless Plating of Ni-Mo-P Alloy

S.S. Adilova, A.D. Aliev, A.B. Drovosekov✉

Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry, Russian Academy of Sciences,
bld. 4, 31, Leninskii prospect, Moscow, 119071, Russia

e-mail: drovosekov_andr@mail.ru

Abstract. Electroless plating of *Ni-Mo-P* alloy coatings is described from a solution containing sodium pyrophosphate and ammonium chloride as ligands. Application of these ligands allowed using relatively large sodium molybdate concentrations in the solution (8...16 mM), while the high electroless plating rate (up to 20 $\mu\text{m/h}$) was preserved and semibright coatings were obtained. Depending on the sodium molybdate concentration in the solution, *Ni-Mo-P* alloys contained 3.5...7.4 at.% of molybdenum in the metallic state. Phosphorus was included into the alloy in the form of nickel phosphide *NiP*. According to the XRD data, the *Ni-Mo-P* coatings had a nanocrystalline structure with the coherent scattering region size of 25...34 nm.

Keywords: electroless plating, *Ni-Mo-P* alloy.

For citation: Adilova, S. S., Aliev, A. D., & Drovosekov, A. B. (2022). Electroless Plating of Ni-Mo-P Alloy. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(2), 40-45. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-4.

Received: February 15, 2022. Published: June 01, 2022.

Введение

Сплавы *Ni-Mo-P* представляют интерес вследствие ряда ценных свойств: высокой микротвердости и износостойкости, коррозионно-защитных характеристик, каталитических свойств [1-3]. Покрытия такими сплавами могут быть получены электрохимическим методом либо химико-каталитическим осаждением с использованием гипофосфита натрия в качестве восстановителя [4-7]. Особенностью химико-каталитического осаждения таких сплавов является инги-

бирование молибдат-ионами реакции окисления восстановителя, в результате чего при превышении определенной, относительно небольшой концентрации в растворе соединений молибдена процесс химико-каталитического восстановления прекращается. То есть молибдат-ионы в растворах химико-каталитического восстановления выполняют роль каталитических ядов. Так, в работе [7] отмечается, что при введении всего около 1 ммоль оксида молибдена MoO_3 в цитратно-аммиачный раствор химико-катали-

ческого осаждения *Ni-Mo-P*, процесс выделения сплава полностью прекращается. В качестве меры по снижению ингибирующего влияния молибдат-ионов при химико-каталитическом восстановлении покрытий *Ni-Mo-P* из цитратно-аммиачных растворов авторами [4-6] предложено связывать такие ионы в комплексное соединение введением в раствор глюконата натрия или глюкогоптоната натрия. Например, введение в состав раствора глюкогоптоната натрия [6] позволяет проводить химико-каталитическое осаждение покрытий *Ni-Mo-P* при увеличенной до 6 мМ концентрации молибдат-ионов. Тем не менее, актуальным представляется поиск состава раствора химико-каталитического восстановления сплава *Ni-Mo-P*, который бы позволил максимально расширить диапазон концентраций молибдат-ионов в растворе при сохранении высокой скорости осаждения и качестве получаемых покрытий.

В целях поиска по вышеуказанным критериям нами был исследован раствор, содержащий в качестве лигандов пирогосфат натрия и хлорид аммония, входящие в состав электролита для электрохимического получения покрытий *Ni-Mo* [8, 9].

Методики

Для химико-каталитического осаждения сплава *Ni-Mo-P* использовали пирогосфатно-аммиачный раствор следующего состава, (М): $NiSO_4 \cdot 7H_2O$ – 0,5; $Na_4P_2O_7 \cdot 10H_2O$ – 0,27; NH_4Cl – 0,55; $NaH_2PO_4 \cdot H_2O$ – 0,38; $Na_2MoO_4 \cdot 2H_2O$ – 8...16 мМ; $Na_2SiO_3 \cdot 9H_2O$ – 0,007 мМ; pH 10,0 (NH_4OH); $t = 80^\circ C$. Использованный диапазон концентраций молибдата натрия (8...16 мМ) обусловлен, с одной стороны, снижением стабильности раствора при малых концентрациях $Na_2MoO_4 \cdot 2H_2O$ (6 мМ и менее), а с другой – ухудшением качества покрытий *Ni-Mo-P* по внешнему виду (покрытия серого цвета) при увеличении концентрации молибдата натрия до 18 мМ и более. Добавка метасиликата натрия позволила получать полублестящие по внешнему виду осадки *Ni-Mo-P* в диапазоне концентраций молибдата натрия от 8 до 16 мМ, в то время как без добавки $Na_2SiO_3 \cdot 9H_2O$ покрытия осаждались серого цвета.

Химико-каталитическое осаждение по-

крытий *Ni-Mo-P* проводили в термостатируемой стеклянной ячейке с рубашкой, подключенной к жидкостному термостату. Продолжительность химико-каталитического осаждения составляла 1 час.

Осаждение проводили на пластинках из медной фольги с размерами $10 \times 25 \times 0,2$ мм и площадью 5 см². Таким образом, отношение площади поверхности покрываемого образца (S , дм²) к объему раствора (V , дм³) составляло S/V около 0,5. Перед химико-каталитическим осаждением образцы из медной фольги подвергали травлению в растворе следующего состава (г/л): H_2SO_4 – 850; HNO_3 – 70; HCl – 5; $t = 18...25^\circ C$; продолжительность 10 сек.

Скорость химико-каталитического осаждения покрытий (мкм/ч) определяли гравиметрически. При этом плотность покрытия приблизительно принимали равной 8 г/см³.

Количественный состав осадков сплавов *Ni-Mo-P* исследовали электронно-зондовым рентгено-спектральным микроанализом на сканирующем электронном микроскопе JSM U3 фирмы “JEOL” (Япония), совмещенным с энергодисперсионным спектрометром WinEDS фирмы “Eumex” (ФРГ). Морфологию покрытий исследовали также с помощью микроскопа JSM U3.

О состоянии элементов в покрытии *Ni-Mo-P* судили по спектрам РФЭС $Ni2p_{3/2}$, $Mo3d$, $P2p$, полученным с помощью прибора OMICRON ESCA+ на глубине 1 нм от поверхности (аргонное травление). Давление в камере анализатора не превышало $8 \cdot 10^{-10}$ мБар. Источником излучения служил Al-анод (энергия излучения 1486,6 эВ и мощность 252 Вт). Энергия пропускания анализатора составляла 20 эВ. Спектры обрабатывались программой Unifit©2009.

Рентгенофазовый анализ покрытий *Ni-Mo-P* выполнен с помощью рентгеновского дифрактометра EMPYREAN на медном K_α излучении (средняя длина волны дублета α_1 и α_2 0,15418 нм). Для расшифровки полученных рентгенограмм использована база PDF2 (ICDD). Расчет размеров ОКР производили по формуле Дебая-Шеррера.

Эксперимент

Исследования показали, что использование для химико-каталитического осаждения покрытий *Ni-Mo-P* пирогосфатно-аммиач-

ного раствора вместо цитратно-аммиачного раствора позволяет заметно расширить допустимый диапазон концентраций молибдата натрия – до 8...16 мМ. Было определено влияние добавки молибдата натрия к раствору на скорость химико-каталитического осаждения, содержание молибдена и фосфора в сплаве *Ni-Mo-P*, его морфологию и структуру.

Установлено, что увеличение концентрации молибдата натрия в растворе снижает скорость осаждения сплава *Ni-Mo-P* (примерно от 20 до 12 мкм/ч (рис. 1, кр.1)), что, видимо, объясняется усиливающимся ингибирующим влиянием молибдат-ионов на процесс химико-каталитического восстановления. Наибольшее снижение скорости осаждения наблюдается при меньших концентрациях молибдата натрия - от 8 до 12 мМ.

Концентрация $Na_2MoO_4 \cdot 2H_2O$ в растворе оказывает влияние и на состав образую-

щихся покрытий. С ростом концентрации молибдата натрия содержание молибдена и фосфора в сплаве *Ni-Mo-P* изменяется антибатно (рис. 1, кр. 2 и 3). То есть наряду с увеличением содержания молибдена в сплаве (от 3,5 до 7,4 ат.%) (рис. 1, кр. 2) содержание в нем фосфора снижается от 3,5 до 2,6 ат.% (рис. 1, кр. 3). Следует отметить, что схожий антибатный характер зависимости одновременного включения двух легирующих компонентов в покрытие наблюдается и для химико-каталитически полученного сплава *Ni-W-P* [10].

Осажденные при концентрации молибдата натрия в растворе 8...16 мМ покрытия *Ni-Mo-P* имеют глобулярную морфологию, образец которой представлен на рис. 2. Подобная морфология является типичной для химико-каталитически полученных покрытий *Ni-P*.

О состоянии элементов в покрытиях *Ni-Mo-P* судили по приведенным на рис. 3 спектрам РФЭС. Из представленных на рис. 3а спектров можно сделать вывод, что никель присутствует в покрытии и в восстановленном состоянии, и в виде оксида *NiO* и гидроксида *Ni(OH)₂*. Наличие окисных соединений ни-

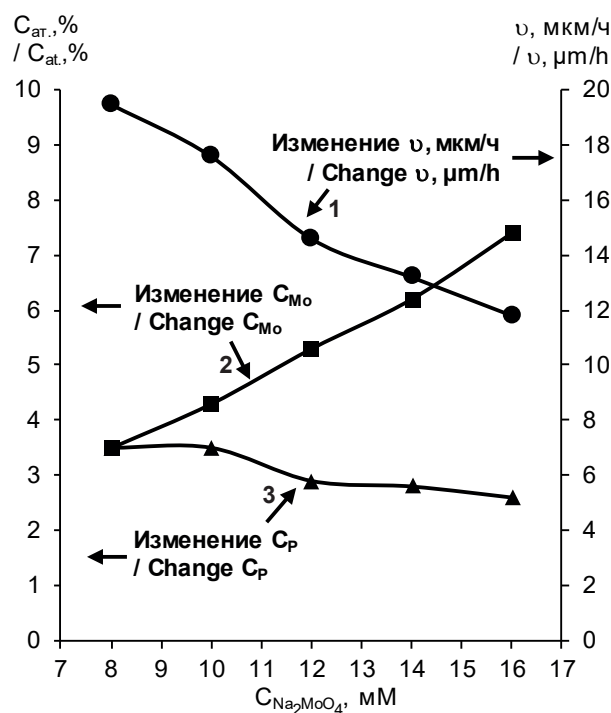


Рис. 1. Зависимость скорости химико-каталитического осаждения покрытия *Ni-Mo-P* (1) и содержания в нем молибдена (2) и фосфора (3) от концентрации молибдата натрия в растворе

Fig. 1. Dependence of the rate of *Ni-Mo-P* electroless plating (1) and content of molybdenum (2) and phosphorus (3) in the obtained coating on the sodium molybdate concentration in the solution

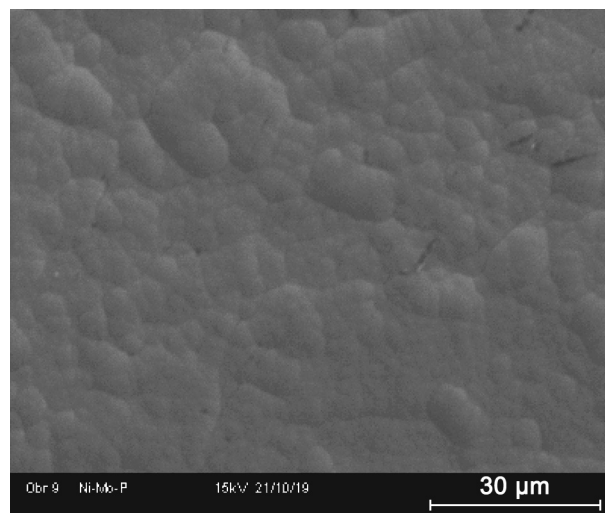


Рис. 2. Фотографии поверхности покрытия *Ni-Mo-P*, полученного при концентрации молибдата натрия в растворе 12 мМ. Увеличение x1000

Fig. 2. Photos of the surface of a *Ni-Mo-P* coating obtained at the 12 mM sodium molybdate concentration in the solution. Magnification: x1000

келя в покрытии может быть обусловлено сравнительно небольшой глубиной, на которой производили определение. Молибден включается в покрытие полностью в металлическом состоянии (рис. 3b). Фосфор присутствует в свежесозданном сплаве $Ni-Mo-P$ в виде монофосфида никеля NiP (рис. 3c), что является необычным. Как правило, фосфиды никеля образуются в покрытиях $Ni-P$ только после термообработки при температуре свыше $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, но не при комнатной температуре. Кроме того, в результате фазовых превращений в покрытиях $Ni-P$ гораздо чаще образуются фосфиды Ni_3P , а не монофосфид никеля.

Рентгенограммы химико-каталитических

покрытий $Ni-Mo-P$, осажденных во всем исследованном диапазоне концентраций молибдата натрия в растворе, имеют лишь два выраженных пика (рис. 4). Первый соответствует никелю с кристаллографическими индексами плоскостей (111), а наличие второго пика (Cu) обусловлено влиянием медной подложки при недостаточно большой толщине покрытий ($12\ldots 20\text{ мкм}$). Рассчитанный размер ОКР Ni (111) составляет от 25 до 34 нм в зависимости от состава покрытий $Ni-Mo-P$, структуру которых, таким образом, можно охарактеризовать, как нанокристаллическую. Следует отметить, что размер ОКР никеля имеет тенденцию к небольшому увеличению при возрастании

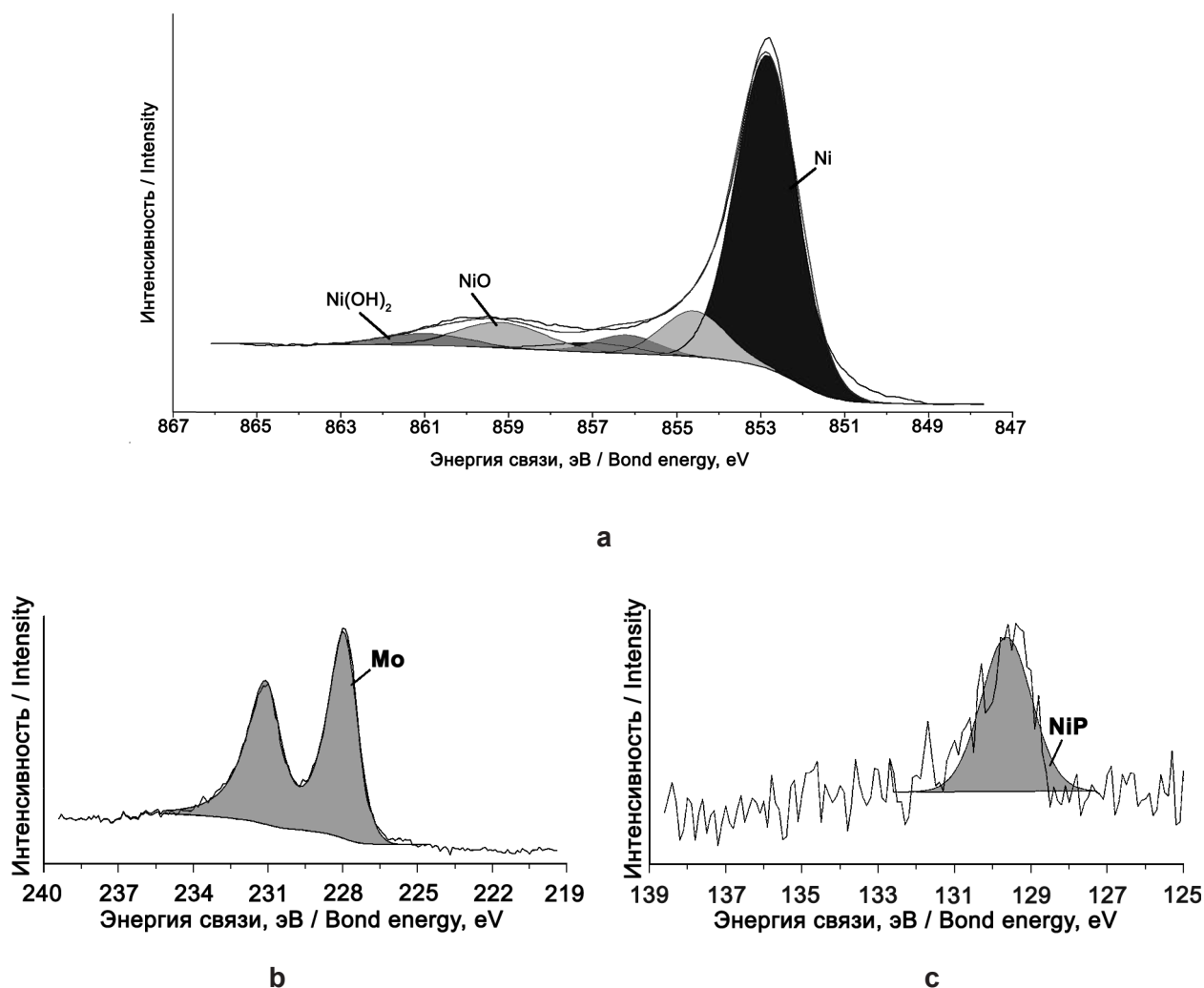


Рис. 3. Спектры РФЭС $Ni_{2p_{3/2}}$ (a), Mo_{3d} (b), P_{2p} (c) от покрытия $Ni-Mo-P$, полученного при концентрации молибдата натрия в растворе 12 мМ

Fig. 3. XPS spectra of $Ni_{2p_{3/2}}$ (a), Mo_{3d} (b) and P_{2p} (c) of a $Ni-Mo-P$ coating obtained at the 12 mM sodium molybdate concentration in the solution (intensity; binding energy, eV)

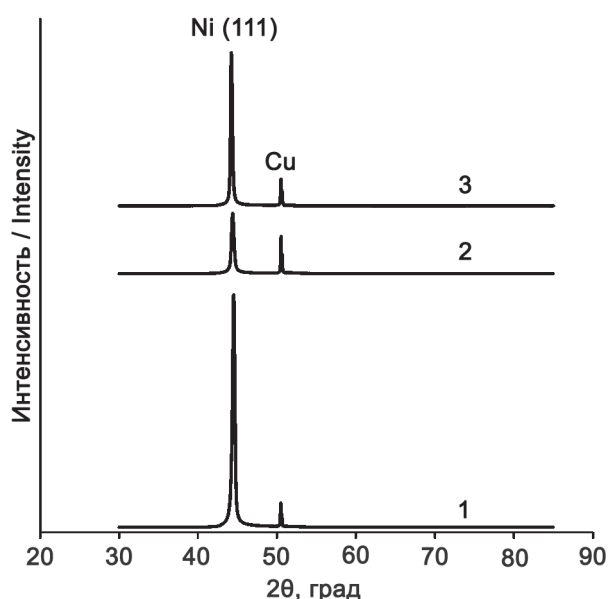


Рис. 4. Рентгенограммы от покрытий *Ni-Mo-P*, полученных при концентрации молибдата натрия в растворе (мМ): 8 (1); 12 (2); 16 (3)

Fig. 4. X-ray diffraction patterns of *Ni-Mo-P* coatings obtained at different sodium molybdate concentrations in the solution (mM): 8 (1); 12 (2); 16 (3). (intensity; 2θ, degrees)

содержания молибдена и снижении содержания фосфора в покрытиях.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать заключение о целесообразности применения пирофосфатно-аммиачного раствора для химико-каталитического осаждения покрытий сплавом *Ni-Mo-P* вследствие сравнительно малого ингибирующего эффекта, производимого молибдат-ионами в данном растворе. Применение пирофосфатно-аммиачного раствора позволяет получать полублестящие по внешнему виду покрытия *Ni-Mo-P* со скоростью 12...20 мкм/ч и содержанием молибдена и фосфора 3,5...7,4 ат.% и 2,6...3,5 ат.% соответственно. Молибден включается в покрытие в восстановленном (металлическом) состоянии, а фосфор – в виде фосфида никеля *NiP*. Полученные покрытия *Ni-Mo-P* имеют нанокристаллическую структуру, о чем свидетельствуют рассчитанные размеры ОКР, составляющие 25...34 нм.

Авторы выражают благодарность сотрудникам ЦКП ФМИ ИФХЭ РАН за помощь в проведении исследований.

Литература

1. Melo R.L., Casciano P.N.S., Correia A.N., de Lima-Neto P. Characterisation of Electrodeposited and Heat-Treated Ni-Mo-P Coatings // J. Braz. Chem. Soc. – 2012. – V. 23, № 2. – P. 328-334.
2. Lai C., Liu X., Wang Y., Cao C., Yin Y., Yang H., Qi X., Zhong S., Hou X., Liang T. Modulating ternary Mo–Ni–P by electronic reconfiguration and morphology engineering for boosting all-pH electrocatalytic overall water splitting // Electrochim. Act. – 2020. – V. 330. – P. 135294.
3. Shervedani R.K., Lasia A. Study of the Hydrogen Evolution Reaction on Ni-Mo-P Electrodes in Alkaline Solutions // J. Electrochem. Soc. – 1998. – V. 145, № 7. – P. 2219-2225.
4. Mallory G.O., Horhn T.R. Electroless deposition of ternary alloys // Plating and Surface Finishing. – 1979. – V. 66, № 4. – P. 40-46.
5. Electroless nickel polyalloy plating baths // Патент США № 4019910. 1977.
6. Lu G., Zangari G. Study of the electroless deposition process of Ni-P-based ternary alloys // J. Electrochem. Soc. – 2003. – V. 150, № 11. – P. 777-786.
7. Мухина А.Е. Химическое осаждение никеля с цинком, вольфрамом, молибденом и марганцем. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Иваново, – 2008. – 130 с.
8. Ажогин Ф.Ф., Беленький М.А., Галль И.Е. и др. Гальванотехника: Справ. Изд. – М.: Металлургия, 1987. – 736 с.
9. Вячеславов П.М. Электролитическое осаждение сплавов. (Библиотечка гальванотехника, выпуск 5). – Ленинград: «Машиностроение» ленинградское отделение, 1986. – 112 с.
10. Дровосеков А.Б., Алиев А.Д., Рожанский Н.В. Химико-каталитическое осаждение сплавов Ni-W-P из растворов с глицином и яблочной кислотой // Практика противокоррозионной защиты. – 2018. – № 4. – С. 9-14.

References

1. Melo, R. L., Casciano, P. N. S., Correia, A. N., & de Lima-Neto, P. (2012). Characterisation



of Electrodeposited and Heat-Treated Ni-Mo-P Coatings. *J. Braz. Chem. Soc.*, 23(2), 328-334.

2. Lai, C., Liu, X., Wang, Y., Cao, C., Yin, Y., Yang, H., Qi, X., Zhong, S., Hou, X., & Liang, T. (2020). Modulating ternary Mo-Ni-P by electronic reconfiguration and morphology engineering for boosting all-pH electrocatalytic overall water splitting. *Electrochim. Act.*, 330, 135294.

3. Shervedani, R. K., Lasia, A. (1998). Study of the Hydrogen Evolution Reaction on Ni-Mo-P Electrodes in Alkaline Solutions. *J. Electrochem. Soc.*, 145(7), 2219-2225.

4. Mallory, G. O., Horhn, T. R. (1979). Electroless deposition of ternary alloys. *Plating and Surface Finishing*, 66(4), 40-46.

5. Patent 4019910 US. Electroless nickel polyalloy plating baths. 1977.

6. Lu, G., Zangari, G. (2003). Study of the electroless deposition process of Ni-P-based ternary alloys. *J. Electrochem. Soc.*, 150(11), 777-786.

7. Mukhina, A. E. (2008). *Chemical deposition of nickel with zinc, tungsten, molybdenum and manganese*. Ph.D. dissertation. Ivanovo.

8. Azhogin, F. F., Belenky, M. A., Gall, I. E. etc. (1987). *Electroplating*. M.: Metallurgy.

9. Vyacheslavov, P. M. (1986). *Electrolytic deposition of alloys*. (Library of electroplating, issue 5). Leningrad: "Engineering" Leningrad branch.

10. Drovosekov, A. B., Aliev, A. D., & Rozhansky, N. V. (2018). Chemical-catalytic deposition of Ni-W-P alloys from solutions with glycine and malic acid. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, (4), 9-14.

Информация об авторах

Адилова Сабина Сахилевна, аспирант, инженер 2-й категории, Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН (ИФХЭ РАН), г. Москва, Российская Федерация

Дровосеков Андрей Борисович, к.х.н., с.н.с., Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН (ИФХЭ РАН), г. Москва, Российская Федерация

Алиев Али Джавадович, к.ф.-м.н., в.н.с., Институт физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН (ИФХЭ РАН), г. Москва, Российская Федерация

Information about authors

Sabina S. Adilova, postgraduate, engineer of the 2nd category, A.N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of RAS (IPCE RAS), Moscow, Russian Federation

Andrey B. Drovosekov, Ph.D. of chemical sciences, senior researcher, A.N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of RAS (IPCE RAS), Moscow, Russian Federation

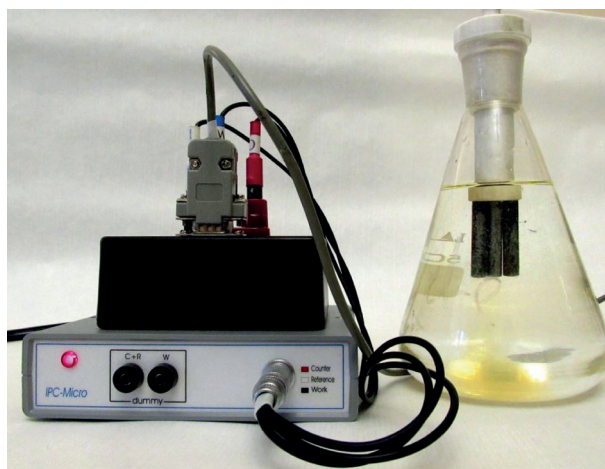
Ali D. Aliev, Ph.D. of physical and mathematical sciences, leading researcher, A.N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of RAS (IPCE RAS), Moscow, Russian Federation

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

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

ПРЕИМУЩЕСТВА

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



КОРРОЗИМЕТР-ПОТЕНЦИОСТАТ
«IPC-CorrMeter» с переходником и датчиком ДТФ-3Л при измерениях коррозионных показателей



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ (на базе «IPC-Micro»)

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

КОНТАКТЫ:

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

Поставки: **Д.Н. Ануфриев**, +7(925)411-60-64, e-mail: 4116064@mail.ru

Центр и разработка технологий патентных исследований

- **разработка оптимальных технологических решений, средств противокоррозионной защиты, методик, приборов** по заданиям предприятий, научных организаций, фирм и частных лиц в области защиты от коррозии в промышленности, строительстве, на транспорте, энергетике, добыче полезных ископаемых и других отраслях по базам зарубежных и отечественных патентов, собственных многолетних разработок и научных исследований;
- **выбор наиболее эффективных средств противокоррозионной защиты** путем проведения ускоренных, стендовых и натурных испытаний металлов, сплавов, лакокрасочных и металлических покрытий, ингибиторов коррозии металлов;
- **экспериментальная апробация и оптимизация технологий** в лабораторных, стендовых и производственных условиях на базе ведущих научных организаций и предприятий;
- **патентование в РФ и странах ЕАЭЗС, лицензирование и сертификация технологических решений, материалов, приборов.**

Контакты:

Николай Геннадиевич Ануфриев
8(930)335-28-91;
8(926)758-96-30
e-mail: anufrievng@mail.ru

ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ БУРОВЫХ НАСОСОВ «КАРТЭК-28Б»

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

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

ОПИСАНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

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

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

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ХРАНЕНИЮ

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

МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ

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

ВАРИАНТЫ УПАКОВКИ И ПОСТАВКИ

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

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ТУ 2415-017-17804808-2005.



СЕРТИФИКАЦИЯ

SERTIFICATION

doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-5

Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС

А.П. Акользин✉

ООО «КАРТЭК»,
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский проспект, д. 29, стр. 2

e-mail: cartec-com@mail.ru

Аннотация. В настоящее время Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС является одной из самых востребованных систем сертификации, действующих в России. Созданная в 1997 году Министерством топлива и энергетики РФ, Система сертификации, после ряда реорганизаций, из узковедомственной превратилась в многопрофильную и multifunctional систему, осуществляющую все виды физико-химических, физико-механических анализов, испытаний, экспертиз, исследований оборудования, приборов и материалов. Система производит оформление и выдачу сертификатов для продукции предприятий ТЭК и промышленности, а также для импортируемой промышленной продукции.

Ключевые слова: сертификация, нормативные документы, коррозия, энергетика, жилищно-коммунальное хозяйство.

Для цитирования: Акользин А.П. Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 2. – С. 49-51. doi: 10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-5.

Статья получена: 01.03.2021, опубликована 01.06.2022.

Fuel and energy complex certification system «TEKSERT» TSNIKS

A.P. Akol'zin✉

CARTEC LLC,
bld. 2, 29, Leninsky prospect, Moscow, 119071, Russian Federation

e-mail: cartec-com@mail.ru

Abstract. At present, the certification system for the fuel and energy complex «TEKSERT» TsNIKS is one of the most popular certification systems operating in Russia. Created in 1997 by the Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, the Certification System, after a series of reorganizations, has turned from a narrow departmental system into a multidisciplinary and multifunctional system that performs all types of physical-chemical, physical-mechanical analyzes, examinations, studies of equipment, instruments and materials. The system executes and issues the certificates for the products of enterprises of the fuel and energy complex and industry, as well as for imported industrial production.

Keywords: certification, regulatory documents, corrosion, energy, housing and communal services.

For citation: Akolzin, A. P. (2022). Fuel and Energy Certification System complex «TEKSERT» TSNIKS. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(2), 49-51. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.104.2-5.

Received: March 01, 2022. Published: June 01, 2022.

Введение

Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» была создана в 1997 году Министерством топлива и энергетики (ныне Министерство энергетики) РФ. Целью создания системы сертификации было соблюдение требований стандартов и нормативных документов, повышение качества продуктов и услуг, выпускаемых и оказываемых предприятиями отрасли, а также осуществления входного контроля за продукцией, предлагаемой другими предприятиями топливно-энер-

гетическому комплексу России. Одним из органов по сертификации в Системе сертификации ТЭКСЕРТ стал Центральный научно-исследовательский институт коррозии и сертификации (ЦНИИКС), созданный Ассоциацией КАРТЭК в 1998 году в форме автономной некоммерческой организации. На ЦНИИКС распоряжением Министерства была возложена задача сертификации продукции, материалов и услуг в области противокоррозионной защиты производственного оборудования и трубопроводов, тепло- и гидроизоляции и энергосберега-

ющих технологий, экологической безопасности.

В двухтысячных годах, в рамках общей реформы российской системы сертификации, Система сертификации ТЭКСЕРТ вышла из структуры Министерства энергетики. Это история.

На сегодняшний день положение дел таково. Госстандартом РФ в 2016 году перерегистрирована и активно действует Система сертификации топливно-энергетического комплекса «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС. В системе функционируют два органа по сертификации – АНО «ЦНИИКС» и ООО «КАРТЭК» – и 21 испытательная лаборатория. Часть лабораторий проводит сертификационные испытания для последующего оформления сертификатов соответствия и сертификатов на применение химических продуктов в технологических процессах добычи и транспорта нефти.

Ряд организаций аккредитуют в системе испытательные лаборатории для своих собственных нужд, обслуживания собственного производства – для придания лабораториям официального статуса. Области аккредитации лабораторий удостоверяются Торгово-промышленной палатой РФ.

Система сертификации «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС имеет также возможность аккредитации испытательных калибровочных лабораторий и выдачу им Сертификата компетентности в соответствии с требованиями соответствующего ГОСТ ISO/IEC.

По сравнению с прежней системой сертификации, Система сертификации «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС существенно расширила рамки своей деятельности и обслуживает практически все отрасли промышленности и энергетики страны: в первую очередь, конечно, топливно-энергетический комплекс и жилищно-коммунальное хозяйство, но также и транспорт, строительство, химическую и горнодобывающую промышленности, металлургию и др. Осуществляется также сертификация ввозимой по импорту промышленной продукции. Существенно увеличился список областей аккредитации испытательных лабораторий и органов по сертификации. Внушителен список ГОСТов и нормативных документов, на соответствие которым Система сертификации «ТЭКСЕРТ»

ЦНИИКС осуществляет сертификацию.

В настоящее время производятся все виды коррозионных, электрохимических, физико-химических и физико-механических испытаний материалов, оборудования и приборов. Совместно с Институтом физической химии и электрохимии РАН создана и активно функционирует Испытательная лаборатория «Центр судебных и несудебных физико-химических экспертиз и исследований», участвующая, в качестве экспертной организации, в арбитражных процессах. Эта лаборатория также проводит востребованные анализы на содержание легких хлорорганических соединений (ЛХОС) и четвертичных аммонийных соединений (ЧАС) в нефти, нефте- и химпродуктах.

Широко используется уникальный автоклавный комплекс, позволяющий проводить испытания материалов и продукции в различных средах при давлениях в сотни атмосфер и высоких температурах.

Весьма перспективным направлением деятельности Органов по сертификации и Испытательных лабораторий Системы сертификации является импортозамещение зарубежных материалов и химпродуктов отечественными аналогами. С этой целью проводятся исследования и анализ зарубежной продукции, подбор и разработка отечественных аналогов или компонентов, создание технологии производства, обеспечение патентной чистоты отечественных продуктов и оформление всей необходимой разрешительной и нормативной документации, а также документов, подтверждающих российское происхождение продукции.

Органы по сертификации Системы сертификации «ТЭКСЕРТ» ЦНИИКС оформляют и регистрируют практически все виды существующих в России нормативных документов (технические условия и стандарты организаций; экспертные заключения; паспорта безопасности; декларации и т. д.) и все виды сертификатов (сертификаты соответствия; сертификаты на применение химпродуктов в технологических процессах добычи и транспорта нефти; пожарной, экологической, химической и взрывоопасности; компетентности испытательных лаборато-



рий; сертификаты соответствия техническим регламентам Таможенного союза).

Сертификаты, техническая документация, отчеты, заключения и протоколы по результатам испытаний регистрируются в Реестре техдокументации Системы сертификации

топливно-энергетического комплекса. Информация о выданных сертификатах соответствия и некоторых других нормативных и отчетных документах публикуется в профильном журнале «Практика противокоррозионной защиты».

Информация об авторах

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

Information about authors

Andrey P. Akolzin, Doctor of Technical Sciences, Professor, General Director 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.



СЕРТИФИКАЦИЯ

**Сертификаты,
выданные Центральным НИИ коррозии и сертификации и ООО «КАРТЭК»
в II квартале 2022 г.**

Предприятие-изготовитель	Наименование продукции
Сертификаты	
ООО «Медиум-Строй», Московская область, г. Дубна	Трубы и фасонные изделия стальные в пенополи- мерминеральной изоляции
ООО «2С», г. Москва	Кислотный состав МиР-2С
ООО «Строительство тепловых сетей», Свердловская обл., г. Екатеринбург	Трубы стальные и изделия в пенополимермине- ральной изоляции
ООО «Строительство тепловых сетей», Свердловская обл., г. Екатеринбург	Трубы и фасонные изделия стальные с тепло- вой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой
ООО «Архим», Брянская обл., г. Новозыбков	Смазочная высокоэффективная добавка для буровых растворов «GERTEKS-LUBE»
ООО «Архим», Брянская обл., г. Новозыбков	Реагент полимерсиликатный «АМИСИЛ-2
ООО «Транспорт и услуги», г. Новороссийск	Присадка антитурбулентная серии LiquidPower™ WINTER
ООО «Транспорт и услуги», г. Новороссийск	Присадка антитурбулентная серии LiquidPow- er™ ARCTIC GRADE
ООО «2С», г. Москва	Реагент для селективной изоляции водоприто- ка в скважину 2С-Полипан (марки «Полипан-1», «Полипан-2», «Полипан-3»)
ООО «ИТЦ «СамараНИПИнефть», Самарская обл., г. Самара	Эластичный кольматирующий состав «ЭКОС» (марок ЭКОС-А, ЭКОС-Б, ЭКОС-В, ЭКОС-Г)