

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 5 (145). С. 106-122. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 5 (145). P. 106-122. ISSN 1998-8443 (print)*

Обзорная статья

УДК 620.193.41

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-5-106-122

EDN: LCCSKY

## К ВОПРОСУ О КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Сергей Максимович Ватузов<sup>1</sup>, Иван Михайлович Ванчугов<sup>2</sup>,  
Константин Сергеевич Резанов<sup>3</sup>, Павел Юрьевич Автомонов<sup>4</sup>,  
Максим Сергеевич Танасенко<sup>5</sup>, Роман Алексеевич Шестаков<sup>6</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5, 6</sup> Российский государственный университет нефти и газа

(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

<sup>1</sup>sergey.vatuzov@gmail.com

<sup>2</sup>Vanchugov.i@gubkin.ru

<sup>3</sup>avtpavel1@gmail.com

<sup>4</sup>rezanov\_ks@mail.ru

<sup>5</sup>tanasenko.m@gubkin.pro

<sup>6</sup>shestakov.r@gubkin.ru

Автор, ответственный за переписку Сергей Максимович Ватузов,  
sergey.vatuzov@gmail.com

**Аннотация.** Эксплуатация месторождений невозможна без обеспечения транспортировки добываемого сырья. Нефть и газ, добытые на промысле, являются первичными источниками энергии и требуют квалифицированной переработки в конечные продукты потребления на нефте- и газоперерабатывающих заводах, которые, как правило, находятся на больших расстояниях от промыслов. Кроме того, к особенностям российских нефте- и газоперерабатывающих заводов можно отнести их высокую концентрацию в областях с развитой инфраструктурой и большие расстояния между заводами и центрами потребления, поэтому транспортировка товарных нефтепродуктов тоже является ключевым моментом в построении нефтегазовой цепочки.

В настоящий момент актуальной остается проблема повышения долговечности промысловых трубопроводов в связи с большим количеством отказов, связанных с коррозией. В данной работе авторами проанализирован ряд факторов, позволяющих спрогнозировать коррозионную активность на рассматриваемом участке промыслового нефтепровода. Так, согласно анализу приведенных статистических данных, внутренняя коррозия является одной из наиболее частых причин выхода из строя промысловых коллекторов, поэтому важно определить метод противодействия, в качестве которого, как правило, выступают ингибиторы. Необходимость закачки ингибиторов определяется согласно нормативной документации, главным требованием которой является не-

обходимость нанесения эпоксидного внутреннего покрытия. На основании представленных исходных данных флюида Тагульского месторождения было проведено мо-

делирование, установившее необходимость закачки ингибиторов коррозии с целью нейтрализации возможных коррозионных разрушений.

---

**Ключевые слова:** коррозия, стальные трубопроводы, ингибиторная защита, оптимизация защиты, методический подход, углекислый газ

---

**Для цитирования:** Ватузов С. М., Ванчугов И. М., Резанов К. С., Автомонов П. Ю., Танасенко М. С., Шестаков Р. А. К вопросу о коррозии промысловых трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 5 (145). С. 106-122. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-5-106-122>.

Original article

## TO THE ISSUE OF FIELD PIPELINE CORROSION

Sergey M. Vatuzov<sup>1</sup>, Ivan M. Vanchugov<sup>2</sup>, Konstantin S. Rezanov<sup>3</sup>, Pavel Yu. Avtomonov<sup>4</sup>, Maxim S. Tanasenko<sup>5</sup>, Roman A. Shestakov<sup>6</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5, 6</sup>National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia

<sup>1</sup>[sergey.vatuzov@gmail.com](mailto:sergey.vatuzov@gmail.com)

<sup>2</sup>[Vanchugov.i@gubkin.ru](mailto:Vanchugov.i@gubkin.ru)

<sup>3</sup>[avtpavel1@gmail.com](mailto:avtpavel1@gmail.com)

<sup>4</sup>[rezanov\\_ks@mail.ru](mailto:rezanov_ks@mail.ru)

<sup>5</sup>[tanasenko.m@gubkin.pro](mailto:tanasenko.m@gubkin.pro)

<sup>6</sup>[shestakov.r@gubkin.ru](mailto:shestakov.r@gubkin.ru)

Corresponding author: **Sergey M. Vatuzov**, [sergey.vatuzov@gmail.com](mailto:sergey.vatuzov@gmail.com)

**Abstract.** The deposit operation is impossible without ensuring produced raw materials transportation. Oil and gas produced in fields are primary sources of energy and require qualified processing into final consumer products at oil and gas refineries, which, as a rule, are located at great distances from the fields. In addition, among the peculiarities of Russian oil and

gas refineries it can be mentioned that they are concentrated in areas with developed infrastructure, and between factories and consumption centers there are long distances, so the transportation of commercial petroleum products is also a key point in building the oil and gas chain.

At the moment, the problem of field pipeline durability increasing remains relevant due to the large number of failures caused by corrosion. In this paper, the authors analyzed a number of factors that make it possible to predict corrosion activity on the considered section of the field oil pipeline. Thus, according to the analysis of given statistics, internal corrosion is one of the most frequent causes of field collector failures, therefore it is important to

determine the method of protection, which, as a rule, are inhibitors. The need to inhibitor injection is determined according to regulatory documentation, the main requirement of which is the need to apply an epoxy inner coating. Based on the presented initial data of the Tagul deposit fluid, a simulation was carried out that established the need of corrosion inhibitor injection to neutralize possible corrosion damage.

---

**Keywords:** corrosion, steel pipelines, inhibitory protection, protection optimization, methodical approach, carbon dioxide

---

**For citation:** Vatuzov S. M., Vanchugov I. M., Rezanov K. S., Avtomonov P. Yu., Tanasenko M. S., Shestakov R. A. K voprosu o korrozii promyslovyykh truboprovodov [To the Issue of Field Pipeline Corrosion]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 5 (145), pp. 106-122. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-5-106-122>.

### *Введение*

Неотъемлемой частью скважинной добычи нефти является транспортировка продукции по внутрипромысловым коллекторам до установки подготовки нефти (УПН). Поступающий флюид содержит помимо целевой продукции (нефть, газ, конденсат) также большое количество примесей и побочных продуктов нефтегазодобычи, которые при транспортировке оказывают непосредственное влияние на состояние трубопроводов [1-3]. Результатом воздействия флюида является множественная коррозия, являющаяся причиной отказов промысловых трубопроводов (ПТ), что влечет высокие материально-экономические потери, а также негативное влияние на экологическую обстановку в том числе вследствие возникновения утечек перекрачиваемых продуктов.

В связи с этим нефтяными компаниями регулярно выполняются работы по созданию

новых и модернизации действующих систем поддержки принятия решения при эксплуатации промысловых трубопроводов. Для подсистемы прогнозирования исходными данными являются не только динамические модели, но и статистические данные об отказах промысловых трубопроводов [4].

В настоящий момент актуальной остается проблема повышения долговечности промысловых трубопроводов в связи с большим количеством отказов трубопроводов, связанных с коррозией [2, 3].

Основываясь на информации, приведенной в статье [5], в компании ПАО «Роснефть» 36 % отказов промысловых трубопроводов вызвано наружной коррозией и 24 % отказов вызвано внутренней коррозией.

На рисунке 1 представлены все причины отказов

Проанализировав отчеты нефтяных компаний РФ, авторами получена следующая статистика, приведенная на рисунке 2.

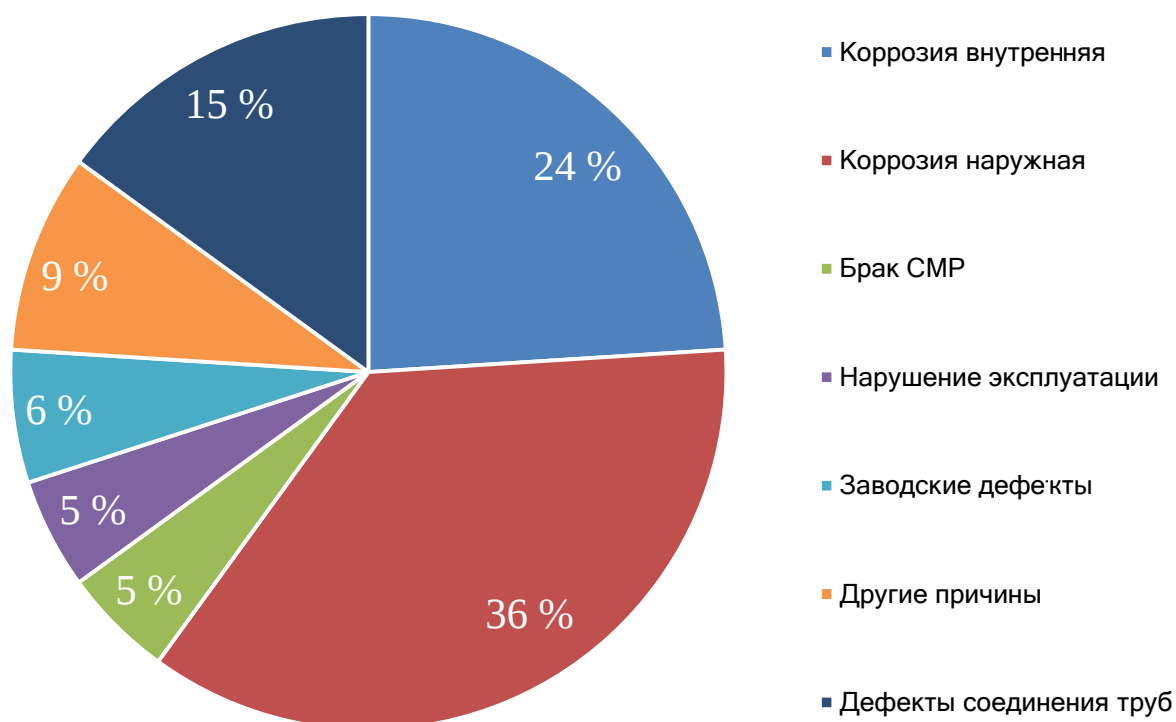


Рисунок 1. Анализ основных причин отказов промышленного трубопроводного транспорта

Figure 1. Analysis of failure causes of field pipeline transportation

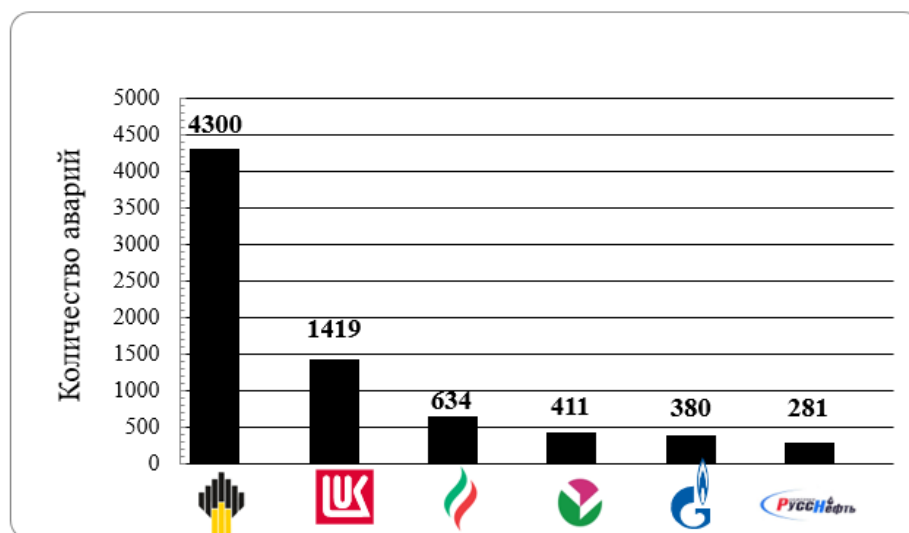


Рисунок 2. Количество аварий в нефтяных компаниях РФ за 2020 год

Figure 2. Number of accidents in Russian oil companies in 2020

*Коррозия промысловых трубопроводов.  
Виды и защита от коррозии*

Коррозия подразделяется на два вида: химическая и электрохимическая.

*Химическая коррозия*

Химическая коррозия происходит за счет контакта неэлектролита с поверхностью металла. Главной характеристикой данного вида коррозии является отсутствие электрического тока. Такой вид коррозии в основном встречается при разрушении трубопроводов, по которому транспортировалась нефть с высоким содержанием серы.

Однако самым распространённым примером химической коррозии является взаимодействие металла с кислородом:



где  $z$  - валентность металла.

При данном виде коррозии продукты коррозии образуются на том участке металла, с которым было взаимодействие. Коррозионные разрушения определяются в основном свойствами слоя продуктов коррозии (защитной пленкой), сцеплением с поверхностью металла и возникающим в результате самим коррозионным процессом. Свойства возникающих на металле защитных пленок зависят от состава металла, среды и условий (температуры, времени, скорости движения среды и др.).

Если защитная пленка обволакивает всю поверхность металла, то она обладает необходимыми защитными свойствами. На основании формулы:

$$V_{\text{окс}}/V_{\text{ме}} > 1, \quad (2)$$

получаем, что, если объем оксида металла  $V_{\text{окс}}$  больше объема самого металла  $V_{\text{ме}}$ , то возможно проявление защитных свойств пленки.

Обычно окислы металлов обладают определенными защитными свойствами от коррозии, которые и определяют защитные свойства окисной пленки в целом, но такое условие не соблюдается у щелочных и щелочно-земельных металлов (3):

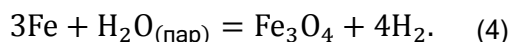
$$V_{\text{окс}}/V_{\text{ме}} < 1. \quad (3)$$

В связи с этим их пленки не обладают защитными свойствами, и такие металлы относятся к коррозионно-нестойким. К коррозионно-стойким металлам можно отнести хром и алюминий, на их поверхностях создаются одни из лучших защитных пленок, но данные металлы химически активны.

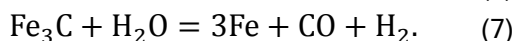
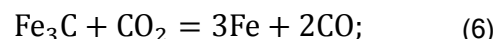
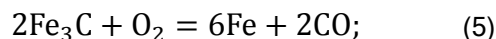
Толщина защитных пленок очень мала и на самых коррозионностойких металлах достигает всего 100 Å. Данные пленки состоят всего из нескольких слоев молекул и видны для обнаружения только специальными оптическими методами.

При этом металлы, которые покрыты пленкой, не всегда полностью защищены от коррозии. Если коррозия продолжается, то это означает, что происходит диффузия атомов кислорода сквозь пленку к металлу, а атомов металла - к кислороду.

Поверхность оборудования, эксплуатация которого ведется в условиях насыщенного и перегретого пара, корродирует по следующему уравнению:



Катализатором химической коррозии является наличие в среде водяных паров, диоксида углерода и других агрессивных компонентов, также происходит обезуглероживание металла (в связи с чем снижается прочность металла) по уравнениям [6, 7]:



*Электрохимическая коррозия*

Электрохимическая коррозия - это коррозия, которая появляется вследствие окисления электролита на поверхности металла. Такая коррозия сопровождается наличием электрического тока. К электролитам можно отнести:

- грунтовую воду;
- кислотные соединения;
- щелочные соединения.

Электрохимическую коррозию можно классифицировать следующим образом.

1. Коррозия в электролитах - это коррозия металлов, находящихся в жидких средах, через которые проходит электрический ток.

2. Почвенная коррозия - это коррозия металлов в газопроводах, прокладка которых осуществлена подземным методом и которые взаимодействуют с почвенными электролитами.

3. Электрокоррозия - это коррозия металлов, подвергнутых взаимодействию с блуждающими токами. Такому виду электрохимической коррозии также подвержены металлы, находящиеся в грунтах, но источником коррозии являются токи, исходящие от линий электрифицированных железных дорог, линий электропередачи и линий станций катодной защиты.

4. Атмосферная коррозия - это коррозия металлов, находящихся в контакте с воздухом или газом, в составе которого находятся молекулы воды.

5. Биокоррозия - это коррозия металлов, появление которой зависит от размножения микроорганизмов на поверхности металла, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы.

6. Контактная коррозия - это коррозия металлов, вызванная контактом двух металлов, в присутствии электролита [4, 8, 9].

Мерой термодинамической неустойчивости служит изменение энергии Гиббса, наблюдаемое при взаимодействии металла с электролитом:

$$\Delta G = -n \cdot F \cdot \Delta E^p, \quad (8)$$

где  $n$  - число электронов, участвующих в электрохимическом процессе;

$F$  - число Фарадея, равное 96485 Кл/моль;

$\Delta E^p$  - разность равновесных потенциалов катодной  $E_K^p$  и анодной  $E_A^p$  реакций,  $\Delta E^p = E_K^p - E_A^p$ .

Если рассматривать электрохимическую коррозию со стороны термодинамики, то она произойдет при условии:

$$E_K^p > E_A^p; \quad (9)$$

если

$$E^p > 1, \quad (10)$$

то

$$\Delta G < 0. \quad (11)$$

Иными словами, коррозия будет возникать при наличии окислителя, равновесный потенциал которого превышает равновесный потенциал металла.

Разрушение металла происходит под действием возникающих гальванических пар. Механизм электрохимической коррозии, определяемый разностью катодных и анодных участков, сводится к работе гальванического элемента, и результатом данного вида корродирования является образование твердых, нерастворимых частиц (в частности, для стальных сплавов - ржавчины) на поверхности металла, либо отщепление ионов металла в растворе жидкости.

При контакте двух различных металлов будет возникать электрохимическая коррозия. В растворе электролита более активный металл посылает в раствор свои ионы, в связи с чем происходит окисление металла, а на менее активном металле идет восстановление ионов водорода или молекул кислорода [10-13].

На рисунке 3 представлена схема коррозионных процессов, протекающих на железе.

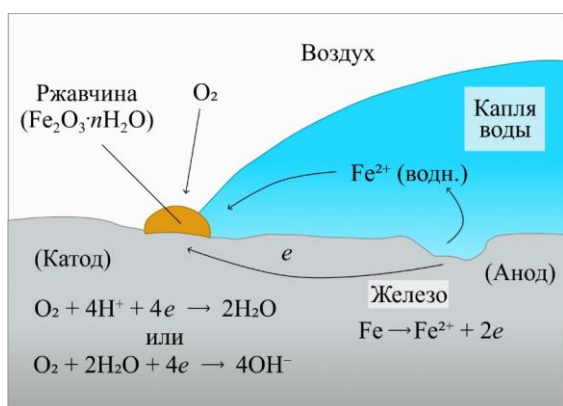


Рисунок 3. Схема коррозионных процессов на железе

Figure 3. Scheme of corrosion processes on iron

#### Существующие методы защиты промышленных трубопроводов от коррозии

На данный момент существует 4 вида защиты промышленных трубопроводов от коррозии (рисунок 4).



Рисунок 4. Способы защиты промышленных трубопроводов от коррозии

Figure 4. Methods for field pipeline corrosion protection

#### Ингибиторы коррозии

Самым передовым методом борьбы с коррозией является использование ингибиторов, которые в результате электрохимической реакции изменяют кинетику раствора. Ингибиторы на границе фазы «металл - сре-

да» адсорбируются, тем самым создают защитную пленку. Однако при этом к ингибиторам применяются следующие требования:

1. создание устойчивой эмульсии в воде;
2. растворение в углеводородах;
3. защита внутренней поверхности промышленных трубопроводов от агрессивных воздействий;
4. сохранение защитного эффекта при повышенных температурах.

Стоит также учитывать стоимость использования ингибитора и эксплуатационные характеристики трубопровода, т.к. неправильный подбор ингибиторов приведет к ускорению скорости коррозии ПТ.

Самыми распространенными являются ингибиторы, в состав которых входят азот и аминокислотосодержащие соединения.

#### Защитные покрытия

Защитные покрытия в основном используются для изоляции ПТ. Широко распространены 3 типа покрытий: полимерные покрытия, мастичные покрытия, комбинированные покрытия.

Существуют общие требования к изоляционным покрытиям, а также к каждому типу предъявляется определенный перечень исключений.

Общие требования к изоляционным покрытиям [14]:

1. высокие диэлектрические свойства;
2. высокая биостойкость;
3. эластичность и высокая механическая прочность;
4. водонепроницаемость;
5. высокая адгезия к металлу;
6. термоустойчивость;
7. конструкционная простота.

Мастичные материалы состоят в основном из битумов и асфальтосмолистых мастик, и такой вид наносится на ПТ в диапазоне температуры от 150 °С до 180 °С. Применяются на ПТ, номинальный диаметр которых не превышает 820 мм и температура транспортировки не более 40 °С.

Основой полимерных материалов служат:

1. экструдированный полиолефин;
2. полимерные ленты;
3. полиуретановые смолы;
4. эпоксидные краски;
5. термоусаживающиеся материалы.

Производство защитных материалов из полимерных соединений затрудняется технологиями их производства, т.к. в полимерный состав необходимо добавлять фенолы и оксиды сурьмы (для замедления старения и уменьшения горючести соответственно). В зависимости от основы, из которой было создано полимерное покрытие, подбираются соответствующая температура эксплуатации и номинальный диаметр ПТ. При нарушении подбора полимерного материала, адгезивные свойства покрытия утрачиваются [15].

#### *Электрохимическая защита*

Существует три вида электрохимической защиты от коррозии:

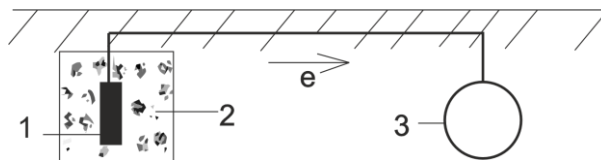
1. катодная защита;
2. электродренажная защита;
3. анодная защита.

Самым примитивным примером катодной защиты является защита с использованием протекторов. При таком виде катодной защиты используются два разнородных металла, которые помещены в проводящую среду, «более благородный» металл используется как электрод, вследствие чего является катодом, «менее благородный» - как анод. Из-за взаимодействия двух металлов в проводящей среде возникает гальванический ток, который является током короткого замыкания, и именно ток коротко замкнутого гальванического элемента катодно защищает ПТ.

На рисунке 5 представлена схема катодной защиты с использованием протектора.

Главными достоинствами катодной протекторной защиты являются небольшая себестоимость, надежность, простота использования. Принципиальным недостатком является низкая электродвижущая сила, что затрудняет использование в плохо проводя-

щих средах и приводит к загрязнению среды вследствие потерь металла от электрода [7, 15, 16].



- 1 - протектор; 2 - активатор протектора;  
3 - защищаемое сооружение

- 1 - protector; 2 - tread activator;  
3 - protected structure

**Рисунок 5.** Схема катодной защиты с использованием протектора

**Figure 5.** Cathodic protection scheme using a protector

Электродренажная защита основана на отведении блуждающих токов к их источнику. Для отведения токов используют металлические соединения, к которым подключают электродренажный кабель, с помощью которого происходит отвод тока.

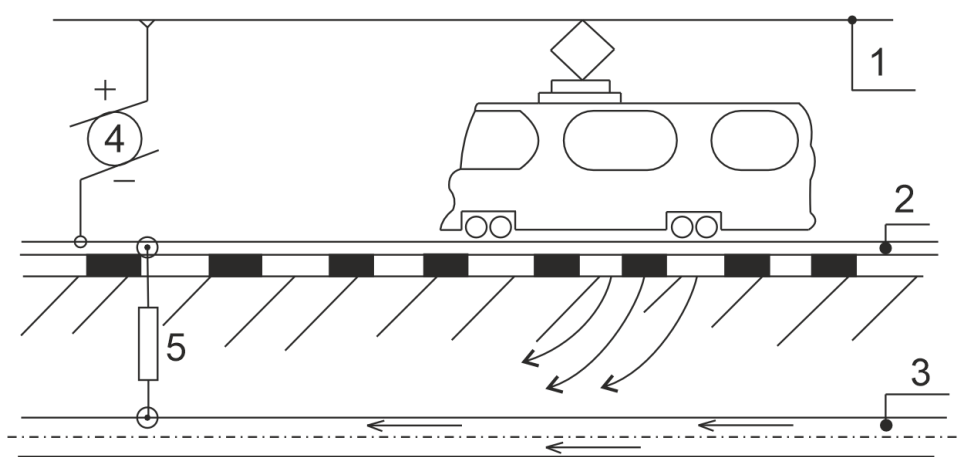
На рисунке 6 схематически представлен дренаж блуждающих токов.

Достоинством данного метода является низкая себестоимость. Недостатком является то, что часть тока уходит в почву [14, 16, 17].

Анодная защита используется в более агрессивных средах, в отличие от катодной защиты. Сущность метода заключается в наложении положительной поляризации, приводящей к формированию нейтрального состояния защищаемого металла и поддержанию этого состояния продолжительное время.

На рисунке 7 представлена схема анодной защиты с использованием внешнего источника тока.

К достоинствам анодной защиты относятся увеличение срока службы оборудования, возможность использования в агрессивных средах, уменьшение скорости коррозии.

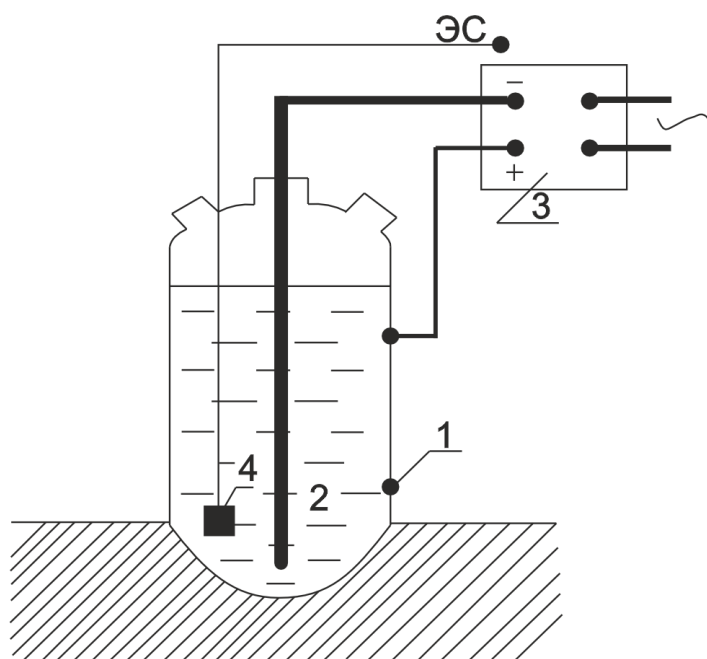


1 - контактный провод; 2 - рельс; 3 - трубопровод, подлежащий дренированию;  
4 - генератор тока; 5 - дренажное соединение

1 - contact wire; 2 - rail; 3 - pipeline to be drained; 4 - current generator;  
5 - drainage connection

Рисунок 6. Дренаж блуждающих токов

Figure 6. Stray current drainage



1 - защищаемое устройство;  
2 - катод;  
3 - источник тока;  
4 - электрод сравнения

1 - protecting device;  
2 - cathode;  
3 - current source;  
4 - reference electrode

Рисунок 7. Анодная защита с использованием внешнего источника тока

Figure 7. Anodic protection using an external current source

Высокая себестоимость оборудования и необходимость в непрерывной безаварийной работе являются недостатками данного метода электрохимической защиты [17, 18].

*Основные требования, применяемые к трубам*

Расчетная толщина стенки трубы  $t_d$ , мм, определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}. \quad (12)$$

Толщина стенки  $t_u$ , мм, определяемая по пределу прочности, вычисляется по формуле:

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \quad (13)$$

а толщина стенки  $t_y$ , мм, определяемая по пределу текучести, вычисляется по формуле:

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \quad (14)$$

где  $p$  - рабочее давление, МПа;

$\gamma_{fp}$  - коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$R_u$  - расчетное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

$R_y$  - расчетное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетное значение толщины стенки трубы округляется в большую сторону с точностью 0,1 мм. В качестве номинальной толщины стенки трубы следует взять указанное выше или ближайшее большее значение толщины стенки по используемым в проекте стандартам или иным нормативным документам на трубы.

Номинальную толщину стенки труб следует принимать, равной не менее 1/100 номинального диаметра трубы, но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN 200 включительно и не менее 4 мм для труб номинальным диаметром свыше DN 200.

Кроме того, расчетная толщина стенки трубы должна удовлетворять требованиям раздела 13 в части назначения уровней испытательного давления в верхней и нижней точках испытываемого участка трубопровода.

Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки для припуска на коррозию должно быть обосновано (при необходимости) расчетом.

В отдельных случаях допускается учитывать прибавку на компенсацию коррозионного износа в 0,1 мм/год для расчетного срока службы трубопровода [19].

Расчетную толщину стенки соединительных деталей трубопроводов (СДТ)  $T_{fit}$ , мм, следует определять для:

а) тройниковых соединений по:

1) методике, приведенной в приложении А источника [19], - для тройника штампованного (ТШ) и тройника штампосварного (ТШС);

2) методике, приведенной в приложении Б источника [19], - для тройника сварного (ТС) без усиливающих элементов;

б) отводов (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства трубопровода), конических переходов, переходных колец и заглушек по формуле:

$$T_{fit} = \eta \cdot T_d, \quad (15)$$

где  $\eta$  - коэффициент несущей способности соединительной детали;

$T_d$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал соединительной детали, мм.

*Расчетная часть*

Коррозионные поражения являются главной причиной отказов промысловых трубопроводов, чаще всего коррозия возникает из-за углекислого газа, находящегося в нефтяной смеси при добыче. Углекислотная коррозия возникает при взаимодействии поверхности металла с угольной кислотой ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ), образующейся при растворении  $\text{CO}_2$  в воде  $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$ . Таким образом, наличие  $\text{CO}_2$  и воды в добываемых средах является необходимым условием протекания углекислотной коррозии [8].

Одним из наиболее важных факторов, характеризующих агрессивную среду и оказывающих большое влияние на протекание электрохимических реакций, является концентрация ионов водорода, т.е. водородный показатель pH среды. Все агрессивные среды по водородному показателю делятся на три группы: если pH среды меньше 7, среда является кислой; если pH больше 7 - щелочной, а при pH равной 7 - нейтральной.

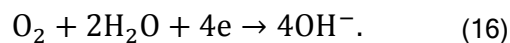
Скорость коррозии особенно сильно увеличивается с уменьшением  $\text{pH} < 4$ . При pH 4-9 скорость коррозии примерно остается постоянной. Это объясняется тем, что при повышении pH образующаяся пленка окислов на металле становится более устойчивой, т.е. менее пористой, более прочной и лучше защищает металл от коррозии.

Процесс электрохимической коррозии промысловых трубопроводов, изготовленных из стали, аналогичен процессу разрушения пластины цинка в гальваническом элементе. В самом деле, на поверхности трубы вследствие различной структуры металла на разных участках образуется ряд гальванических коррозионных элементов.

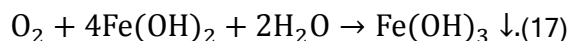
На анодных участках ион-атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов  $\text{Fe}^{+2}$ , при этом на поверхности металла остаются освобождающиеся электроны, которые перемещаются по металлу к катодным участкам.

С катодных участков эти электроны вследствие ионизации молекул кислорода и

образования гидроксильной группы  $\text{OH}^-$  перемещаются, т.е.:



Переходящие в раствор на анодных участках катионы  $\text{Fe}^{+2}$  и образовавшиеся на катодных участках гидроксильные ионы  $\text{OH}^-$  взаимодействуют в растворе с образованием  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , а затем за счет свободного кислорода в среде окиси железа:



В результате этого выпадает осадок. Помимо углекислотной коррозии внутренней поверхности трубопроводов выделяют ряд факторов, оказывающих существенное влияние на процесс протекания коррозионного разрушения:

- температура и давление транспортируемой среды и pH воды;
- содержание органических кислот, фракционный состав углеводородной фазы;
- наличие кислорода в воде;
- парциальное давление  $\text{CO}_2$ ;
- минерализация воды;
- режим течения (скорость потока, режим потока у стенки трубы);
- наличие асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- эффективность ингибитора коррозии;
- химический состав и микроструктура стали, структурное состояние и вид термической обработки, внутренние напряжения;
- загрязненность неметаллическими включениями;
- состояние поверхности (прокатная окалина и поверхностные дефекты).

Проблема углекислотной коррозии известна уже более 60 лет, при этом с годами проблема становится все более острой, что обусловлено началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с высокими пластовыми температурами (свыше  $80^\circ\text{C}$ ), давлением (до 35 МПа) и содержанием  $\text{CO}_2$  (до 5 %).

При проектировании систем сбора скважинной продукции и проведении тепло-гидравлических расчетов также важным вопросом является определение коррозионной активности на внутренней поверхности трубопровода. В зависимости от стадии проекта, данный расчет может выполняться как с помощью специализированных программных комплексов, так и на основании нормативных методик расчета [7, 19].

Перечислим основные требования, затрагивающие вопросы определения коррозионной активности на внутренней поверхности трубопровода на основании нормативных требований:

- для защиты от коррозии допускается наносить на внутреннюю поверхность труб и СДТ покрытия на основе эпоксидных или модифицированных эпоксидных лакокрасочных материалов;

- ингибитор коррозии должен обеспечивать защиту, гарантирующую эксплуатацию промысловых трубопроводов в течение всего проектного срока их службы, при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год [7, 19].

Для оценки коррозии и необходимости применения ингибитора в промысловых нефтепроводах проведен расчет на основании выбранного месторождения и соответствующих ему исходных данных - Тагульское месторождение, расположенное в Туруханском районе, на севере Красноярского края Российской Федерации за Полярным кругом, на расстоянии 1,7 тыс. км от Красноярска. В геологическом отношении Тагульское месторождение расположено в Большехетской впадине и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В качестве исходных данных были взяты следующие показатели флюида:

- плотность нефти - 889 кг/м<sup>3</sup>;
- вязкость нефти - 8,85 сП;
- газовый фактор - 51 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- обводненность - 20 %;
- содержание углекислого газа - 1,04 %.

В качестве исходных данных для расчета был взят участок выкидной линии со следующими параметрами:

- длина участка - 5 км;
- диаметр трубопровода - 80 мм;
- толщина стенки трубопровода - 6 мм;
- давление в начале выкидной линии - 34 атм;
- дебит - 170 м<sup>3</sup>/сут.

Расчет скорости коррозионного разрушения проводился по модели «de Waard», в которой дебит коррозии рассчитывается как функция от следующих параметров:

- температура;
- давление;
- мольный процент CO<sub>2</sub>;
- процентное содержание гликоля;
- скорость жидкости;
- диаметр трубопровода;
- pH воды.

Для расчета скорости коррозии используется следующая методика de Waard - эмпирическую модель оценки коррозионной активности на основании свойств транспортируемого флюида:

$$V_{cor} = \frac{C_C \cdot F_S \cdot F_g}{\left[ \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m} \right]}; \quad (18)$$

где  $C_C$  - коррекционный множитель (для коррекции эффективности ингибитора или настройки на замеренные данные) (задается инженером);

$F_S$  - коэффициент масштабирования;

$F_g$  - фактор, учитывающий эффективность применения гликоля;

$V_r$  - параметр, отражающий скорость;

$V_m$  - параметр, отражающий массовый дебит реакции.

Температура инверсии рассчитывается по формуле:

$$T_s = \frac{2400}{6,7 + 0,44 \cdot \log(fCO_2)}. \quad (19)$$

Если  $T > T_s$ , то  $\log(F_S) = 2400 \left[ \frac{1}{T} - \frac{1}{T_s} \right]$ ,  
иначе  $F_S = 1$ .

$$F_g = 1,6 \cdot [\log(W\%) - 2]; \quad (20)$$

$$\log(V_r) = 4,93 - \frac{1119}{T} + 0,58 \cdot \log(fCO_2) - 0,34 \cdot (pH_{act} - pH_{CO_2}), \quad (21)$$

где  $T$  - температура (К);

$fCO_2$  - летучесть  $CO_2$ .

$$pCO_2 = \frac{mole\%CO_2 \cdot P_{total}}{100}; \quad (22)$$

$$\log(fCO_2) = \log(pCO_2) + \left( 0,0031 - \frac{1,4}{t+273} \right) \cdot p, \quad (23)$$

где  $P_{total}$  - общее давление смеси (МПа);

$t$  - температура ( $^{\circ}C$ );

$P$  - давление компонента (МПа).

Корреляция показывает, что фактическое значение pH воды строго зависит от присутствия  $CO_2$ :

$$pH_{act} = 3,82 + 0,00384 \cdot t - 0,5 \cdot \log(fCO_2), \quad (24)$$

где  $pH_{act}$  принимается равным  $pH_{CO_2}$ , если не указано иного значения.

$$V_m = 2,45 \cdot \frac{U_L^{0,8}}{d^{0,2}} \cdot fCO_2, \quad (25)$$

где  $U_L$  - скорость жидкости;

$d$  - диаметр трубопровода.

В результате расчета мы получаем значение параметра corrosion rate (скорость коррозии). Зная его, можем сделать поправку толщины стенки при подборе трубопровода, опираясь на расчетные параметры коррозии и на предполагаемый срок службы трубы.

Состав исходных данных может быть получен на ранних стадиях проектирования (концепт, Pre-FEED), так как возможный негативный эффект в связи с выходом из строя коллектора и соответствующая стоимость покрытий вносят вклад в оценку затрат, а также риски проекта. В результате оценки коррозионной активности на рассматриваемом участке нефтепровода были получены результаты, представленные в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета

Table 1. Calculation results

| Координата выкидной линии, м | Скорость коррозионного разрушения, мм/год |        |                                     |                                  |
|------------------------------|-------------------------------------------|--------|-------------------------------------|----------------------------------|
|                              | 20 %-ая обводненность 1,04 % $CO_2$       |        | 10 %-ая обводненность 1,04 % $CO_2$ | 20 %-ая обводненность 2 % $CO_2$ |
|                              | ГФ 51                                     | ГФ 100 |                                     |                                  |
| 0,00                         | 1,19                                      | 1,30   | 1,23                                | 2,24                             |
| 250,00                       | 1,18                                      | 1,28   | 1,21                                | 2,22                             |
| 499,99                       | 1,16                                      | 1,26   | 1,19                                | 2,19                             |
| 749,99                       | 1,15                                      | 1,23   | 1,17                                | 2,15                             |
| 999,99                       | 1,13                                      | 1,21   | 1,15                                | 2,12                             |
| 1249,99                      | 1,11                                      | 1,19   | 1,13                                | 2,08                             |
| 1500,01                      | 1,09                                      | 1,17   | 1,11                                | 2,04                             |
| 1750,01                      | 1,07                                      | 1,14   | 1,09                                | 2,00                             |
| 2000,01                      | 1,05                                      | 1,11   | 1,06                                | 1,96                             |
| 2250,00                      | 1,02                                      | 1,09   | 1,04                                | 1,92                             |
| 2500,00                      | 1,00                                      | 1,06   | 1,01                                | 1,88                             |
| 2750,00                      | 0,98                                      | 1,02   | 0,99                                | 1,83                             |
| 2999,99                      | 0,95                                      | 0,99   | 0,96                                | 1,78                             |
| 3249,99                      | 0,92                                      | 0,95   | 0,93                                | 1,73                             |
| 3499,99                      | 0,90                                      | 0,91   | 0,90                                | 1,68                             |
| 3749,99                      | 0,87                                      | 0,87   | 0,87                                | 1,63                             |
| 4000,01                      | 0,83                                      | 0,81   | 0,83                                | 1,57                             |
| 4250,01                      | 0,80                                      | 0,75   | 0,79                                | 1,50                             |
| 4500,01                      | 0,76                                      | 0,67   | 0,75                                | 1,43                             |
| 4750,00                      | 0,72                                      | 0,56   | 0,70                                | 1,35                             |
| 5000,00                      | 0,67                                      | 0,35   | 0,64                                | 1,27                             |

Согласно расчетным данным, можно заметить, что для заданного флюида характерна высокая коррозионная активность, так как согласно требованиям нормативной документации на каждом участке происходит превышение 0,1 мм/год, что подтверждает необходимость применения ингибитора, подаваемого после устьев скважин. Также данный расчет на основании нормативных документов позволяет сделать вывод о том, что необходимо использовать коррозионно-стойкие промышленные трубы, так как скорость коррозии превышает 0,5 мм в год.

### Выводы

В результате проделанной работы можно сделать ряд выводов, позволяющих спрогнозировать коррозионную активность на рассматриваемом участке промышленного нефтепровода. Так, согласно приведенным статистическим данным, внутренняя коррозия

является одной из наиболее частых причин выхода из строя промышленных коллекторов, поэтому важно определить метод противодействия, в качестве которого, как правило, выступают ингибиторы. Необходимость закачки ингибиторов определяется согласно нормативной документации, главным требованием которой является необходимость нанесения эпоксидного внутреннего покрытия. На основании представленных исходных данных флюида Тагульского месторождения было проведено моделирование, установившее необходимость закачки ингибиторов коррозии с целью нейтрализации возможных коррозионных разрушений. В составе минимально необходимых исходных данных для прогнозирования коррозионного эффекта внутренней поверхности важно наличие углекислого газа как одного из наиболее существенных факторов протекания коррозионного разрушения.

### Список источников

1. Ванчугов И.М., Ватузов С.М., Резанов К.С. Получение СПГ как метода утилизации ПНГ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2 (134). С. 70-75. EDN: EMDATT.
2. Васильев Г.Г., Ментюков И.В., Сальников А.П. Коррозия и защита от коррозии: Лабораторный практикум. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 51 с. EDN: ВТАОВО.
3. Васильев Г.Г., Сальников А.П. Обустройство промыслов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 116 с.
4. Аржиловский А.В., Алферов А.В., Валиахметов Р.И. Концепция системы мониторинга надежности и эксплуатации промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 128-132. DOI 10.24887/0028-2448-2018-9-128-132. EDN: XZIVQD.
5. Кармачев Д.П. Анализ статистических данных об отказах промышленных трубопроводов ПАО «НК «Роснефть» // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 9 (554). С. 15-21. DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-15-21. EDN: RVSFXC.
6. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. 806 с.
7. ГОСТ 9.303-84. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования к выбору. М.: АН Литовской ССР, 1985. 46 с.
8. Киченко С.Б., Киченко А.Б. Методические

### References

1. Vanchugov I.M., Vatuzov S.M., Rezanov K.S. Poluchenie SPG kak metoda utilizatsii PNG [Obtaining LNG as a Method of APG Utilization]. *Delovoi zhurnal Neftegaz.RU - Business Magazine «Neftegaz.RU»*, 2023, No. 2 (134), pp. 70-75. EDN: EMDATT. [in Russian].
2. Vasilev G.G., Mentyukov I.V., Salnikov A.P. *Korroziya i zashchita ot korrozii: Laboratornyi praktikum* [Corrosion and Corrosion Protection: Laboratory Workshop]. Moscow, RGU нефти i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina Publ., 2019. 51 p. EDN: ВТАОВО. [in Russian].
3. Vasilev G.G., Salnikov A.P. *Obustroistvo promyslov* [Arrangement of Crafts]. Moscow, RGU нефти i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina Publ., 2018. 116 p. [in Russian].
4. Arzhilovskii A.V., Alferov A.V., Valiakhetmetov R.I. *Kontseptsiya sistemy monitoringa nadezhnosti i ekspluatatsii promyslovykh truboprovodov* [The Concept of a System for Monitoring the Reliability and Operation of Pipelines]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2018, No. 9, pp. 128-132. DOI 10.24887/0028-2448-2018-9-128-132. EDN: XZIVQD. [in Russian].
5. Karmachev D.P. *Analiz statisticheskikh dannykh ob otkazakh promyslovykh truboprovodov PAO «NK «Rosneft'»* [Statistical Data Analysis of PJSC «NK «Rosneft'» Field Pipelines Failure]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti - Automation, Telemechanization and Communication in Oil Indus-*

подходы для оптимизации ингибиторной защиты промысловых нефтегазопроводов с кислыми коррозионноактивными средами // Практика противокоррозионной защиты. 2008. № 1 (47). С. 14-26. EDN: JUGDYH.

9. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величкин А.В. Коррозионный мониторинг и организация ингибиторной защиты от углекислотной коррозии установки низкотемпературной сепарации газа Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 49-61. EDN: XZAUAP.

10. Мамедов К.А., Гамидова Н.С., Алиев С.Т. Разработка новых ресурсосберегающих технологий для повышения эффективности эксплуатации системы транспортировки нефтепродуктов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 1 (117). С. 82-88. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-82-88. EDN: YZAIHB.

11. Турдыматов А.А., Абдрахманов Н.Х., Абдрахманова К.Н., Ворохобко В.В. Эффективность химической ингибиторной защиты в борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. № 3. С. 137-156. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3\\_2016/ogbus\\_3\\_2016\\_p137-156\\_TurdymatovAA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p137-156_TurdymatovAA_ru.pdf) (дата обращения: 29.04.2023). EDN: WCODOT.

12. Худякова Л.П., Шестаков А.А. К вопросу о целесообразности ингибиторной защиты // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8, № 1. С. 74-78. EDN: YTBVUW.

13. Fridlyand Ya.M., Skuridin N.N., Goncharov A.V., Aginey R.V. Evaluation of Corrosion Factors and Determination of Their Influence on Underground Pipeline Corrosion Defects Growth (Russian) // OIJ. 2018. No. 3. P. 86-90. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-86-90.

14. Фрейман Л.И., Макаров В.А., Брыксин И.Е. Потенциостатические методы в коррозионных исследованиях и электрохимической защите. Л.: Химия, 1972. 238 с.

15. Бэкман В., Швенк В. Катодная защита от коррозии. М.: Металлургия, 1984. 495 с.

16. Стрижевский И.В., Сурис М.А. Защита подземных теплопроводов от коррозии. М.: Энергоатомиздат, 1983. 344 с.

17. Стрижевский И.В., Зиневич А.М., Никольский К.К. Защита металлических сооружений от подземной коррозии: Справочник. М.: Недра, 1981. 293 с.

18. Иоссель Ю.Я., Кленов Т.Э. Математические методы расчёта электрохимической коррозии и защиты металлов: Справочник. М.: Металлургия, 1984. 272 с.

19. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. М.: Стандартинформ, 2015. 94 с.

try, 2019, No. 9 (554), pp. 15-21. DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-15-21. EDN: RVSFXC. [in Russian].

6. Mustafin F.M., Kuznetsov M.V., Bykov L.I. *Zashchita ot korrozii. T. 1* [Corrosion Protection. Volume 1]. Ufa, DizainPoligrafServis Publ., 2004. 806 p. [in Russian].

7. GOST 9.303-84. *Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Pokrytiya metallicheskie i nemetallicheskie neorganicheskie. Obshchie trebovaniya k vyboru* [State Standard 9.303-84. Unified System of Corrosion and Ageing Protection. Metallic and Non-Metallic Inorganic Coatings. General Requirements for Selection]. Moscow, AN Litovskoi SSR Publ., 1985. 46 p. [in Russian].

8. Kichenko S.B., Kichenko A.B. Metodicheskie podkhody dlya optimizatsii ingibitornoj zashchity promyslovyykh neftegazoprovodov s kislymi korroziionnoaktivnymi sredami [Technical Approaches for Optimization of Oil-Field Pipelines Inhibition in Sour Environments]. *Praktika protivokorroziionnoj zashchity - Practice Corrosion Protection*, 2008, No. 1 (47), pp. 14-26. EDN: JUGDYH. [in Russian].

9. Baidin I.I., Kharitonov A.N., Velichkin A.V. Korroziionnyi monitoring i organizatsiya ingibitornoj zashchity ot uglekislotoi korrozii ustanovki nizkotemperaturnoi separatsii gaza Yubileynogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Corrosion Monitoring and Organization of Inhibitory Protection Against Carbon Dioxide Corrosion of the Low-Temperature Gas Separation Unit of the Yubileiny Oil and Gas Condensate Field]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti - Science and Technology in the Gas Industry*, 2018, No. 2 (74), pp. 49-61. EDN: XZAUAP. [in Russian].

10. Mamedov K.A., Gamidova N.S., Aliev S.T. Razrabotka novykh resursosberegayushchikh tekhnologii dlya povysheniya effektivnosti ekspluatatsii sistemy transportirovki nefteproduktov [Development of New Resource-Saving Technologies for Increasing the Efficiency of the Oil Product Transportation System]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2019, Issue 1 (117), pp. 82-88. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-82-88. EDN: YZAIHB. [in Russian].

11. Turdymatov A.A., Abdrakhmanov N.Kh., Abdrakhmanova K.N., Vorokhobko V.V. Effektivnost' khimicheskoi ingibitornoj zashchity v bor'be s vnutrennei korroziei promyslovyykh truboprovodov [Efficiency of Chemical Inhibitory Protection in Fight Against Internal Corrosion of Field Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2016, No. 3, pp. 137-156. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3\\_2016/ogbus\\_3\\_2016\\_p137-156\\_TurdymatovAA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2016/ogbus_3_2016_p137-156_TurdymatovAA_ru.pdf) (accessed 29.04.2023). EDN: WCODOT. [in Russian].

12. Khudyakova L.P., Shestakov A.A. K voprosu o tselesoobraznosti ingibitornoj zashchity [To the Question of the Expediency of Inhibitor Protection]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti*

*i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2018, Vol. 8, No. 1, pp. 74-78. EDN: YTBVUW. [in Russian].

13. Fridlyand Ya.M., Skuridin N.N., Goncharov A.V., Aginey R.V. Evaluation of Corrosion Factors and Determination of Their Influence on Underground Pipeline Corrosion Defects Growth (Russian). *OIJ*, 2018, No. 3, pp. 86-90. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-86-90.

14. Freiman L.I., Makarov V.A., Bryksin I.E. *Potentsiostaticheskie metody v korrozionnykh issledovaniyakh i elektrokhimicheskoi zashchite* [Potentiostatic Methods in Corrosion Research and Electrochemical Protection]. Leningrad, Khimiya Publ., 1972. 238 p. [in Russian].

15. Bekman V., Shvenk V. *Katodnaya zashchita ot korrozii* [Cathodic Corrosion Protection]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1984. 495 p. [in Russian].

16. Strizhevskii I.V., Suris M.A. *Zashchita podzemnykh teploprovodov ot korrozii* [Protection of Underground Heating Pipelines from Corrosion]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1983. 344 p. [in Russian].

17. Strizhevskii I.V., Zinevich A.M., Nikolskii K.K. *Zashchita metallicheskih sooruzhenii ot podzemnoi korrozii: Spravochnik* [Protection of Metal Structures from Underground Corrosion: Handbook]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 293 p. [in Russian].

18. Iossel Yu.Ya., Klenov T.E. *Matematicheskie metody rascheta elektrokhimicheskoi korrozii i zashchity metallov: Spravochnik* [Mathematical Methods for Calculating Electrochemical Corrosion and Protection of Metals: Handbook]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1984. 272 p. [in Russian].

19. *GOST R 55990-2014. Mestorozhdeniya neftyanye i gazoneftyanye. Promyslovye truboprovody. Normy proektirovaniya* [State Standard R 55990-2014. Oil and Gas-Oil Fields. Field Pipelines. Design Codes]. Moscow, Standartinform Publ., 2015. 94 p. [in Russian].

#### Информация об авторах

• Ватузов Сергей Максимович  
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Инженер кафедры физики  
Председатель студенческого научного общества  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: sergey.vatuzov@gmail.com

• Ванчугов Иван Михайлович  
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Специалист отдела организации молодежной науки и научных мероприятий  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: Vanchugov.i@gubkin.ru

#### Information about the authors

• Vatuzov Sergey M.  
National University of Oil and Gas «Gubkin University»  
Engineer of Physics Department  
Chairman of the Student Scientific Society  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: sergey.vatuzov@gmail.com

• Vanchugov Ivan M.  
National University of Oil and Gas «Gubkin University»  
Specialist of the Department of Organization of Youth Science and Scientific Events  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: Vanchugov.i@gubkin.ru

• Резанов Константин Сергеевич  
Российский государственный университет нефти  
и газа (национальный исследовательский  
университет) имени И.М. Губкина  
Магистрант кафедры нефтепродуктообеспечения  
и газоснабжения  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: rezanov\_ks@mail.ru

• Rezanov Konstantin S.  
National University of Oil and Gas «Gubkin  
University»  
Undergraduate Student of Petroleum Products  
and Gas Supply Department  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: rezanov\_ks@mail.ru

• Автомонов Павел Юрьевич  
Российский государственный университет нефти  
и газа (национальный исследовательский  
университет) имени И.М. Губкина  
Магистрант кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных месторождений  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: avtpavel1@gmail.com

• Avtomonov Pavel Yu.  
National University of Oil and Gas «Gubkin  
University»  
Undergraduate Student of Oil Field Development  
and Operation Department  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: avtpavel1@gmail.com

• Танасенко Максим Сергеевич  
Российский государственный университет нефти  
и газа (национальный исследовательский  
университет) имени И.М. Губкина  
Инженер отдела охраны центра безопасности  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: tanasenko.m@gubkin.pro

• Tanasenko Maxim S.  
National University of Oil and Gas «Gubkin  
University»  
Engineer of the Security Department, Security Center  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: tanasenko.m@gubkin.pro

• Шестаков Роман Алексеевич, кандидат  
технических наук  
Российский государственный университет нефти  
и газа (национальный исследовательский  
университет) имени И.М. Губкина  
Доцент кафедры нефтепродуктообеспечения  
и газоснабжения  
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65  
e-mail: shestakov.r@gubkin.ru

• Shestakov Roman A., Candidate of Engineering  
Sciences  
National University of Oil and Gas «Gubkin  
University»  
Assistant Professor of the Department of Petroleum  
Products and Gas Supply  
65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia  
e-mail: shestakov.r@gubkin.ru

*Статья поступила в редакцию 17.07.2023; одобрена после рецензирования 13.08.2023; принята к публикации 04.09.2023.*  
*The article was submitted 17.07.2023; approved after reviewing 13.08.2023; accepted for publication 04.09.2023.*