

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

# Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов

- Учредитель - Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».
- Входит в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора и кандидата наук, по научным специальностям:  
*1.6.9. Геофизика (технические науки),  
1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки),  
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки),  
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки),  
2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки),  
1.5.15. Экология (технические науки)*
- Издание зарегистрировано в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций от 30.09.2016 г. Номер свидетельства ПИ № ФС77-67288.
- Подписка оформляется через АО «Почта России». Подписной индекс ПН047.

научно-технический журнал

выпуск 2 (148)

основан в 1961 г.

выходит 6 раз в год

Ministry of Science and Higher Education of Russian Federation  
Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education  
«Ufa State Petroleum Technological University»

# Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products

(Problemy Sбора, Podgotovki i Transporta  
Nefti i Nefteproduktov)

- Founder - Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa State Petroleum Technological University».
- «Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products» («Problemy Sбора, Podgotovki i Transporta Nefti i Nefteproduktov») journal is in the List of the leading reviewed scientific journals and editions in which main scientific results of a thesis for doctorate / candidate of science degree must be published.
- The edition was registered on September 30, 2016, registration certificate ПИ No. ФС77-67288.
- Subscription is through Russian Post.  
Subscription index ПН047.

**scientific-technical journal**

**issue 2 (148)**

**published since 1961**

**periodicity - 6**

Рассматриваются вопросы теории и практики добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, надежности и антикоррозионной защиты трубопроводов и нефтегазового оборудования, а также уделяется внимание промышленной и пожарной безопасности объектов нефтегазовой отрасли, экономическим и экологическим проблемам.

Рекомендуется специалистам-производственникам, работникам научно-исследовательских и проектных организаций, аспирантам, преподавателям и студентам высших учебных заведений.

Все статьи проходят процедуры внешнего и внутреннего рецензирования и утверждения на заседании редакционной коллегии.

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович** - д-р техн. наук, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА Исмаков Р.А.** - д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

### ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ

**Азметов Х.А.** - д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**Александров А.А.** - д-р техн. наук, профессор, Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана (г. Москва, Российская Федерация)

**Бугай Д.Е.** - д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**Велиев М.М.** - д-р техн. наук, доцент, СП «Вьетсовпетро» (г. Вунгтау, Вьетнам)

**Георгиев М.Н.** - д-р техн. наук, профессор, Институт механики Болгарской Академии наук (г. София, Республика Болгария)

**Губайдуллин М.Г.** - д-р геол.-минер. наук, профессор, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова (г. Архангельск, Российская Федерация)

**Земенков Ю.Д.** - д-р техн. наук, профессор, Тюменский индустриальный университет (г. Тюмень, Российская Федерация)

**Ившина И.Б.** - д-р биол. наук, профессор, академик РАН, Пермский государственный национальный исследовательский университет (г. Пермь, Российская Федерация)

**Котенёв Ю.А.** - д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**Липский В.К.** - д-р техн. наук, профессор, Полоцкий государственный университет (г. Новополоцк, Республика Беларусь)

**Нанди Камал Канти** - д-р философии, профессор, Северо-Бенгальский университет (г. Силигури, Индия)

**Нысангалиев А.Н.** - д-р техн. наук, профессор, Казахский институт нефти и газа (г. Алматы, Республика Казахстан)

**Расулов С.Р.** - д-р техн. наук, профессор, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (г. Баку, Азербайджанская Республика)

**Рябухина В.Н.** - канд. техн. наук, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**Умралиев Б. Т.** - д-р техн. наук, ТОО «КазМунайГаз-Инжиниринг» АО Национальная компания «Казмунайгаз», Атырауский институт нефти и газа (Атырау, Республика Казахстан)

**Федюк Р.С.** - д-р техн. наук, Дальневосточный федеральный университет (г. Владивосток, Российская Федерация)

**Чжоу Цяофэн** - канд. техн. наук, Северо-восточный нефтяной университет (Дацин, Китайская Народная Республика)

**Шайхиев И.Г.** - д-р техн. наук, профессор, Казанский национальный исследовательский технологический университет (г. Казань, Российская Федерация)

**Эфендиев Г. М.** - д-р техн. наук, профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджанская Республика)

**Ягафарова Г.Г.** - д-р техн. наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

**Ягубов Э.З.** - д-р техн. наук, доцент, Майкопский государственный технологический университет (г. Майкоп, Российская Федерация)

*The journal covers theoretical and practical matters of oil recovery, gathering, treatment and transportation, reliability and anti-corrosion protection of pipelines and oil and gas equipment. Also, industrial and fire safety of facilities in the oil and gas industry and economic and ecological problems are considered.*

*The journal is recommended for production specialists, researchers and designers, post-graduate students, teachers and students of universities.*

*All articles are reviewed by specialists and considered by the editorial board.*

## EDITORIAL BOARD

**EDITOR-IN-CHIEF Sultanmagomedov Sultanmagomed M.** - *Doctor of Engineering Sciences, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**DEPUTY EDITOR-IN-CHIEF Ismakov R.A.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

## MEMBERS OF EDITORIAL BOARD

**Aleksandrov A.A.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Bauman Moscow State Technical University (Moscow, Russian Federation)*

**Azmetov Kh.A.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**Bugai D.E.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**Efendiyev G. M.** – *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Corresponding Member of the Azerbaijan National Academy of Sciences, Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of Azerbaijan Republic (Baku, Republic of Azerbaijan)*

**Fediuk R.S.** - *Doctor of Engineering Sciences, Far Eastern Federal University (Vladivostok, Russian Federation)*

**Georgiev M.N.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Institute of Mechanics of the Bulgarian Academy of Sciences (Sophia, Republic of Bulgaria)*

**Gubaydullin M.G.** - *Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russian Federation)*

**Ivshina I.B.** - *Doctor of Biological Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Perm State National Research University (Perm, Russian Federation)*

**Kotenev Yu. A.** – *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**Lipski V.K.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Polotsk State University (Novopolotsk, Republic of Belarus)*

**Nandi Kamal Kanti** - *Doctor of Philosophy, Professor, University of North-Bengal (Siliguri, India)*

**Nysangaliev A.N.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Kazakh Institute of Oil and Gas (Almaty, Republic of Kazakhstan)*

**Rasulov S.R.** - *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry (Baku, Azerbaijan Republic)*

**Ryabukhina V.N.** - *Candidate of Engineering Sciences, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**Shaikhiev I.G.** - *Doctor Engineering Sciences, Professor, Kazan National Research Technological University (Kazan, Russian Federation)*

**Umrallyev Baurzhan T.** – *Doctor of Engineering Sciences, KazMunayGas-Engineering LLP JSC, National Company KazMunayGas, Professor of the Atyrau Institute of Oil and Gas (Atyrau, Republic of Kazakhstan)*

**Veliev M.M.** - *Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor, Joint Venture «Vietsovpetro» (Vungtau, Viet Nam)*

**Yagafarova G.G.** – *Doctor Engineering Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)*

**Yagubov E.Z.** - *Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor, Maykop State Technological University (Maykop, Russian Federation)*

**Zemenkov Yu. D.** – *Doctor of Engineering Sciences, Professor, Tyumen Industrial University (Tyumen, Russian Federation)*

**Zhou Xiaofeng** – *Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Northeast Petroleum University (Daqing, People's Republic of China)*

## СОДЕРЖАНИЕ

### ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Гарайшин А. И., Котенев Ю. А.**  
ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ 9

### ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

**Мухаметов Ф. Х.**  
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ СПИРАЛЬНОГО ОРЕБРЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ НА ПРОЦЕСС ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ШЛАМА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ 19

**Валямов К. Р., Ишбаев Г. Г.**  
ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ СТОЙКОСТИ ВНУТРЕННИХ РЯДОВ СТАЛЬНОГО ВООРУЖЕНИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ ВАЛУННО-ГАЛЕЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ 39

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Альмухаметова Э. М., Гуторов А. Ю., Максимова А. Д., Рафиков Р. И., Смагин А. А.**  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА 51

**Валекханян И. В.**  
СОЛЕОБРАЗОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ПЕРЕХОД В СТОРОНУ «ЗЕЛЕННЫХ» ИНГИБИТОРОВ 61

**Карачевский Д. Ю., Мустафин А. Г., Валекханян И. В.**  
ИЗУЧЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ КЕТОКСИМОВ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ 86

## СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

- Багиров А. Ф.**  
ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДА ОТРИЦАТЕЛЬНОЙ ВОЛНЫ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УТЕЧКИ НА ГАЗОПРОВОДЕ 99
- Рахматуллина Ю. А., Алексеев В. А., Султанмагомедов Т. С., Султанмагомедов С. М.**  
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗОК НА ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИМЫКАЮЩИХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА 107
- Куликов А. М., Бутырин В. С., Якупов А. У., Черенцов Д. А., Земенков Ю. Д., Чижевская Е. Л., Иванов В. А.**  
ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗДЕЛЕНИЯ ЖИДКОЙ И ГАЗООБРАЗНОЙ ФАЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ В ВИХРЕВОЙ КАМЕРЕ 123
- Некучаев В. О., Тарсин А. В.**  
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕРАВНОВЕСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ПРИ ТЕЧЕНИИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ. ТИКСОТРОПИЯ, «СВЕРХАНОМАЛИЯ» ВЯЗКОСТИ, КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА 135
- Мельников Д. И., Дроздов Д. А., Мясин П. Ю., Мухин И. Б., Подорожников С. Ю., Земенкова М. Ю., Чижевская Е. Л.**  
ПРИМЕНЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАТИВНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПОЛЕВОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА 152
- Коршак А. А., Гайсин М. Т.**  
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РЕКУПЕРАЦИОННЫХ УГЛЕЙ 169

## ЭКОЛОГИЯ

- Поднебесных А. В., Поднебесных Н. В., Хафизов А. Р.**  
ВЛИЯНИЕ ОБЪЕМОВ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ПОВЫШЕНИЕ СРЕДНЕГОДОВОЙ ПРИЗЕМНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 178
- Ладыгина О. В., Жарова Н. В., Калаева С. З., Иваницкий М. А., Кузнецова Г. М.**  
ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРОЦЕССА ПЕРЕРАБОТКИ КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СМОЛЫ ОТ ФЕНОЛА 189

## CONTENTS

### GEOLOGY, PROSPECTING, EXPLORATION AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Garaishin A. I., Kotenev Yu. A.**  
FOUNDATION AND ASSESSMENT OF OPTIMAL FRACTURE GEOMETRY  
IN MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING OF HORIZONTAL WELLS 9

### DRILLING AND WELL DEVELOPMENT TECHNOLOGY

- Mukhametov F. Kh.**  
STUDY OF THE INFLUENCE OF MECHANICAL CLEANING DEVICE SPIRAL FIN  
GEOMETRY ON TRANSPORTING CUTTING PROCESS IN HORIZONTAL WELLS  
AT EXPERIMENTAL SETUP 19

- Valyamov K. R., Ishbaev G. G.**  
SUBSTANTIATION OF SOLUTIONS TO INCREASE THE DURABILITY OF THE INNER ROWS  
OF STEEL TEETH OF ROLLER CONE BITS DURING DRILLING OF BOULDER-PEBBLE ROCK  
FORMATIONS 39

### DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Almukhametova E. M., Gutorov A. Yu., Maksimova A. D., Rafikov R. I., Smagin A. A.**  
EFFICIENCY OF COMPLICATED WELL STOCK OPERATION 51

- Valekzhanin I. V.**  
SCALE FORMATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND THE TRANSITION  
TOWARDS «GREEN» INHIBITORS 61

- Karachevsky D. Yu., Mustafin A. G., Valekzhanin I. V.**  
STUDYING THE INHIBITORY PROPERTIES OF KETOXIMES IN HYDROGEN  
SULFIDE-CONTAINING ENVIRONMENTS 86

## CONSTRUCTION AND OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES, DEPOTS AND STORAGES

- Baghirov A. F.**  
AN NEGATIVE PRESSURE WAVE METHOD OPTIMIZATION FOR GAS PIPELINE LEAK  
LOCATION 99
- Rakhmatullina Yu. A., Alekseev V. A., Sultanmagomedov T. S., Sultanmagomedov S. M.**  
EXPERIMENTAL STUDY OF LOAD EFFECT ON DEFORMED STATE OF ADJACENT PIPELINE  
SECTIONS WHEN USING A SUPPORT-CENTERING DEVICE 107
- Kulikov A. M., Butyrin V. S., Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Zemenkov Yu. D.,  
Chizhevskaya E. L., Ivanov V. A.**  
NUMERICAL MODELING OF THE SEPARATION OF LIQUID AND GASEOUS PHASES  
OF HYDROCARBON MIXTURES IN A VORTEX CHAMBER 123
- Nekuchaev V. O., Tarsin A. V.**  
EXPERIMENTAL STUDY OF NON-EQUILIBRIUM RHEOLOGICAL EFFECTS  
DURING THE FLOW OF PARAFFINIC OILS OF TIMAN-PECHORA BASIN. THIXOTROPY,  
SUPER ANOMALOUS VISCOSITY, OSCILLATIONS OF SHEAR STRESS 135
- Melnikov D. I., Drozdov D. A., Myasin P. Yu., Mukhin I. B., Podorozhnikov S. Yu.,  
Zemenkova M. Yu., Chizhevskaya Ye. L.**  
APPLICATION OF AUTOMATED SOFTWARE FOR OPERATIONAL HYDRAULIC  
CALCULATIONS OF A FIELD TRUNK PIPELINE 152
- Korshak A. A., Gaisin M. T.**  
TEST RESULTS OF DOMESTIC RECUPERATIVE COALS 169
- ## ECOLOGY
- Podnebesnykh A. V., Podnebesnykh N. V., Khafizov A. R.**  
INFLUENCE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS COMBUSTION VOLUMES ON AVERAGE  
ANNUAL SURFACE AIR TEMPERATURE INCREASE IN WESTERN SIBERIA 178
- Ladygina O. V., Zharova N. V., Kalayeva S. Z., Ivanitskiy M. A., Kuznetsova G. M.**  
WASTEWATER TREATMENT OF COAL TAR PROCESSING PROCESS FROM PHENOL 189

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 9-18.  
ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 9-18.  
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 550.8.072

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-9-18

EDN: WCTQIZ

## ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Айгиз Ильмирович Гарайшин<sup>1</sup>, Юрий Алексеевич Котенев<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>1</sup>aigiz-garaishin@mail.ru

<sup>2</sup>geokot@inbox.ru

Автор, ответственный за переписку: Айгиз Ильмирович Гарайшин,

aigiz-garaishin@mail.ru

**Аннотация.** Статья посвящена расчету и оценке оптимальной геометрии трещин в контексте проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах. Рассматривается значимость правильного определения геометрии трещин для максимизации производительности скважины и эффективности процесса МГРП. В работе анализируются различные методы расчета и оценки оптимальной геометрии трещин, включая численное моделирование, экспериментальные исследования и практические наблюдения. Кроме того, статья охватывает результаты

экспериментальных исследований, проведенных с целью анализа поведения трещин в различных геологических условиях. Эти исследования включают в себя анализ физических и механических свойств горных пород, а также изучение влияния параметров скважины на формирование трещин. Полученные результаты могут быть полезны для инженеров и специалистов в области нефтегазовой промышленности при проектировании и проведении операций по МГРП для увеличения добычи углеводородов из пластов.

**Ключевые слова:** многостадийный гидравлический разрыв пласта, разработка месторождений, трещины, проницаемость коллекторов, геомеханические данные

---

---

**Для цитирования:** Гарайшин А. И., Котенев Ю. А. Обоснование и оценка оптимальной геометрии трещин при проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 9-18. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-9-18>. EDN: WCTQIZ.

Original article

## FOUNDATION AND ASSESSMENT OF OPTIMAL FRACTURE GEOMETRY IN MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING OF HORIZONTAL WELLS

Aigiz I. Garaishin<sup>1</sup>, Yuri A. Kotenev<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>1</sup>[aigiz-garaishini@mail.ru](mailto:aigiz-garaishini@mail.ru)

<sup>2</sup>[geokot@inbox.ru](mailto:geokot@inbox.ru)

Corresponding author: **Aigiz I. Garaishin**, [aigiz-garaishini@mail.ru](mailto:aigiz-garaishini@mail.ru)

**Abstract.** The article is dedicated to the calculation and assessment of the optimal geometry of fractures in the context of conducting hydraulic fracturing in horizontal wells. The significance of correctly determining the geometry of fractures to maximize well productivity and the efficiency of the hydraulic fracturing process is considered. The paper analyzes various methods for calculating and evaluating the optimal geometry of fractures, including numerical modeling, experimental research, and practical observations.

Additionally, the article covers the results of experimental studies aimed at analyzing the behavior of fractures in different geological conditions. These studies include the analysis of physical and mechanical properties of rock formations, as well as the influence of well parameters on fracture formation. The obtained results can be useful for engineers and specialists in the oil and gas industry in designing and conducting hydraulic fracturing operations to increase hydrocarbon recovery from reservoirs.

---

---

**Keywords:** multi-stage hydraulic fracturing, field development, fractures, reservoir permeability, geomechanical data

---

---

**For citation:** Garaishin A. I., Kotenev Yu. A. Obosnovaniye i otsenka optimalnoy geometrii treshchin pri provedenii mnogostadiynogo gidravlicheskogo razryva plasta na gorizontalnykh skvazhinakh [Foundation and Assessment of Optimal Fracture Geometry in Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Horizontal Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 9-18. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-9-18>. EDN: WCTQIZ.

В современной нефтегазовой промышленности одним из актуальных направлений является разработка месторождений на шельфе с применением передовых технологий, таких как многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). Этот метод добычи углеводородов приобретает все большую популярность благодаря своей эффективности и уникальным техническим характеристикам.

Перспективы разработки месторождения шельфа с использованием многостадийного гидроразрыва пласта представляют собой значительный интерес. Преимущества использования МГРП на шельфе включают в себя увеличение добычи из пласта, улучшение экономической составляющей проекта, снижение экологического воздействия и повышение общей устойчивости процессов добычи. Кроме того, этот метод способствует уменьшению времени проведения работ и обеспечивает возможность эксплуатации месторождений с низкой продуктивностью.

Разработка методик и использование показателей для расчета и оценки оптимальной геометрии трещин при проведении многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах представляют собой важный аспект в нефтегазовой индустрии. В этом контексте методики включают в себя комплексные подходы, такие как численное моделирование процесса гидроразрыва пласта с использованием специализированного программного обеспечения.

Показатели, в свою очередь, предоставляют количественные оценки результативности и успешности проведения процесса МГРП. Среди таких показателей могут быть использованы коэффициенты продуктивно-

сти скважин, объем добычи углеводородов, распределение давления в трещинах и проницаемость пласта. Эти показатели помогают оценить практичность различных методик и стратегий проведения МГРП, а также определить оптимальные параметры и условия для максимизации добычи углеводородов.

Для более глубокого анализа оптимальной геометрии трещин при многостадийном гидроразрыве пласта на горизонтальных скважинах также могут применяться методы, основанные на анализе данных микрорегистрации и геофизических исследований. Эти методы позволяют получить информацию о масштабах и характеристиках трещин в реальном времени, что дает возможность оперативно корректировать параметры процесса МГРП для достижения оптимальной геометрии трещин [1].

Кроме того, оценка степени перекрестного влияния трещин между различными стимулированными зонами и их взаимосвязь с геологическими структурами может быть ключевым показателем для определения оптимальной геометрии трещин [2, 3].

Использование интегрированных подходов, включающих в себя различные методики и показатели, позволяет не только определить оптимальные параметры МГРП, но и проводить более точную оценку данной технологии в конкретных геологических условиях [4]. Такой подход способствует более рациональному использованию ресурсов и повышению общей производительности нефтегазовых месторождений.

Для оценки геометрии трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) использовалась информация по скважине, самой глубокой из всех планируемых. Если на начальном

этапе оценки геометрии трещин использовались выгрузки с параметрами по скважине и пласту из программы, то после построения 4D геомеханической модели использовали данные пласта для скважины, выгруженные из 4D модели (рисунки 1 и 2).

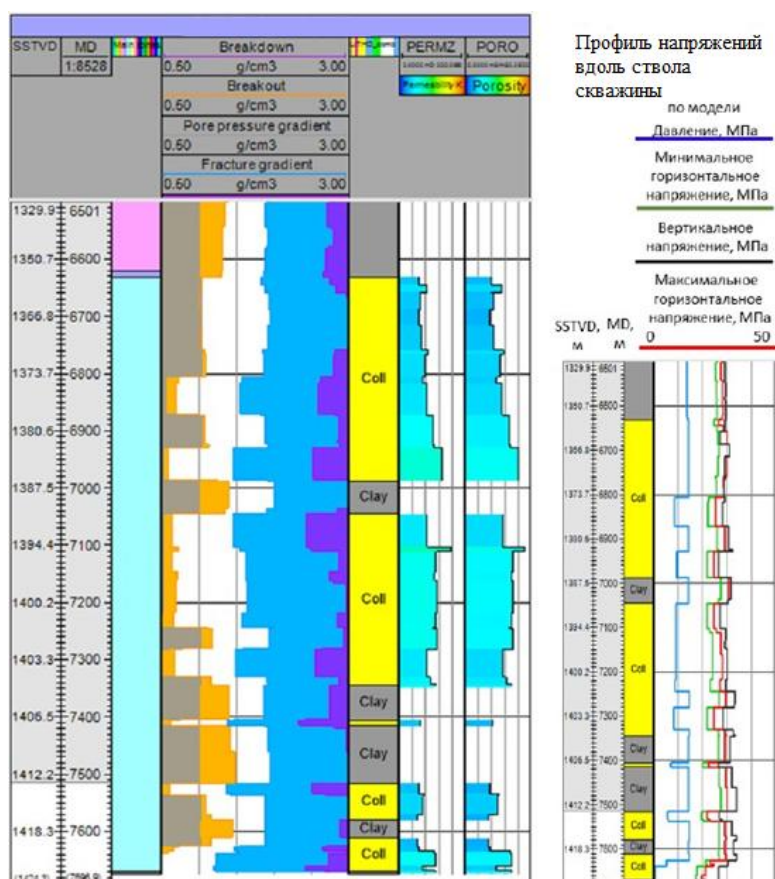
Для выбранной скважины проведено 4D моделирование. Ниже приведены основные выводы по напряжениям, свойствам пласта, которые использовались для моделирования и оценки геометрии трещины, при составлении программы ГПП в программесимуляторе.

1. Траектория плановой скважины в интервале пласта проходит в азимуте 10°, близком к минимальному горизонтальному на-

пряжению. Направление максимального горизонтального напряжения в зоне всего ствола скважины выдержано равным 79°.

2. По расчетам на 2022 г. было определено, что пластовое давление вблизи скважины снижено до ≈ 85 атм. Пластовое давление 70-75 атм около портов 4-6, до 50 атм у носка скважины.

3. За счет снижения давления также снижаются горизонтальные напряжения, и в результате контраст минимального горизонтального напряжения между глиной и песчаником достигает ≈ 65 атм и выше. Геометрия трещины будет обусловлена контрастом напряжений вследствие пониженного пластового давления внутри целевого пласта.



**Рисунок 1.** Результат расчета устойчивости ствола скважины (составлено авторами)

**Figure 1.** Stability analysis results of wellbore (compiled by the authors)

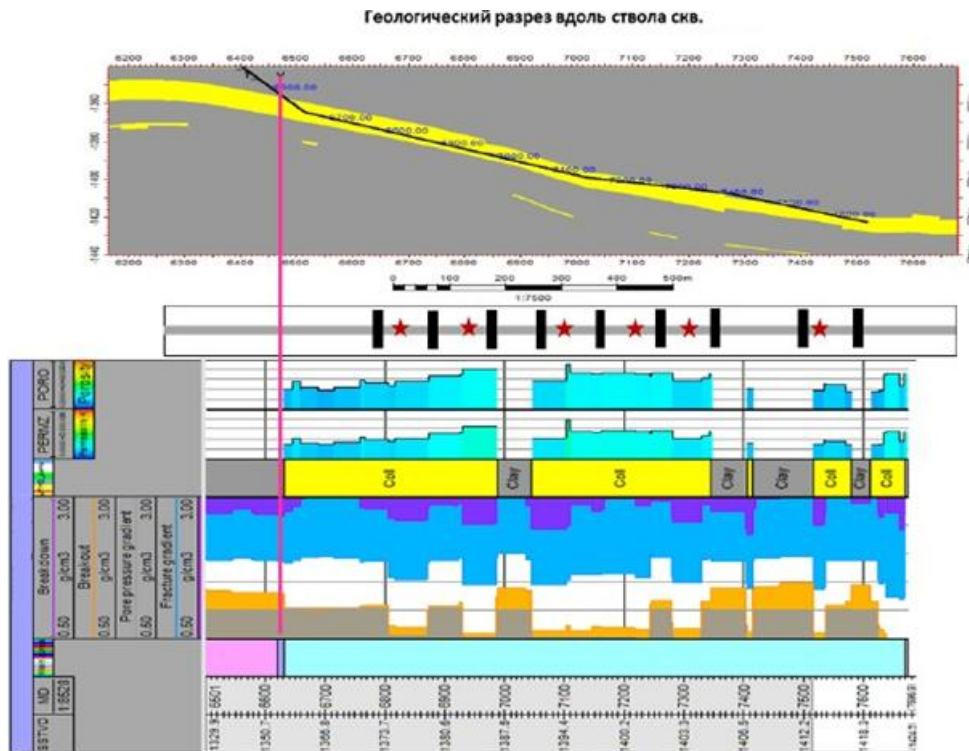


Рисунок 2. Вариант расстановки портов ГРП относительно геомеханических параметров пласта в скважине (составлено авторами)

Figure 2. Placement options of hydraulic fracturing ports relative to reservoir geomechanical parameters in the wellbore (compiled by the authors)

Напряжения в глинах выше пласта  $\approx 265$  атм, ниже пласта  $\approx 310$  атм. Контраст напряжений в системе пласт - вмещающая среда достигает 65-80 атм, что способствует хорошему экранированию трещины ГРП внутри пласта.

Для оптимального расчета геометрии трещин в горизонтально направленных скважинах с использованием гидроразрывных пакеров необходимо учесть ряд факторов, связанных с условиями и параметрами пласта [5].

Прежде всего, угол между трещинами ГРП и стволом скважины играет ключевую роль и был определен на уровне  $69^\circ$ , что означает близость трещин к перпендикулярным направлениям относительно скважины.

Установлено, что пластовое давление в непосредственной близости к скважине снизилось до  $\approx 85$  атм, что важно учитывать при проектировании ГРП.

Существенный контраст напряжений в системе пласта также привлекает внимание, где вмещающая среда достигает значений от 65 до 80 атм. Эти данные необходимы для точного расчета параметров ГРП.

Проницаемость пласта, принятая для расчетов, составляет 4,7 мД, что является важным параметром для определения проведения гидроразрывных работ. Также учтена высокая вертикальная анизотропия, выявленная в результате интерпретации геофизических данных из горизонтальных скважин [6].

Одним из существенных аспектов при расчете оптимальной геометрии трещин является снижение фазовой проницаемости в результате разгазирования и прорыва газа. Эти данные, полученные из исследований горизонтальных скважин, предоставляют важную информацию о перемене свойств пласта в результате воздействия газа.

Для достижения наилучших результатов в оптимизации геометрии трещин с использованием технологии ГРП в пласте все упомянутые параметры и условия необходимо интегрировать в математическую модель [7]. Это включение позволит провести анализ чувствительности полудлины трещины ГРП к изменяющимся условиям пласта с учетом варьирующегося параметра «проницаемость».

Проведение анализа чувствительности является важным этапом в оптимизации, поскольку позволяет оценить, в каких пределах изменяется оптимальная полудлина трещины ГРП при различных значениях проницаемости пласта (таблица 1). Эта таблица предоставляет собой систематизированный обзор влияния проницаемости на геометрию трещин и помогает выявить оптимальные значения полудлины трещины при различных сценариях.

**Таблица 1.** Границы изменения полудлины трещин ГРП в зависимости от изменения проницаемости пласта (составлено авторами)

**Table 1.** Variation range of half-length of hydraulic fracture in relation to changes in reservoir permeability (compiled by the authors)

Проницаемость пласта, мД	Оценочная полудлина трещины, м
0,47	200-260
4,7	130-180
14,7	70-100
47	30-50

Для выбранной проницаемости пласта, равной 4,7 мД, рекомендуется рассмотреть трещины, созданные с использованием ГРП,

с полудлиной в пределах 150-180 м. Однако при расчете программы ГРП необходимо учитывать не только данное значение проницаемости, но и факторы, такие как истощенность залежи к моменту проведения ГРП и существенные различия в напряжениях между пластом и барьером.

Уровень истощенности залежи играет важную роль, воздействуя на возможность достижения заданной оптимальной полудлины трещин. Например, при оценке проницаемости пласта на уровне 47 мД полудлина трещины ГРП оценивается в диапазоне 30-50 м. С учетом сниженного пластового давления на момент проведения ГРП и реальной проницаемости пласта в условиях нагнетания жидкости в отличие от режимов добычи с присутствием газа следует ожидать снижения проникновения жидкости в процессе ГРП. Для предварительной оценки параметров трещин принимается начальная проницаемость пласта под действием жидкости ГРП в диапазоне 30-35 %. Это позволяет более точно учесть особенности залежи и создать программу ГРП, соответствующую конкретным условиям и требованиям для оптимального добычного процесса.

Прогнозируется, что при использовании более 80 т пропанта в рамках работ по ГРП и при планируемом объеме жидкости в условиях ограниченного по высоте пласта можно ожидать увеличения воздействия жидкости. Этот результат, в свою очередь, сопровождается ростом трещины в высоту, при этом ширина трещины ГРП в продуктивной части может уменьшиться

Этот прогноз указывает на потенциальные выгоды от использования больших объемов пропанта, особенно в контексте ограниченных геологических условий. Увеличение способности жидкости ГРП может способствовать более эффективному расширению трещин и, следовательно, повышению общей производительности скважины. Однако важно тщательно учесть все аспекты процесса, такие как геометрия трещин, чтобы достичь оптимальных результатов при планировании и проведении работ ГРП (рисунок 3).

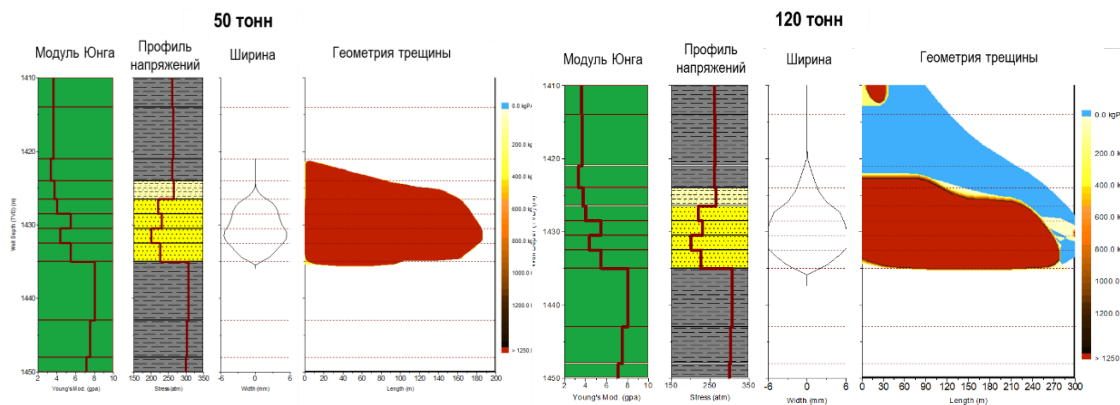


Рисунок 3. Геометрии трещин ГРП в зависимости от массы проппанта (составлено авторами)

Figure 3. Geometry of hydraulic fractures depending on proppant mass (compiled by the authors)

Проведенный анализ чувствительности для массы проппанта в размере 50 т выявил значительное влияние на рост трещины при увеличении жидкости в гидроразрывных пакерах. При сопоставимых полудлинах трещин, в среднем равных 150 м, наблюдается тенденция к увеличению высоты трещины ГРП (рисунок 4).

Этот результат подчеркивает важность взаимосвязи между массой проппанта и воздействием жидкости в контексте процесса ГРП. При использовании 50 т проппанта балансирование этого параметра с увеличением объема жидкости может предоставить дополнительные возможности для увеличения размеров трещин в вертикальном направлении.

Увеличение массы проппанта может привести к более широким и стабильным трещинам, что, в свою очередь, улучшает процесс добычи углеводородов. Однако важно сбалансировать этот параметр с объемом жидкости, которая способствует созданию трещин и их расширению.

Оптимизация программы гидроразрыва пласта в контексте разреза скважины предоставляет перспективу значительного увеличения массы проппанта до 62 т. Этот шаг

направлен на максимизацию процесса гидроразрыва и повышение производительности скважины [8].

Принятие решения о повышении массы проппанта до 62 т требует балансировки технологических параметров для достижения оптимального сочетания между объемом используемого материала и желаемыми результатами расщепления. Такой подход позволяет не только улучшить процесс гидроразрыва, но и повысить общую добычу углеводородов, что является ключевой целью в контексте оптимизации работы скважин (рисунок 5).

Параметры трещины по данным моделирования на 50 и 62 т проппанта:

- проппантная полудлина трещины находится в пределах 150-180 м;
- ожидаемая проппантная полудлина трещины находится в пределах 80-100 м;
- высота трещины ГРП находится в пределах 18-21 м;
- ширина трещины ГРП составляет в среднем 6 мм;
- смоделированное накопленное давление 68-75 бар;
- оптимальный объем жидкости ГРП - 37-42 %;

- пропускная способность трещины составляет - 3,7.

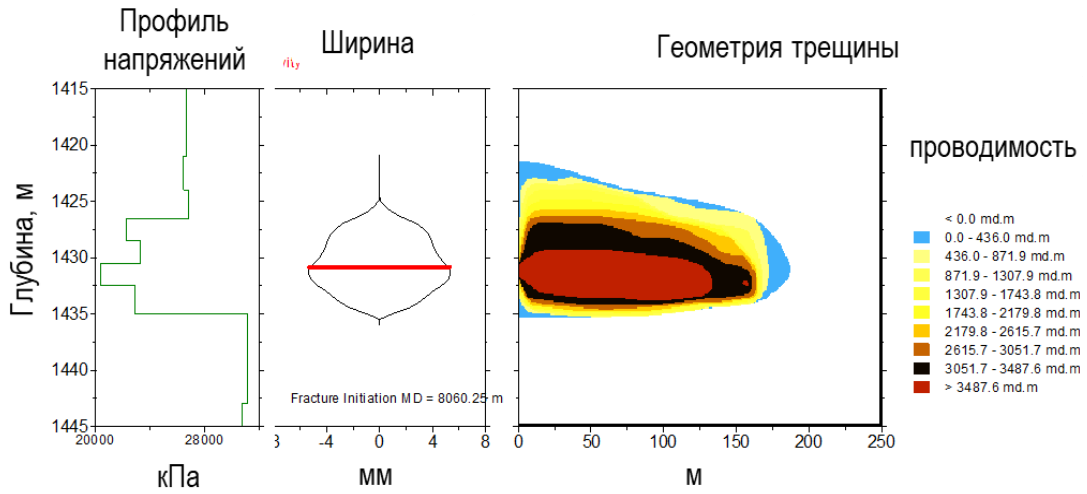


Рисунок 4. Геометрия трещины для программы ГРП с закачкой 50 т на скважине  
(составлено авторами)

Figure 4. Fracture geometry for a hydraulic fracturing program with a 50 t proppant injection per well  
(compiled by the authors)

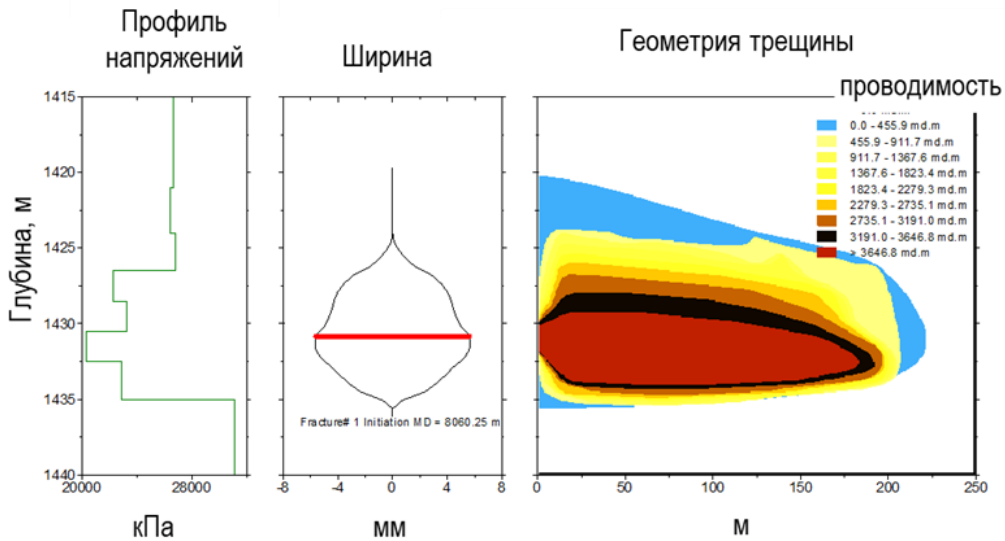


Рисунок 5. Геометрия трещины для программы ГРП с закачкой 62 т на скважине  
(составлено авторами)

Figure 5. Fracture geometry for a hydraulic fracturing program with a 62 t proppant injection per well  
(compiled by the authors)

Исходя из подробных расчетов, учета требуемого объема жидкости для гидроразрывных пакеров и необходимости проведения миниГРП, а также других этапов процесса, предполагаемое количество емкостей для обеспечения непрерывного хода работ ГРП оценивается в 20 единиц, включая 10 % запаса на случай неожиданных обстоятельств.

Рассчитанный объем каждой емкости для ГРП составляет 50 м<sup>3</sup>, причем в этот объем включен «мертвый объем» в размере 3 м<sup>3</sup>.

Важно отметить, что возможность изменения массы проппанта или объема жидкости ГРП предусмотрена после проведения миниГРП и учета актуальных условий пласта в момент выполнения гидроразрывных работ. В случае превышения пластовых давлений по сравнению с запланированными значениями, а также с уменьшением разницы в напряжениях между пластом и барьерными слоями рекомендуется рассмотреть возможность уменьшения массы проппанта в зависимости от результата оценки роста трещины в вертикальном направлении.

Такой гибкий подход обеспечивает адаптацию планов ГРП к реальным условиям и оптимизирует процесс для достижения наилучших результатов.

#### Список источников

1. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. М.: Недра, 1966. 198 с.
2. Fisher M.K., Warpinski N.R. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data // *SPE Production & Operations*. 2012. Vol. 27. No. 1. P. 8-19. DOI: 10.2118/145949-pa.
3. Чертенков М.В., Котенев Ю.А. Оптимизация направления и длины трещин многостадийного гидроразрыва пласта на основе модели минимальных напряжений // *Нефтепромысловое дело*. 2017. № 6. С. 17-21. EDN: YRTREN.
4. Zou Yu., Ma X., Zhou T., et al. Hydraulic Fracture Growth in a Layered Formation based on Fracturing Experiments and Discrete Element Modeling // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2017. Vol. 50. No. 2-3. P. 2381-2395. DOI: 10.1007/s00603-017-1241-z.
5. Лекампон Б. Гидравлически управляемое распространение трещин в коллекторах с естественными трещинами.

#### Выводы

Проведен всесторонний обзор различных методов и подходов к расчету и оценке оптимальной геометрии трещин при проведении многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах. Исследование демонстрирует значимость правильного определения параметров трещин для обеспечения максимальной эффективности добычи углеводородов из пластов.

Важным результатом работы является выявление того, что выбор оптимальной геометрии трещин играет ключевую роль в повышении производительности скважины и общей эффективности процесса добычи углеводородов. Влияние различных факторов, таких как геологические особенности пласта, свойства флюидов, а также технические параметры процесса МГРП, необходимо учитывать при выборе оптимальных параметров трещин.

Таким образом, результаты данного исследования подчеркивают важность проведения комплексного анализа при выборе оптимальных параметров МГРП на горизонтальных скважинах, что способствует повышению эффективности добычи углеводородов из пластов и улучшению экономических показателей проектов разработки месторождений.

#### References

1. Zheltov Yu.P. *Deformatsii gornykh porod* [Rock Deformations]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 198 p. [in Russian].
2. Fisher M.K., Warpinski N.R. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. *SPE Production & Operations*, 2012, Vol. 27, No. 1, pp. 8-19. DOI: 10.2118/145949-pa.
3. Chertenkov M.V., Kotenev Yu.A. Optimizatsiya napravleniya i dliny treshchin mnogostadiinogo gidrorazryva plasta na osnove modeli minimal'nykh napryazhenii [Optimization of the Direction and Length of Fractures When Conducting a Formation Multi-Stage Hydraulic Fracturing Based on the Model of Minimal Stresses]. *Neftepromyslovoe delo – Oil-field Business*, 2017, No. 6, pp. 17-21. EDN: YRTREN. [in Russian].
4. Zou Yu., Ma X., Zhou T., et al. Hydraulic Fracture Growth in a Layered Formation based on Fracturing Experiments and Discrete Element Modeling.

венной трещиноватостью // Ежегодный обзор механики жидкости. 2016. № 48. С. 399-425.

6. Салимов О.В. Определение геомеханических параметров по промыслово-геофизическим данным // Нефтяное хозяйство. 2017. № 6. С. 30-33. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-30-33.

7. Якимов С.Ю. Геолого-геомеханические основы оценки изменения трещинной проницаемости в процессе изменения пластового давления в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. Пермь: ПНИПУ, 2018. 127 с.

8. Sherratt J., Sharifi Haddad A., Wejzerowski F., Rafati R. Optimizing Well Orientation in Hydraulic Fracturing of Naturally Fractured Shale Gas Formations // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 94. No. 3. P. 104-141. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104141.

*Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, Vol. 50, No. 2-3, pp. 2381-2395. DOI: 10.1007/s00603-017-1241-z.

5. Lecampion B. Gidравлически управляемое распространение трещин в коллекторах с естественной трещиноватостью [Hydraulically Driven Fracture Propagation in Naturally Fractured Reservoirs]. *Ezhegodnyi obzor mekhaniki zhidkosti – Annual Review of Fluid Mechanics*, 2016, No. 48, pp. 399-425. [in Russian].

6. Salimov O.V. Opredelenie geomekhanicheskikh parametrov po promyslovo-geofizicheskim dannym [Determination of Geomechanical Parameters from Field Geophysical Data]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2017, No. 6, pp. 30-33. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-30-33. [in Russian].

7. Yakimov S.Yu. *Geologo-geomekhanicheskie osnovy otsenki izmeneniya treshchinnoi pronitsaemosti v protsesse izmeneniya plastovogo davleniya v karbonatnykh kollektorakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Geological and Geomechanical Foundations for Assessing Changes in Fracture Permeability in the Process of Changing Reservoir Pressure in Carbonate Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Perm, PNIPU Publ., 2018. 127 p. [in Russian].

8. Sherratt J., Sharifi Haddad A., Wejzerowski F., Rafati R. Optimising Well Orientation in Hydraulic Fracturing of Naturally Fractured Shale Gas Formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, Vol. 94, No. 3, pp. 104-141. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104141.

#### Информация об авторах

• Гарайшин Айгиз Ильмирович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант кафедры «Геология и разведка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
aigiz-garaishin@mail.ru

• Котенёв Юрий Алексеевич, доктор  
технических наук, профессор  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Заведующий кафедрой «Геология и разведка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
geokot@inbox.ru

#### Information about the authors

• Garaishin Aigiz I.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Postgraduate Student of Geology and Exploration  
of Oil and Gas Field Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
e-mail: aigiz-garaishin@mail.ru

• Kotenev Yuri A., Doctor of Engineering Sciences,  
Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Head of Geology and Exploration of Oil and Gas  
Field Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
geokot@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 22.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 01.04.2024.

The article was submitted 22.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 01.04.2024.

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 19-38. ISSN 1998-8443 (print)*  
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 19-38. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.243.2.1

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-19-38

EDN: BLVHZM

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ СПИРАЛЬНОГО ОРЕБРЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ НА ПРОЦЕСС ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ШЛАМА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ

**Флюс Ханифович Мухаметов**

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Flus664877@gmail.com

**Аннотация.** Рассмотрены проблемы по созданию осевой нагрузки и очистке от шлама при бурении горизонтальных скважин.

Цель работы - исследование комбинированной бурильной колонны и геометрии спирального оребрения механических очистных устройств для достижения оптимальной нагрузки на долото и очистки от шлама при бурении скважин с большой протяженностью горизонтального участка.

Основные задачи:

- исследование влияния спирального оребрения механических очистных устройств на транспортирование шлама в кольцевом пространстве на разработанной экспериментальной установке;
- проектирование оптимальной компоновки комбинированной бурильной колонны с механическими очистными устройствами, определение области ее эффективного применения;
- проведение сравнительного анализа для определения основных преимуществ составленной компоновки.

Предложено применение механико-очистных устройств, в частности конструкции замка-центратора-турбулизатора, которая позволяет улучшить очистку горизонтальной части ствола скважины за счет турбулизации потока промывочной жидкости и подъема шлама в область более высоких скоростей потока. Спроектирована, изготовлена и введена в эксплуатацию экспериментальная установка для проведения исследования процессов передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама. Проведены исследования и сравнительный анализ различных компоновок по характеру влияния на процесс транспортирования шлама с помощью экспериментальной установки. Представлены результаты исследования по рациональному спиральному оребрению замка-центратора-турбулизатора. Спроектирована оптимальная комбинированная бурильная компоновка с механическими очистными устройствами, проведен сравнительный анализ, определены основных преимуществ составленной компоновки.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, комбинированная бурильная колонна, легкосплавные бурильные трубы, механические очистные устройства, нагрузка на долото, очистка скважины от шлама, рациональное спиральное оребрение, сила трения, скважина с большим отходом по вертикали, скорость оседания шлама, турбулизация потока промывочной жидкости, транспортирование шлама, замок-центратор-турбулизатор, центрирование бурильной колонны

---

---

**Благодарности:** Автор выражает благодарность за помощь в реализации проекта кандидату технических наук, профессору Левинсону Льву Михайловичу; Соколову Сергею Анисимовичу; Тимербаеву Газизьяну Галимьяновичу; Багишаеву Вахиту Юнировичу.

**Для цитирования:** Мухаметов Ф. Х. Исследование влияния геометрии спирального оребрения механических очистных устройств на процесс транспортирования шлама в горизонтальных скважинах на экспериментальной установке // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 19-38. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-19-38>. EDN: BLVHZM.

Original article

## STUDY OF THE INFLUENCE OF MECHANICAL CLEANING DEVICE SPIRAL FIN GEOMETRY ON TRANSPORTING CUTTING PROCESS IN HORIZONTAL WELLS AT EXPERIMENTAL SETUP

Flus Kh. Mukhametov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia  
Flus664877@gmail.com

**Abstract.** The problems of creating an axial load and clearing cuttings when drilling horizontal wells are considered.

The purpose of the work is to study a combined drill string and the geometry of spiral fins of mechanical cleaning devices to achieve optimal load on the bit and clean cuttings when drilling wells with a long horizontal section.

Main objectives:

– study of the influence of spiral fins of mechanical cleaning devices on the transportation of sludge in the annular space

on the developed experimental installation;

– designing the optimal layout of a combined drill string with mechanical cleaning devices, determining the area of its effective application;  
– conducting a comparative analysis to determine the main advantages of the compiled layout.

The use of mechanical cleaning devices has been proposed, in particular the design of a lock-centralizer-turbulator, which makes it possible to improve the cleaning of the horizontal part of the wellbore by turbulizing the

flow of the flushing fluid and lifting the cuttings to the region of higher flow rates. An experimental installation was designed, manufactured and put into operation to conduct a study of the processes of transferring load to the bit and cleaning the well from cuttings. Research and comparative analysis of various configurations was carried out according to the nature of their influence on the process of

sludge transportation using an experimental setup. The results of a study on rational spiral fins of a lock-centralizer-turbulator are presented. An optimal combined drilling assembly with mechanical cleaning devices was designed, a comparative analysis was carried out, and the main advantages of the constructed assembly were determined.

---

**Keywords:** horizontal wells, combined drill string, light alloy drill pipes, mechanical cleaning devices, load on bit, well cleaning from cuttings, rational spiral fins, friction force, well with long vertical reach, cuttings settling rate, turbulization of the drilling fluid flow, cuttings transportation, lock-centralizer-turbulator, centering of the drill string

---

**Acknowledgments:** The author expresses gratitude to Candidate of Engineering Sciences, Professor Lev M. Levinson; Sergei A. Sokolov; Gazizyan G. Timerbaev; Vakhit Yu. Bagishaev for assistance in implementing the project.

**For citation:** Mukhametov F. Kh. Issledovaniye vliyaniya geometrii spiral'nogo orebreniya mekhanicheskikh ochestnykh ustroystv na protsess transportirovaniya shlama v gorizontalnykh skvazhinakh na eksperimental'noy ustanovke [Study of the Influence of Mechanical Cleaning Device Spiral Fin Geometry on Transporting Cutting Process in Horizontal Wells at Experimental Setup]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 19-38. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-19-38>. EDN: BLVHZM.

### *Введение*

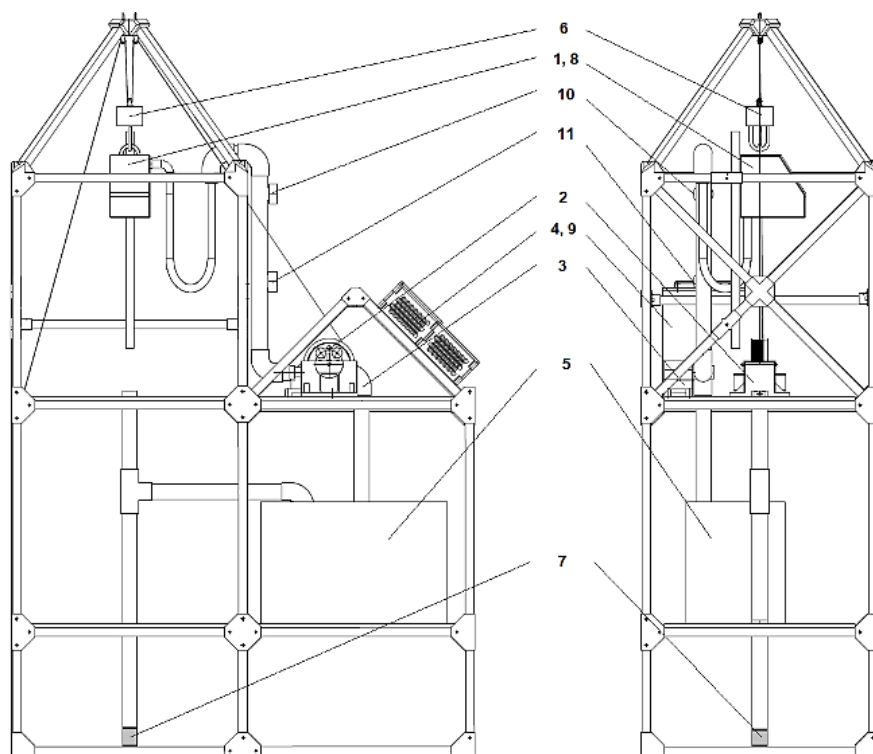
В работе [1] проведен анализ технологических факторов, возникающих при бурении горизонтальных скважин, связанных с передачей нагрузки на долото и очисткой ствола скважины от шлама [2-4]. Предложено применение комбинированной бурильной компоновки [5-7] с применением механических очистных устройств, в частности конструкции замка-центратора-турбулизатора (ЗЦТ), которая позволяет улучшить очистку горизонтальной части ствола скважины за

счет турбулизации потока промывочной жидкости и подъема шлама в область более высоких скоростей потока [8-13]. Для обоснования эффективности применения данной компоновки выполнены планирование проведения исследований по рациональному спиральному оребрению механических очистных устройств и выбор геометрических размеров моделирования. Спроектирована, изготовлена и введена в эксплуатацию экспериментальная установка для проведения исследований процессов передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама.

В данной работе представлены результаты исследований по влиянию спирального оребрения замка-центратора-турбулизатора на процесс транспортирование шлама. Особенность проведенных работ заключается в том, что исследования проводились на реальной уменьшенной модели скважины в динамике, учитывающей профиль скважины (зенитный угол, протяженность горизонтального участка), свойства и расход промывочной жидкости, концентрацию шлама в стволе скважины, частоту вращения бурильной колонны (БК), геометрию спирального оребрения механических очистных устройств в ком-

поновке, позволяющей определить режимные параметры роторного бурения и в режиме слайдирования обеспечивающие качественную очистку от шлама наклонных и горизонтальных участков скважины.

Модель буровой установки выполнена в виде испытательного стенда для проведения исследований процессов передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама с применением комбинированной бурильной колонны при бурении скважин с большой протяженностью горизонтального участка. Принципиальная схема экспериментальной установки представлена на рисунке 1.



1 - система верхнего привода; 2 - буровая лебедка; 3 - буровой насос;  
4 - блок управления установкой; 5 - емкость для раствора (20 л); 6 - датчик веса на крюке;  
7 - датчик нагрузки на долото; 8 - датчик частоты вращения (внутри СВП);  
9 - датчик крутящего момента (внутри блока управления); 10 - датчик давления;  
11 - расходомер

1 - top drive system; 2 - drawworks; 3 - drilling pump; 4 - rig control unit; 5 - mud tank (20 l);  
6 - hookload sensor; 7 - weight on bit sensor; 8 - RPM sensor (inside the top drive system);  
9 - torque sensor (inside the rig control unit); 10 - pressure sensor; 11 - flow meter

Рисунок 1. Принципиальная схема экспериментальной установки

Figure 1. Experimental stand principle schematic

Основные рабочие узлы установки:

- силовой верхний привод (СВП) имеет левое и правое вращение в диапазоне до 100 об/мин, ходит вверх-вниз по направляющей;
- талевая система с соотношением роликов 3 × 4 и лебедка;
- система циркуляции с вентилями, двумя емкостями, на одной из емкостей установлен вибрационный двигатель с целью ускорения процесса очистки раствора от шлама. Циркуляция происходит за счет насоса с возможностью регулирования в диапазоне до 6 л/мин;
- компоновка низа бурильной колонны (КНБК) с долотом и бурильные трубы (стальные бурильные трубы (СБТ) и легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) диаметром 10 мм длиной 200 мм всего по 30 м), стандартные замковые соединения (ЗС) труб и замковые

соединения со спиральным оребрением - ЗЦТ (10°, 20°, 30°);

- блок управления с дисплеем и кнопками.

Установка оборудована следующими датчиками:

- по СВП: датчик числа оборотов и датчик крутящего момента;
- по системе циркуляции: расходомер, электронный датчик давления и манометр;
- устьевой датчик веса на крюке и забойный датчик давления на долото.

Все показания датчиков отображаются на дисплее, передаются и сохраняются на компьютере, по каждому показателю строятся графики в режиме реального времени [1].

Для проведения исследований спроектирован профиль скважины с наклонно-направленным участком 6,3 м и горизонтальным участком 6,5 м, общей протяженностью ствола скважины 13,6 м (рисунок 2).

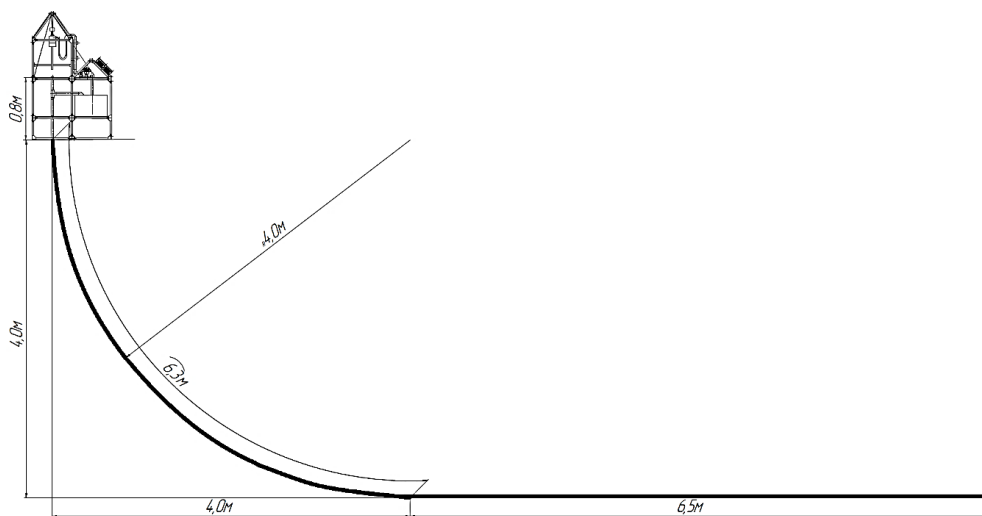


Рисунок 2. Профиль скважины

Figure 2. Borehole trajectory

#### Алгоритм проведения эксперимента

1. Подготовительные работы:
  - заполнение ствола скважины промывочной жидкостью;
  - создание на горизонтальном участке

скважины шламовой подушки в объеме равной половине объема горизонтального участка;

- подготовка бурильного инструмента для исследуемой компоновки бурильной колонны.

2. Запуск экспериментальной установки, включение записи показаний датчиков.

3. Спуск буровой колонны в скважину до забоя с вращением 30-40 об/мин и минимальным расходом.

4. Выход на режимные показатели.

5. Проведение эксперимента по транспортированию шлама в течение 30 мин с замером объема выноса проппанта каждые 2 мин.

6. Остановка вращения и циркуляции, подъем инструмента на устье.

7. Остановка записи показаний, сохранение результатов, отключение установки.

*Результаты исследования по рациональному  
спиральному оребрению  
замка-центратора-турбулизатора*

При проведении экспериментов рассмотрен процесс транспортирования шлама в горизонтальном участке ствола при различных режимах и компоновках буровой колонны.

Изменяемые параметры: частота вращения (0 об/мин, 50 об/мин, 100 об/мин); расход промывочной жидкости (1 л/мин, 2 л/мин, 3 л/мин, 4 л/мин.); замковые соединения в компоновке (Станд.3С; ЗЦТ10; ЗЦТ20; ЗЦТ30).

Далее в качестве примеров представлены результаты экспериментов № 4, № 8, № 28 и № 32 (таблица 1).

При проведении эксперимента № 4 применялась компоновка со стандартными замковыми соединениями. Параметры режима бурения были следующими: частота вращения - 0 об/мин, расход промывочной жидкости - 4 л/мин.

Результаты эксперимента представлены в виде графика, показывающего изменения значений давления, расхода, количество выносимого шлама и накопленного объема шлама (рисунок 3).

Как видно из рисунка 3, с выходом на рабочий режим бурения количество выносимого шлама увеличивается до максимальной величины, в данном случае это 137 г. Однако

с течением времени значение объема выносимого шлама начинает резко снижаться при неизменных параметрах режима бурения. Через 10 мин после выхода на режим выноса шлама достигает минимальных значений. Накопленный вынос шлама в процессе эксперимента составил 335 г, относительная доля выноса шламовой подушки составила 21 %.

При проведении эксперимента № 8 было принято решение добавить вращение инструмента для турбулизации потока промывочной жидкости и улучшения транспортирования шлама в горизонтальном участке ствола. Режимные параметры и компоновка аналогичны с экспериментом № 4.

Результаты эксперимента № 8 представлены на рисунке 4.

Из результатов эксперимента видно, что с добавлением вращения буровой колонны объем выносимого шлама увеличился при тех же режимных параметрах.

После выхода на режим максимальная величина объема выносимого шлама составила 248 г. При этом очистка ствола начала ухудшаться с течением времени, однако стоит отметить, что величина объема выносимого шлама оставалась высокой практически до 18 мин в сравнении с результатами эксперимента № 4.

Из данного эксперимента можно сделать вывод о том, что при вращении буровой колонны очистка горизонтального участка ствола скважины улучшилась, если сравнивать с очисткой ствола при бурении в режиме слайдирования (эксперимент № 4).

Для дальнейших экспериментов применена компоновка с замковых соединений другого типа. В экспериментах № 28 и № 32 установлены замковые соединения типа ЗЦТ20 с углом наклона спирального оребрения 20°.

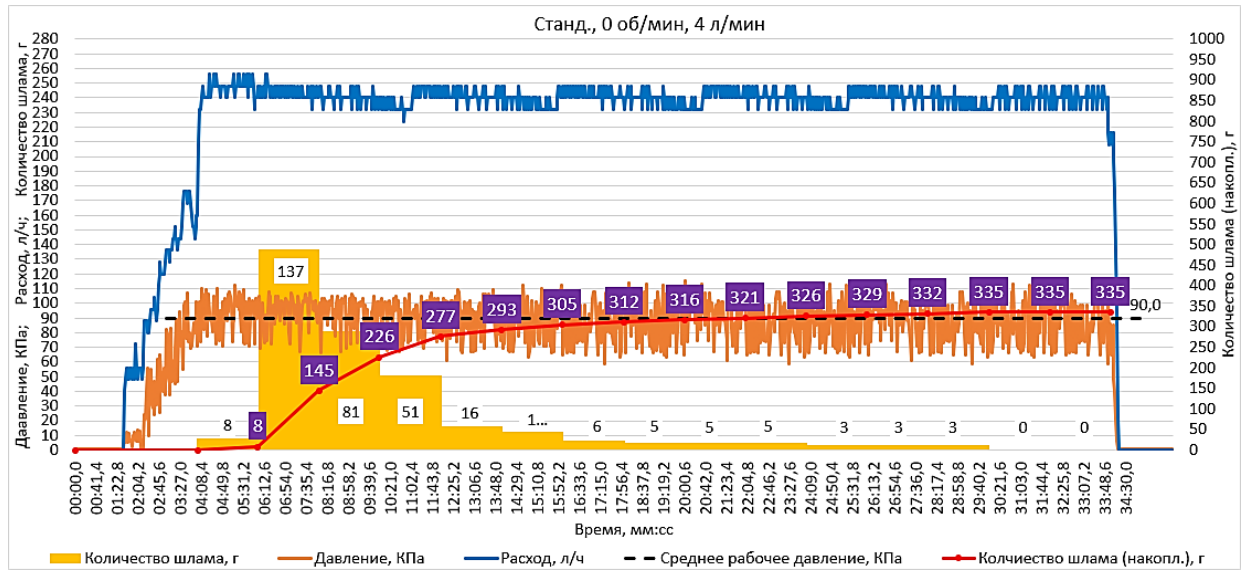
Режимные параметры оставили неизменными, чтобы сравнить полученные результаты с экспериментами № 4 и № 8.

Результаты экспериментов № 28 и № 32 представлены на рисунках 5 и 6 соответственно.

**Таблица 1.** Результаты экспериментов № 4, № 8, № 28, № 32

**Table 1.** Results of experiments No. 4, No. 8, No. 28, No. 32

Параметр	Эксперимент			
	№ 4	№ 8	№ 28	№ 32
Расход, л/мин	4	4	4	4
Частота вращения, об/мин	0	50	0	50
Среднее рабочее давление, кПа	90,0	87,4	106,7	102,9
Накопленный объем шлама, мл	211	541	626	783
Накопленное количество шлама, г	335	860	995	1245



**Рисунок 3.** Результаты эксперимента № 4

**Figure 3.** Results of experiment No. 4

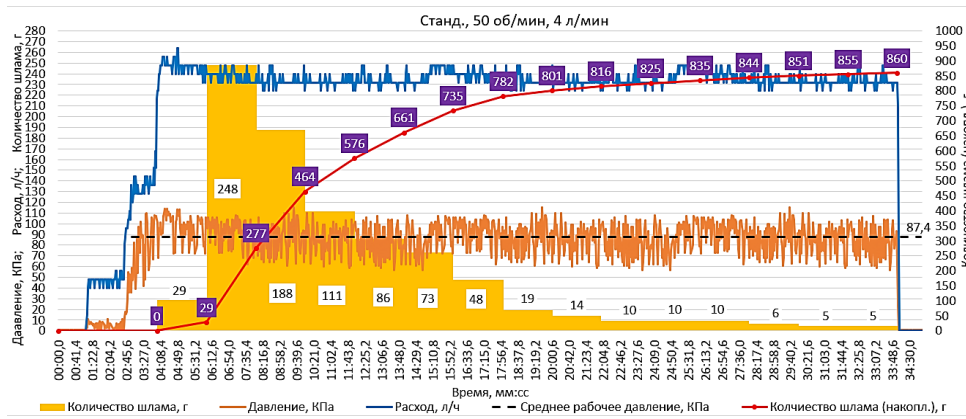


Рисунок 4. Результаты эксперимента № 8

Figure 4. Results of experiment No. 8

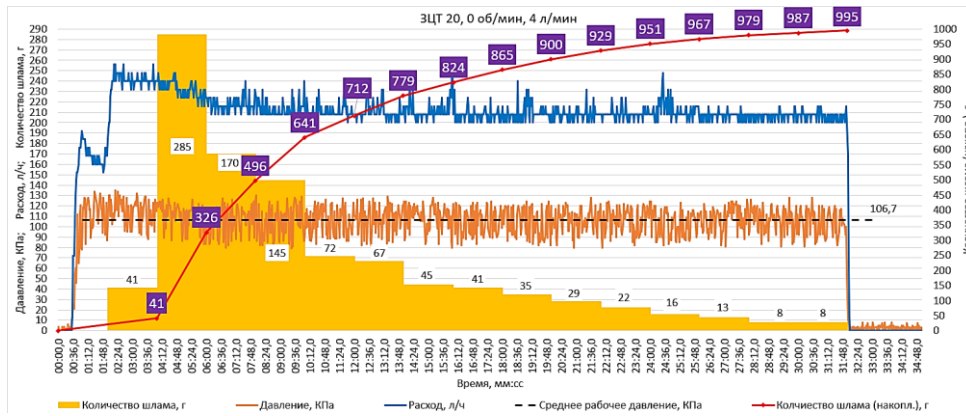


Рисунок 5. Результаты эксперимента № 28

Figure 5. Results of experiment No. 28

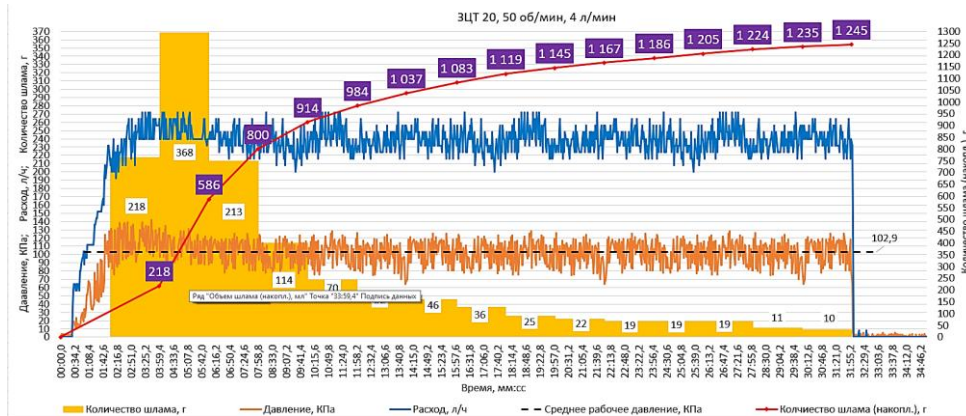


Рисунок 6. Результаты эксперимента № 32

Figure 6. Results of experiment No. 32

В эксперименте № 28 моделировался режим слайдирования, то есть бурильная колонна не вращалась.

Как видно из графика, с выходом на рабочий режим бурения количество выносимого шлама достигает величины 285 г.

Минимальных значений вынос шлама достигает только к окончанию эксперимента. Накопленный вынос шлама в процессе эксперимента составил 995 г, относительная доля выноса шламовой подушки составил 62 %. Эксперимент № 32, в свою очередь, проводился с вращением колонны с частотой 50 об/мин.

Стоит отметить, что за счет спиральной конструкции замковых соединений ЗЦТ20 удалось достичь лучшей очистки ствола скважины даже без вращения колонны бурильных труб.

Это также видно при сравнении значений на рисунках 3 и 5.

Благодаря спиральной конструкции замковых соединений поток промывочной жидкости во время прокачки турбулизуется, что не позволяет частицам шлама оседать в горизонтальном участке ствола скважины. При сравнении результатов экспериментов № 8 и № 32 также наблюдается ранее выделенная закономерность – объем выносимого шлама увеличивается, что говорит об улучшении качества очистки горизонтального ствола скважины. С применением замкового соединения ЗЦТ20 и при вращении колонны инструмента промывка скважины показывает лучший результат среди проведенных экспериментов, так как помимо вращения колонны поток промывочной жидкости дополнительно турбулизуется с помощью замковых соединений.

По данным таблицы 1 видно, что с добавлением вращения колонны бурильных труб в первых двух экспериментах накоплен-

ный объем вынесенного шлама увеличился в 2,5 раза.

Это говорит о том, что турбулизация потока промывочной жидкости при бурении горизонтальных участков большой протяженности значительно повышает качество очистки ствола скважины. Также стоит отметить, что в экспериментах, где вращение колонны труб не производилось, среднее рабочее давление было выше, чем в экспериментах с вращением бурильного инструмента. При вращении бурильной колонны улучшается качество очистки ствола скважины от выбуренной породы, соответственно снижается рабочее давление, так как в стволе скважины не создаются дополнительные сопротивления прокачиванию промывочной жидкости в виде осевших частиц шлама.

В общей сложности проведено 48 экспериментов. Матрица экспериментов и результаты замеров представлены на рисунке 7.

На рисунке 8 показана зависимость выноса шлама от расхода и частоты вращения бурильной колонны для стандартного замкового соединения и ЗЦТ.

Для стандартного замкового соединения вынос шлама не превышает 1000 г при оптимальных режимных параметрах, применение ЗЦТ в компоновке позволяет достичь выноса шлама до 1500 г.

Аналогичным образом проведен анализ оставшихся исследований и построены следующие графики:

- влияние расхода промывочной жидкости на объем выноса шлама (рисунки 9-11),
- влияние частоты вращения бурильной колонны на объем выноса шлама (рисунки 12-14),
- влияние угла наклона спирального оребрения на объем выноса шлама (рисунки 15-17).

**Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов**  
**Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products**

Компоновка		Компоновка со станд. ЗС			Компоновка с применением ЗИТ 10°			Компоновка с применением ЗИТ 20°			Компоновка с применением ЗИТ 30°		
Режимные параметры	Расход	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин	1 л/мин
	Частота вращения	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин
Результаты замеров выноса шлама (г)	начало	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Режимные параметры	Расход	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин	2 л/мин
	Частота вращения	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин
Результаты замеров выноса шлама (г)	начало	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	5	5	0	6	6	0	6	7
	3	0	0	0	19	48	51	23	60	64	25	64	69
	4	0	0	0	24	76	81	29	95	101	31	101	109
	5	0	0	0	6	56	59	8	69	74	8	74	80
	6	0	0	0	0	14	15	0	18	19	0	19	20
	7	0	0	0	0	8	8	0	10	11	0	10	11
	8	0	0	0	0	8	8	0	10	11	0	10	11
	9	0	0	0	0	8	8	0	10	11	0	10	11
	10	0	0	0	0	5	5	0	6	6	0	6	7
	11	0	0	0	0	3	3	0	4	4	0	4	5
	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма	0	0	0	49	232	245	60	287	307	64	306	330	
Режимные параметры	Расход	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин	3 л/мин
	Частота вращения	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин
Результаты замеров выноса шлама (г)	начало	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	3	56	94	8	269	290	113	243	265	8	17	18
	2	41	60	46	29	146	158	157	338	369	102	218	233
	3	45	29	33	43	45	48	35	75	82	57	122	131
	4	33	24	30	40	43	46	17	38	41	48	102	109
	5	25	22	27	37	38	46	16	34	37	33	71	76
	6	19	19	22	30	33	36	14	31	34	30	65	69
	7	13	19	21	25	30	36	13	27	30	29	61	66
	8	8	16	19	22	29	35	10	21	22	25	54	58
	9	5	16	17	17	23	27	8	17	19	17	37	40
	10	3	16	16	17	21	25	8	17	19	17	37	40
	11	0	13	16	16	17	20	6	14	15	16	34	36
	12	0	13	16	16	17	20	5	10	11	14	31	33
	13	0	10	13	14	11	13	5	10	11	13	27	29
	14	0	10	13	13	5	6	5	10	11	13	27	29
	15	0	5	8	13	5	6	3	7	7	11	24	25
Сумма	196	326	391	340	730	812	415	892	973	434	929	994	
Режимные параметры	Расход	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин	4 л/мин
	Частота вращения	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин	0 об/мин	50 об/мин	100 об/мин
Результаты замеров выноса шлама (г)	начало	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	8	29	37	72	82	86	41	218	208	62	100	142
	2	137	248	266	246	303	351	285	368	382	243	353	375
	3	81	188	216	167	205	197	170	213	188	186	191	202
	4	51	111	118	135	166	146	145	114	108	105	114	100
	5	16	86	92	95	117	129	72	70	74	67	78	81
	6	13	73	78	52	65	110	67	52	65	62	54	65
	7	6	48	52	43	53	56	45	46	62	49	52	64
	8	5	19	21	32	39	52	41	37	59	33	52	64
	9	5	14	17	29	35	52	35	25	56	24	37	45
	10	5	10	13	29	35	48	29	22	49	21	33	41
	11	3	10	10	16	20	25	22	19	39	16	27	34
	12	3	10	10	14	18	23	16	19	29	13	23	30
	13	3	6	7	11	14	19	13	19	24	11	21	28
	14	0	5	6	10	12	17	8	11	16	10	11	16
	15	0	5	5	8	10	14	8	10	16	6	8	12
Сумма	335	860	948	959	1173	1326	995	1245	1374	908	1155	1299	

Рисунок 7. Матрица экспериментов и результаты замеров

Figure 7. Experiment matrix and measurement results

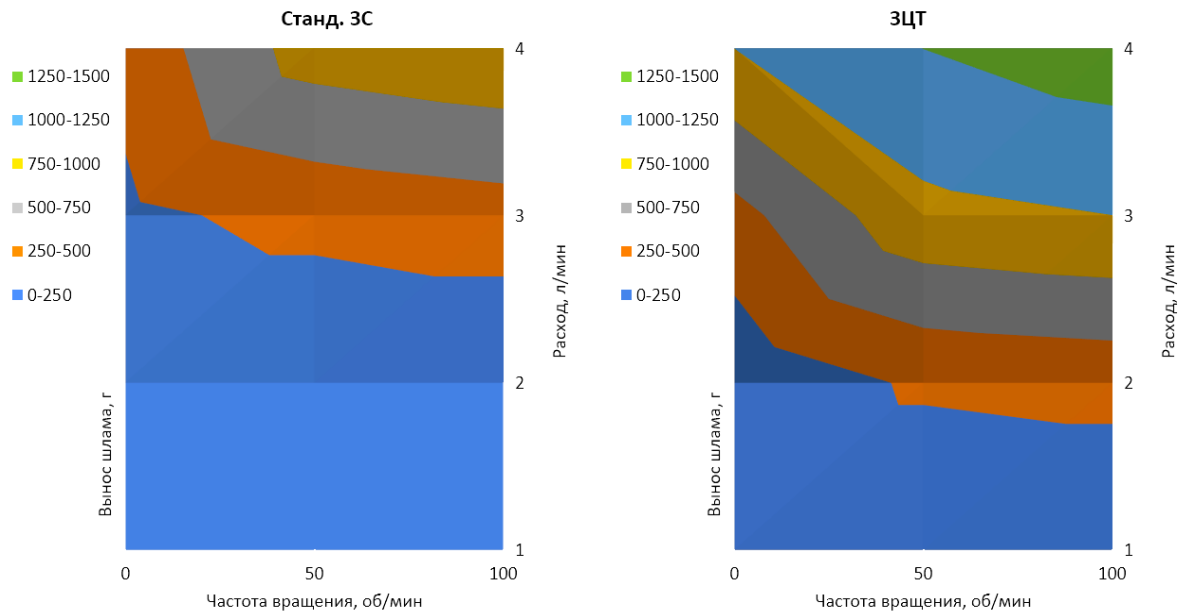


Рисунок 8. Зависимость выноса шлама от расхода и частоты вращения бурильной колонны

Figure 8. Dependence of cutting transport on the flow rate and RPM of the drilling tool

*Влияние расхода промывочной жидкости на объем выноса шлама*

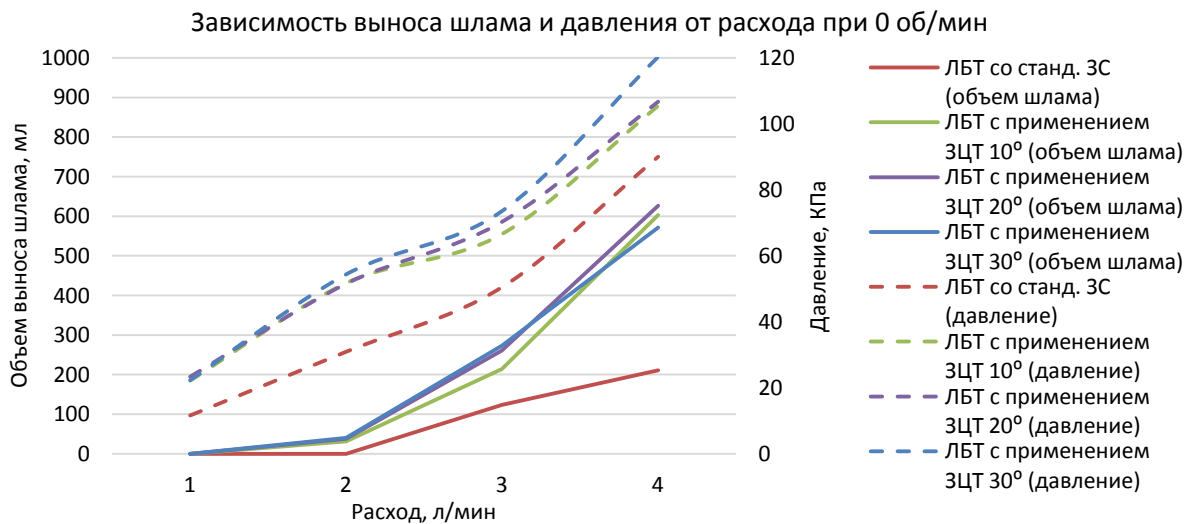


Рисунок 9. Влияние расхода жидкости на объем выноса шлама от при 0 об/мин

Figure 9. Dependence of cutting transport on the flow rate at 0 rpm

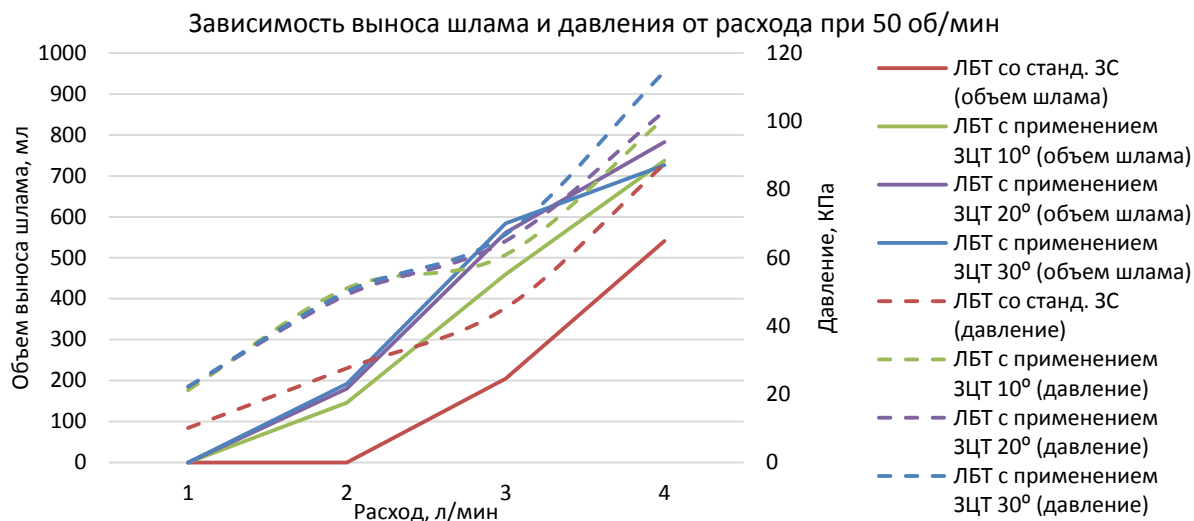


Рисунок 10. Влияние расхода жидкости на объем выноса шлама от при 50 об/мин

Figure 10. Dependence of cutting transport on the flow rate at 50 rpm

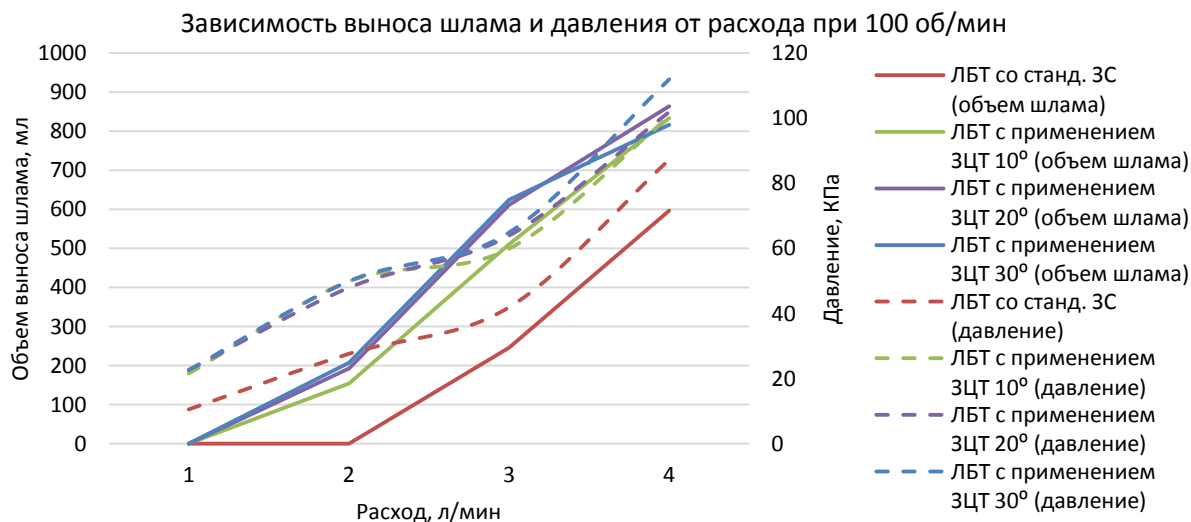


Рисунок 11. Влияние расхода жидкости на объем выноса шлама от при 100 об/мин

Figure 11. Dependence of cutting transport on the flow rate at 100 rpm

Влияние частоты вращения бурильной колонны на объем выноса шлама

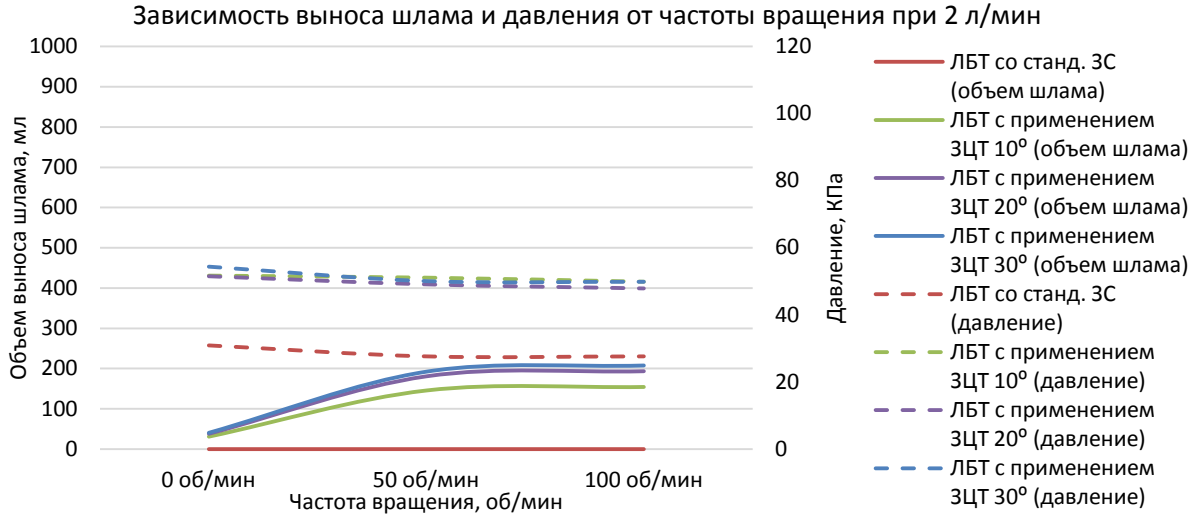


Рисунок 12. Влияние частоты вращения БК на объем выноса шлама при 2 л/мин

Figure 12. Dependence of cutting transport on the RPM at 2 l/min flow rate

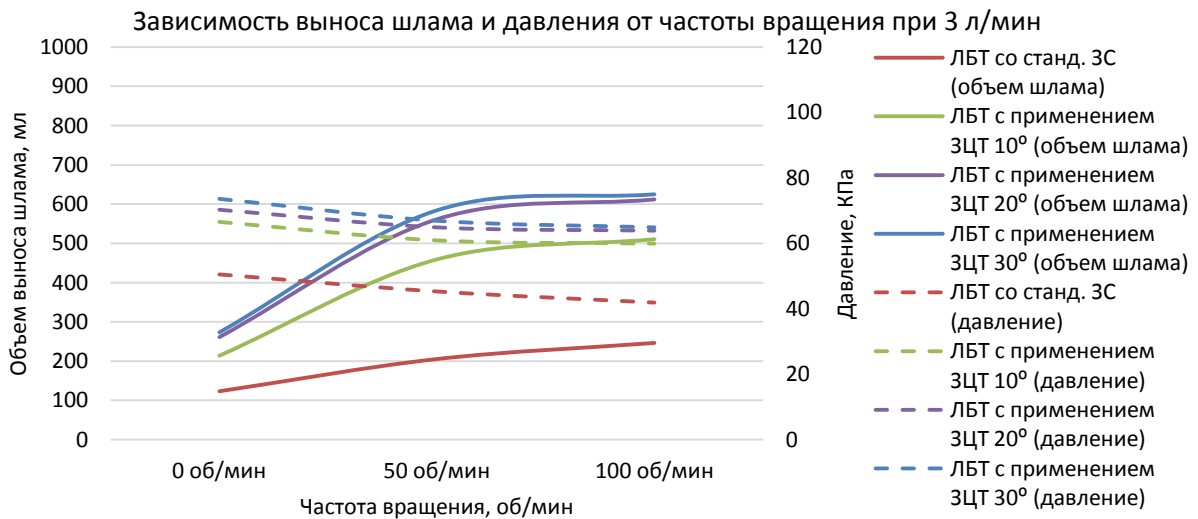


Рисунок 13. Влияние частоты вращения БК на объем выноса шлама при 3 л/мин

Figure 13. Dependence of cutting transport on the RPM at 3 l/min flow rate

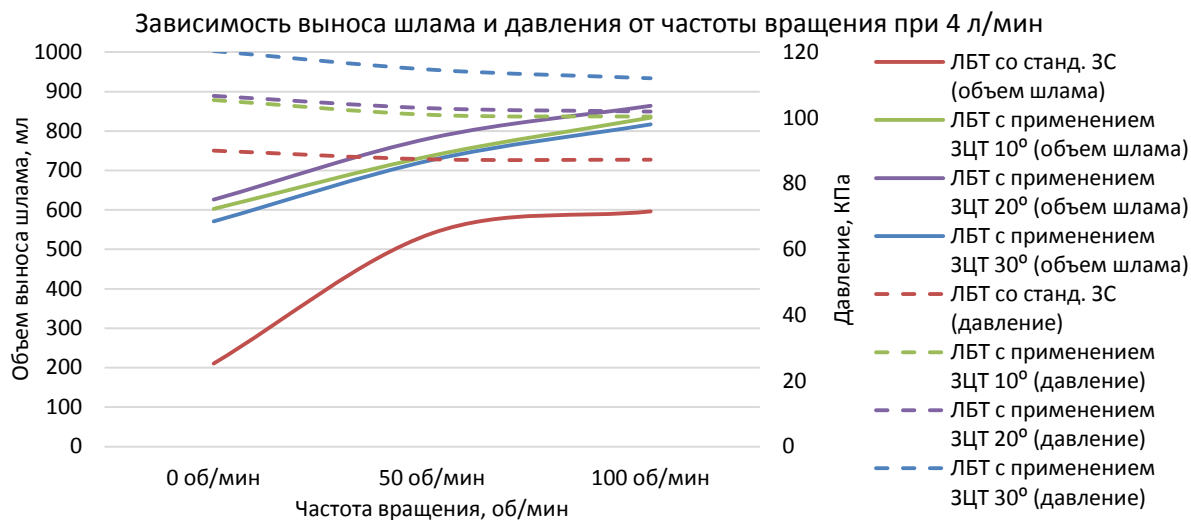


Рисунок 14. Влияние частоты вращения БК на объем выноса шлама при 4 л/мин

Figure 14. Dependence of cutting transport on the RPM at 4 l/min flow rate

*Влияние угла наклона спирального оребрения на объем выноса шлама*

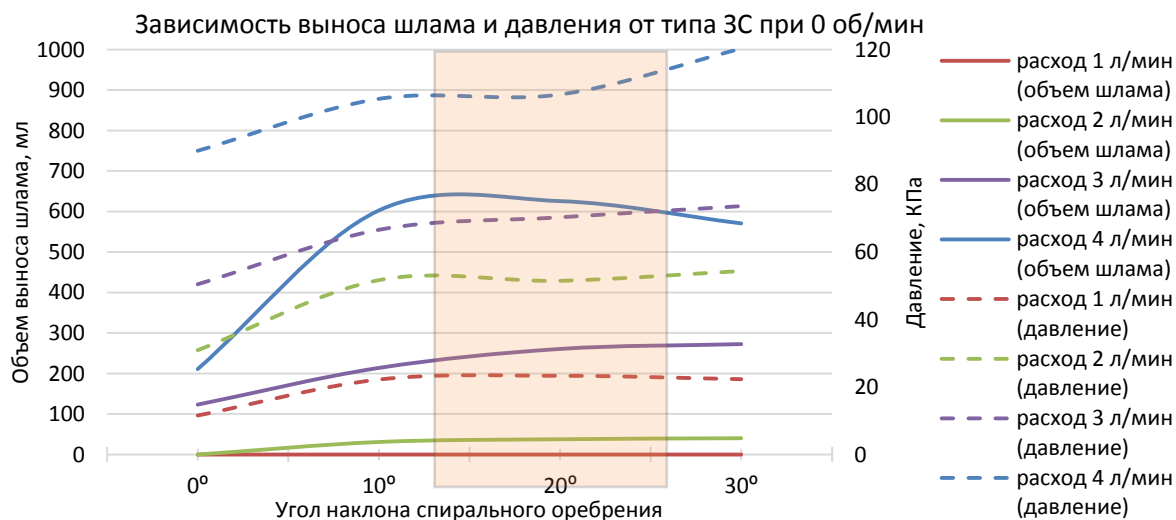


Рисунок 15. Объем выноса шлама от угла наклона спирали при 0 об/мин

Figure 15. Dependence of cutting transport from the angle of the spiral at 0 rpm

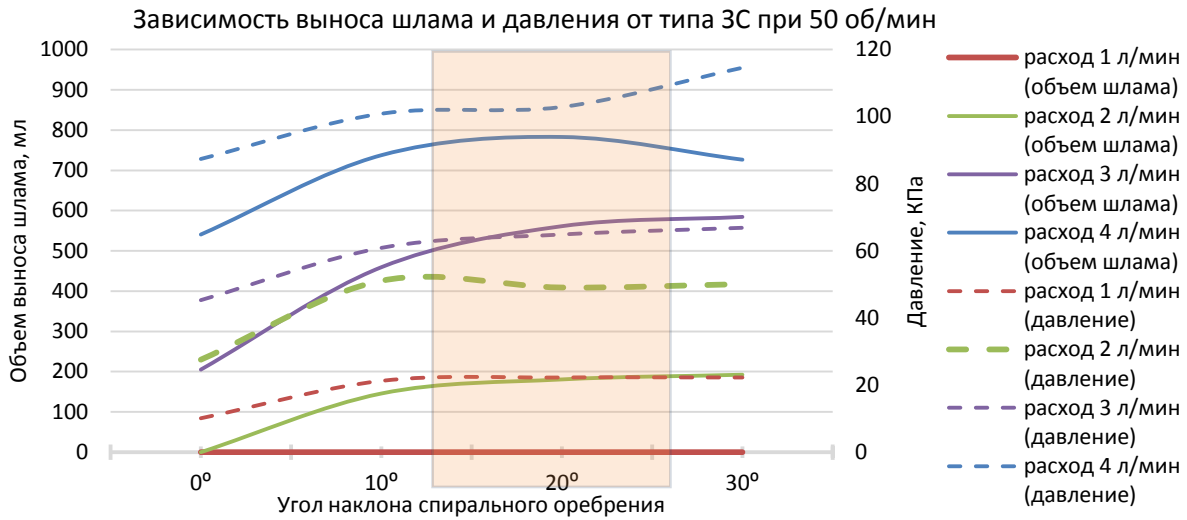


Рисунок 16. Объем выноса шлама от угла наклона спирали при 50 об/мин

Figure 16. Dependence of cutting transport from the angle of the spiral at 50 rpm

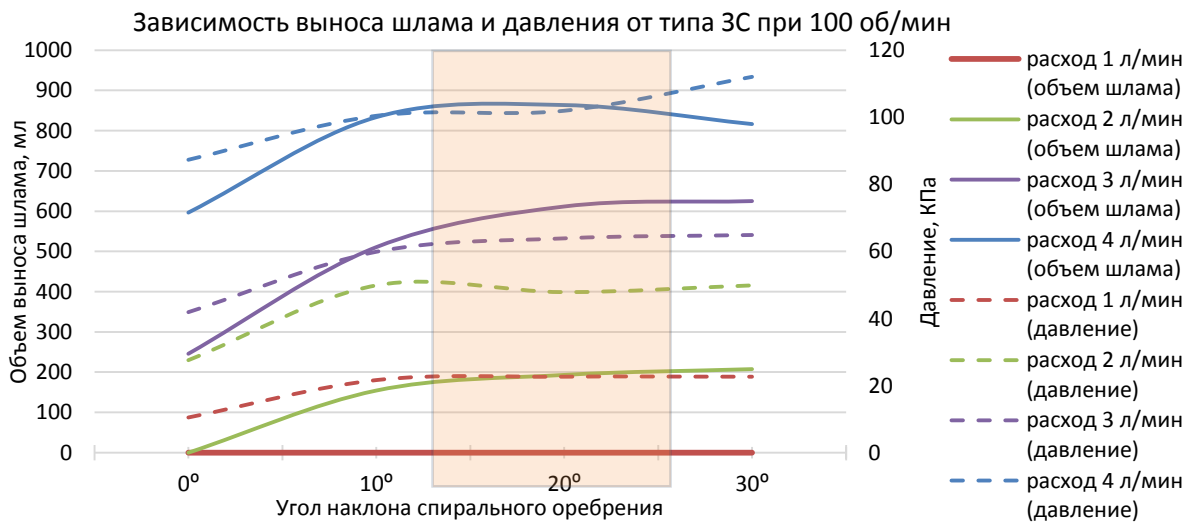


Рисунок 17. Объем выноса шлама от угла наклона спирали при 100 об/мин

Figure 17. Dependence of cutting transport from the angle of the spiral at 100 rpm

Проведен сравнительный анализ различных компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама, в результате которого установлено:

1) наличие спиральных ребрений по-

зволяет обеспечить транспортирование шлама при меньшем расходе промывочной жидкости по сравнению со стандартными ЗС (рисунок 18);

2) наличие спиральных ребрений по-

звояет увеличить вынос шлама на 4,0-41,0 % (в зависимости от режимных параметров) и обеспечивает транспортирование шлама при отсутствии вращения по сравнению со стандартными ЗС (рисунок 18);

3) эффективность выноса шлама компоновки с углом наклона спирального оребрения 20° выше, чем с углом наклона 10°. Увеличение угла наклона более 20° не позволяет повысить объем выноса шлама и приводит к увеличению перепада давлений, поскольку спиральное оребрение уже препятствует движению потока;

4) с учетом различных режимов работы оптимальный диапазон угла наклона спирального оребрения, исходя из эффективности выноса шлама и перепада давлений, составляет 8°-21°, при этом индивидуальный подбор к скважине и каждому интервалу позволяет повысить качество очистки ствола (рисунок 19).

По результатам проведенных исследований разработаны различные типоразмеры ЗЦТ в зависимости от применяемого в компоновке бурильного инструмента (рисунок 20).

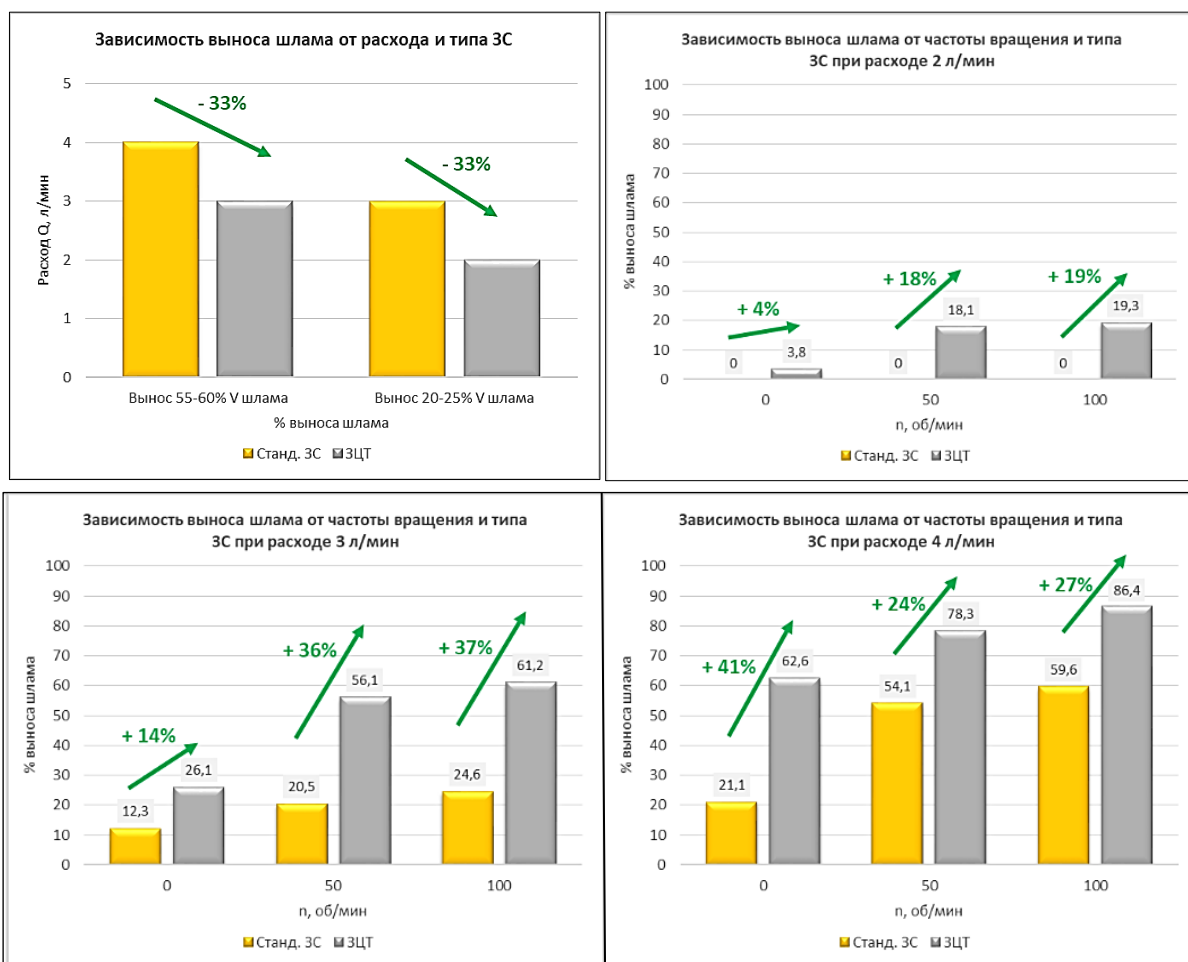


Рисунок 18. Зависимости выноса шлама от расхода, частоты вращения и типа ЗС

Figure 18. Dependences of cutting transport on the flow rate, RPM and tool joint type

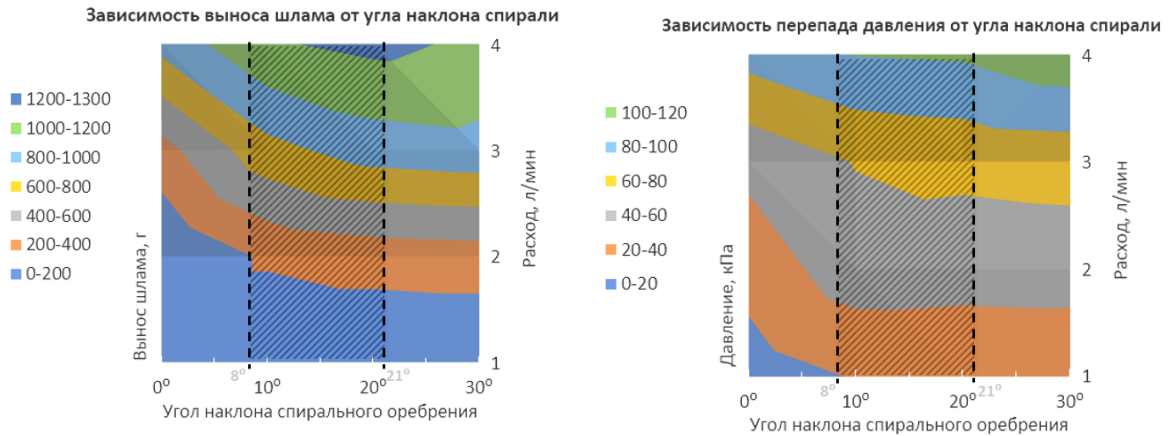


Рисунок 19. Зависимости выноса шлама и перепада давления от угла наклона спирали

Figure 19. Dependences of cutting transport and pressure drop from the angle of the spiral

Типоразмер трубы	Длина трубы, м	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, мм	Диаметр замка, мм	Резьбовое соединение (аналог по API)	Масса трубы в сборе, кг	Типоразмер ЗЦТ				
							Наружный диаметр (a), мм	Внутренний диаметр (b), мм	Глубина канавки, мм	Длина спирально-оробренного участка (L), мм	Общая длина, мм
90x9	9,2	9	91	108	3-86 (NC 31)	80,5	128	108	10	250	700
103x9	9,3	9	103	120,6	3-102 (NC 38)	96	144	120,6	11,7	250	700
103x11	12,2	11	103	120,6	3-102 (NC 38)	137	144	120,6	11,7	250	700
114x11	12,2	11	116	152	3-122 (NC 46)	168	204,8	152	26,4	300	800
129x11	12,2	11	129	159	3-133 (NC 50)	186	211	159	26	300	800
147x11	12,2	11	147	178	3-147 (5 1/2 FN)	217	216	178	19	380	960
147x13	12,2	13	147	178	3-147 (5 1/2 FN)	239	216	178	19	380	960
147x15	12,2	15	147	178	3-147 (5 1/2 FN)	268,5	216	178	19	380	960
168x11	9,5	11	168	203	3-171 (6 5/8 FN)	231	295	203	46	500	1200
168x13	9,5	13	168	203	3-171 (6 5/8 FN)	250	295	203	46	500	1200

Рисунок 20. Типоразмеры ЗЦТ

Figure 20. Centralizer-turbulizer joint sizes

### Выводы

В результате работы проведено исследование влияния спирального оребрения механических очистных устройств на транспортирование шлама в кольцевом пространстве на разработанной экспериментальной установке.

Разработана конструкция замка-

центратора-турбулизатора, проведены исследования по рациональному спиральному оребрению для улучшения транспортирования шлама.

Экспериментально установлена рациональная геометрия спирально-оробренного участка механических очистных устройств,

угол наклона спирали к осевой линии в диапазоне от 8° до 21° с пятью ребрами.

Спроектирована оптимальная компоновка комбинированной бурильной колонны с механическими очистными устройствами, оп-

ределена область ее эффективного применения, проведен сравнительный анализ для определения основных преимуществ составленной компоновки.

#### Список источников

1. Мухаметов Ф. Х. Разработка экспериментальной установки для проведения исследований процессов передачи нагрузки на долото и транспортирования шлама в горизонтальных скважинах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 1 (147). С. 36-51. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-36-51>. EDN: FRLZUW.
2. Левинсон Л.М., Чуктуров Г.К., Левинсон М.Л., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения и навигация сложнопрофильных скважин. Уфа: ООО «Монография», 2016. 164 с. ISBN: 978-5-94920-174-9.
3. Левинсон Л.М., Мухаметов Ф.Х. Управление искривлением наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Уфа: УГНТУ, 2019. 184 с. ISBN: 978-5-7831-1840-1.
4. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Монография, 2019. 317 с. ISBN 978-5-94920-197-8.
5. Басович В.С., Буяновский И.Н., Сапунжи В.В. Комбинированные бурильные колонны для проходки горизонтальных участков и боковых стволов малого диаметра с применением алюминиевых труб // Бурение и нефть. 2013. № 6. С. 61-64.
6. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Методика расчета оптимального соотношения легкосплавных бурильных труб к стальным в составе комбинированной бурильной колонны при бурении горизонтальных скважин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: матер. Междунар. науч.-практ. конф. Альметьевск: АГНИ, 2018. Т. 1. С. 386-392. EDN: YXEVXG.
7. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Применение стальных и легкосплавных бурильных труб в составе комбинированной бурильной колонны при бурении горизонтальных скважин большой протяженности // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2020. Т. 18. № 1. С. 22-31. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-1-22-31>. URL: <http://ngdelo.ru/article/view/10202>.
8. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф. Уфа: УГНТУ, 2005. С. 113-115. EDN:

#### References

1. Mukhametov F. Kh. Razrabotka eksperimental'noy ustanovki dlya provedeniya issledovaniy protsessov peredachi nagruzki na doloto i transportirovaniya shlama v gorizontalnykh skvazhinakh [Development of an Experimental Setup for Conducting Research on the Processes of Transferring Load on the Bit and Transporting Cuttings in Horizontal Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 1 (147), pp. 36-51. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-36-51>. EDN: FRLZUW.
2. Levinson L.M., Chukurov G.K., Levinson M.L., Mukhametov F.Kh. *Tekhnologiya bureniya i navigatsiya slozhnoprofil'nykh skvazhin* [Drilling Technology and Navigation of Complex-Profile Wells]. Ufa, Monograph Publ., 2016. 164 p. ISBN: 978-5-94920-174-9. [in Russian].
3. Levinson L.M., Mukhametov F.Kh. *Upravlenie iskrivleniem naklonno-napravlennykh i gorizontalnykh skvazhin* [Controlling the Curvature of Directional and Horizontal Wells]. Ufa, UGNTU Publ., 2019. 184 p. ISBN: 978-5-7831-1840-1. [in Russian].
4. Levinson L.M., Agzamov F.A., Konesev V.G., Mukhametov F.Kh. *Tekhnologiya bureniya gorizontalnykh skvazhin* [Technology of Drilling Horizontal Wells]. Ufa, Monograph Publ., 2019. 317 p. ISBN 978-5-94920-197-8. [in Russian].
5. Basovich V.S., Buyanovsky I.N., Sapunzhi V.V. *Kombinirovannye buril'nye kolonny dlya prokhodki gorizontalnykh uchastkov i bokovykh stvolov malogo diametra s primeneniem alyuminievyykh trub* [Combined Drill Strings for Drilling Horizontal Sections and Small-Diameter Sidetracks Using Aluminum Pipes]. *Burenie i nef' - Drilling and Oil*, 2013, No. 6, pp. 61-64. [in Russian].
6. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M. *Metodika rascheta optimal'nogo sootnosheniya legkosplavnykh buril'nykh trub k stal'nym v sostave kombinirovannoi buril'noi kolonny pri burenii gorizontalnykh skvazhin* [Methodology for Calculating the Optimal Ratio of Light-Alloy Drill Pipes to Steel as Part of a Combined Drill String when Drilling Horizontal Wells]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli»* [Materials of the International Scientific-Practical Conference «Achievements, Problems and Prospects for the Development of the

RLCYSL.

9. Хабибуллин И.А. Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при бурении горизонтальных скважин: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. 160 с.

10. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М., Ризванов Д.Р. Исследования по рациональному оребрению замка центратора-турбулизатора для совершенствования процесса транспортирования шлама // Актуальные проблемы науки и техники-2016: матер. IX Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. Уфа: УГНТУ, 2016. Т. 1. С. 46-48.

11. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Особенности очистки горизонтальных участков ствола скважины // Актуальные проблемы науки и техники: сб. тр. VI Междунар. науч.-практ. конф. молодых учёных. Уфа, 2013. Т. 1. С. 33-34.

12. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Разработка компоновки бурильной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка на шельфе северных морей // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2021. Т. 19. № 2. С. 27-36. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-2-27-36. URL: <http://ngdelo.ru/article/view/10849>. EDN: NQJFZ.

13. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2015. № 3. С. 23-27. EDN: TWDLJP.

Oil and Gas Industry»]. Almetyevsk, AGNI Publ., 2018, Vol. 1, pp. 386-392. EDN: YXEVXG. [in Russian].

7. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M. Primenenie stal'nykh i legkosplavnykh buril'nykh trub v sostave kombinirovannoi buril'noi kolonny pri burenii gorizonta'nykh skvazhin bol'shoi protyazhennosti [The Use of Steel and Light Alloy Drill Pipes as Part of a Combined Drill String when Drilling Long Horizontal Wells]. *Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» – Online Edition «Oil and Gas Business»*, 2020, Vol. 18, No. 1, pp. 22-31. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-1-22-31>. URL: <http://ngdelo.ru/article/view/10202>. [in Russian].

8. Akbulatov T.O., Khabibullin I.A., Levinson L.M. Issledovanie protsessov transporta chastits shlama pri promyvke gorizonta'nykh skvazhin [Study of Transport Processes of Sludge Particles During Flushing of Horizontal Wells]. *Sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoi nauchno-tekhneskoi konferentsii «Povyshenie kachestva stroitel'stva skvazhin»* [Collection of Scientific Papers International Scientific and Technical Conference «Improving the Quality of Well Construction»]. Ufa, UGNTU Publ., 2005, pp. 113-115. EDN: RLCYSL. [in Russian].

9. Khabibullin I.A. *Sovershenstvovanie protsessov transportirovaniya vyburennoi porody pri burenii gorizonta'nykh skvazhin: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Processes of Transporting Drilled Rock when Drilling Horizontal Wells: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 2008. 160 p. [in Russian].

10. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M., Rizvanov D.R. Issledovaniya po ratsional'nomu orebreniyu zamka tsestratora-turbulizatora dlya sovershenstvovaniya protsessa transportirovaniya shlama [Research on Rational Fins of a Centralizer-Turbulator to Improve the Process of Sludge Transportation]. *Materialy IX Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh «Aktual'nye problemy nauki i tekhniki-2016»* [Materials of the IX International Scientific-Practical Conference of Young Scientists «Current Problems of Science and Technology-2016»]. Ufa, UGNTU Publ., 2016, Vol. 1, pp. 46-48. [in Russian].

11. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M. Osobennosti ochistki gorizonta'nykh uchastkov stvola skvazhiny [Features of Cleaning Horizontal Sections of a Wellbore]. *Sbornik trudov VI Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh «Aktual'nye problemy nauki i tekhniki»* [Collection of Papers of VI International Scientific-Practical Conference of Young Scientists «Current Problems of Science and Technology»]. Ufa, 2013, Vol. 1, pp. 33-34. [in Russian].

12. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M. Razrabotka komponovki buril'noi kolonny dlya skvazhin s bol'shoi protyazhennost'yu gorizonta'nogo uchastka na shel'fe severnykh morei [Development of a Drill String Assembly for Wells with a Large Horizontal Section on the Shelf of the Northern Seas].

*Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» – Online Edition «Oil and Gas Business», 2021, Vol. 19, No. 2, pp. 27-36. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-2-27-36. URL: <http://ngdelo.ru/article/view/10849>. EDN: NQJJFZ. [in Russian].*

13. Balaba V.I., Zinchenko O.D. Tekhnicheskie sredstva dlya povysheniya effektivnosti gidrotransporta shlama pri burenii naklonnykh i gorizontaľnykh uchastkov stvola skvazhin [Technical Means for Increasing the Efficiency of Hydraulic Transport of Cuttings when Drilling Inclined and Horizontal Sections of Wellbore]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa – Equipment and Technologies for the Oil and Gas Complex*, 2015, No. 3, pp. 23-27. EDN: TWDLJP. [in Russian].

#### Информация об авторе

• Мухаметов Флюс Ханифович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант и преподаватель кафедры «Бурение  
нефтяных и газовых скважин»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
Flus664877@gmail.com

#### Information about the author

• Mukhametov Flus Kh.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Postgraduate Student and Lecturer of Oil  
and Gas Well Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
Flus664877@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 22.01.2024; одобрена после рецензирования 12.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 22.01.2024; approved after reviewing 12.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 39-50. ISSN 1998-8443 (print)*  
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 39-50. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.24.051

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-39-50

EDN: JBYJSQ

## ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ СТОЙКОСТИ ВНУТРЕННИХ РЯДОВ СТАЛЬНОГО ВООРУЖЕНИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПРИ БУРЕНИИ ВАЛУННО-ГАЛЕЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Карим Рамилевич Валямов<sup>1,2</sup>, Гниятулла Гарифуллович Ишбаев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>2</sup>ООО НПП «БУРИНТЕХ», Уфа, Россия

<sup>1</sup>karimrus@gmail.com

<sup>2</sup>bit@burinteh.com

Автор, ответственный за переписку: Карим Рамилевич Валямов, karimrus@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассматриваются вопросы, затрагивающие повышение производительности шарошечных долот при бурении мягких и мягко-средних горных пород с включениями валунно-галечных отложений путем обоснования решений по увеличению относительного запаса прочности стального вооружения, который выражается в увеличении ударной вязкости материала для изготовления шарошек в совокупности с усилением геометрии стального вооружения. Эффективность работы породоразрушающего инструмента, и, как следствие, разрушения горной породы в течение всего цикла бурения, напрямую зависит от ресурса и стойкости элементов вооружения долот. При бурении верхних интервалов месторождений

Восточно-Сибирского региона, сложенных мягкими и мягко-средними горными породами с включениями валунно-галечных отложений, наблюдается проблема преждевременного износа вооружения долот. Подвергаются катастрофическому износу как PDC долота по причине сколов и сломов резцов PDC, так и шарошечные долота. Использование шарошечных долот первого класса, со стальным вооружением, приводит к опережающему износу, выраженному сломом зубьев внутренних рядов. Это приводит к «подвисанию» долота и потере механической скорости проходки. Исходя из этого в работе даны рекомендации по увеличению стойкости стального вооружения для шарошечных долот первого класса.

**Ключевые слова:** нефть, газ, бурение, шарошечное долото, породоразрушающий инструмент, стальное вооружение, фрезерованное вооружение, износ

---

---

**Для цитирования:** Валямов К. Р., Ишбаев Г. Г. Обоснование решений по увеличению стойкости внутренних рядов стального вооружения шарошечных долот при бурении валунно-галечных отложений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 39-50. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-39-50>. EDN: JBYJSQ.

Original article

## SUBSTANTIATION OF SOLUTIONS TO INCREASE THE DURABILITY OF THE INNER ROWS OF STEEL TEETH OF ROLLER CONE BITS DURING DRILLING OF BOULDER-PEBBLE ROCK FORMATIONS

Karim R. Valyamov<sup>1,2</sup>, Giniyat G. Ishbaev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>2</sup>BURINTEKH Ltd, Ufa, Russia

<sup>1</sup>karimrus@gmail.com

<sup>2</sup>bit@burinteh.com

Corresponding author: Karim R. Valyamov, karimrus@gmail.com

**Abstract.** The article deals with issues concerning the increase in the productivity of roller bits when drilling soft and soft-medium rocks with inclusions of boulder-pebble formations by justifying solutions to increase the relative safety margin of steel teeth expressed in an increase of the impact strength of the material for making cones in combination with an increase in the geometry of steel teeth. The efficiency of the rock-crushing tool and, as a result, the destruction of rock during the entire drilling cycle, directly depends on the resource and durability of the elements of the roller bit. When drilling the upper intervals of deposits in the

East Siberian region, composed of soft and soft-medium rocks with inclusions of boulder-pebble deposits, there is a problem of premature wear of the drill bit. Both PDC bits are subject to catastrophic wear due to chips and fractures of PDC cutters, as well as roller bits. The use of first-class roller bits with steel teeth leads to advanced wear, expressed by the scrapping of the teeth of the inner rows. This leads to a «hanging» of the bit and a loss of mechanical penetration speed. Based on this, the work provides recommendations for increasing the durability of steel teeth for first-class roller cone bits.

**Keywords:** oil, gas, drilling, roller cone bit, rock-crushing tool, steel teeth bit, milled teeth, wear

---

---

**For citation:** Valyamov K. R., Ishbaev G. G. Obosnovaniye resheniy po uvelicheniyu stoykosti vnutrennikh ryadov stal'nogo vooruzheniya sharoshechnykh dolot pri burenii valunno-galechnykh otlozheniy [Substantiation of Solutions to Increase the Durability of the Inner Rows of Steel Teeth of Roller Cone Bits during Drilling of Boulder-Pebble Rock Formations]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 39-50. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-39-50>. EDN: JBYJSQ.

Шарошечное долото, применяемое в качестве породоразрушающего инструмента, является основополагающим компонентом буровой системы, принципиально влияющим на эффективность всего процесса бурения. Оно представляет собой сложную и многокомпонентную систему, поэтому производительность, надёжность и продолжительность работы долота зависят как от совершенства конструкции и качества изготовления, так и от правильной эксплуатации, соблюдения режимных параметров бурения [1, 2].

Общеизвестно, что при бурении мягких пород зубья шарошек должны внедряться в горную породу и откалывать от забоя частицы шлама так, чтобы промывочная жидкость выносила разрушенную породу с забоя. Иными словами, в кинематике работы долота должна преобладать скалывающая способность. Для достижения максимальной скорости бурения при внедрении зуба в породу он должен проворачиваться за счет проскальзывания шарошки. Соответственно, конструкция долота должна оказывать максимальное воздействие на забой, которое достигается при малом угле наклона цапфы в  $33^\circ$  в совокупности с максимально возможным смещением осей шарошек до 10 мм и большим вылетом и малым углом заострения зубьев.

На основании базовых методик проектирования шарошечных долот установлено, что для габарита 295,3-311,1 мм параметр

смещения осей шарошек должен быть равен 10 мм, угол наклона цапфы  $33^\circ$  [1, 3].

Однако при прохождении интервалов, насыщенных валунно-галечными отложениями, данная конфигурация, обеспечивающая максимальную скорость проходки на основном протяжении бурения секции, приводит к катастрофическому преждевременному износу, который выражен сломом зубьев. Для увеличения стойкости вооружения и обеспечения высоких значений механической скорости проходки, на всех интервалах применения, предлагается разработка следующих методических и технологических решений. Они включают в себя увеличение относительного запаса вооружения без влияния на конструктивные особенности шарошечного долота (параллельное смещение осей, количество зубьев на внутренних и калибрующих рядах, угловое смещение осей, угол наклона цапфы) за счет коррекции геометрии зубьев стального вооружения. Совокупность с увеличением прочностных характеристик материала изготовления шарошек позволит увеличить относительный запас вооружения по рядам.

Проблема повышения стойкости вооружения шарошечных долот первого класса была рассмотрена группой ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета. Разработанная методика определения относительного запаса вооружения позволяет обобщить износостойкость и

ресурс вооружения для каждого венца шарошек долота. На основании методики расчета относительного запаса вооружения по рядам проведен расчет относительного запаса вооружения для шарошечного долота БИТ 295,3 Z1RSJ U643 (IADC 117), предназначенного для бурения горных пород категорий М и МС. Результаты приведены на рисунке 1.

Наблюдается снижение относительного запаса вооружения на внутренних рядах за счет минимального скалывающего эффекта в нейтральном сечении шарошки долота и приводит к опережающему износу, выраженному сломом зубьев указанных рядов. Это приводит к «подвисанию» долота и потере механической скорости проходки.

К решениям, которые могут положительно влиять на увеличение износостойкости стального вооружения шарошечных долот, можно отнести:

- 1) совершенствование армирующих материалов;
- 2) совершенствование геометрии вооружения;
- 3) совершенствование материалов изготовления шарошек долот.

Критически важное влияние на износостойкость стального вооружения при сломах зубьев, при бурении валунно-галечных отложений, представленных в разрезе в виде пропластков в легкобуримой среде, имеют физико-механические свойства основного материала изготовления буровых шарошечных долот.

Увеличение износостойкости стального вооружения при бурении валунно-галечных отложений должно обеспечиваться совершенствованием физико-механических свойств и совершенствованием геометрии стальных зубьев [2, 4].

Для бурения мягких горных пород «М» зубья делаются с большим вылетом. Шаг задается таким образом, чтобы было обеспечено беспрепятственное внедрение находящегося в контакте с горной породой зуба на глубину, равную высоте зуба. Для долот, предназначенных для бурения средних пород «С», перемежающихся твердыми и абразивными (песчаниками), величина смещения осей шарошек в плане принимается минимальной, но достаточной для получения высоких скоростей бурения в глинистых породах [3, 5].

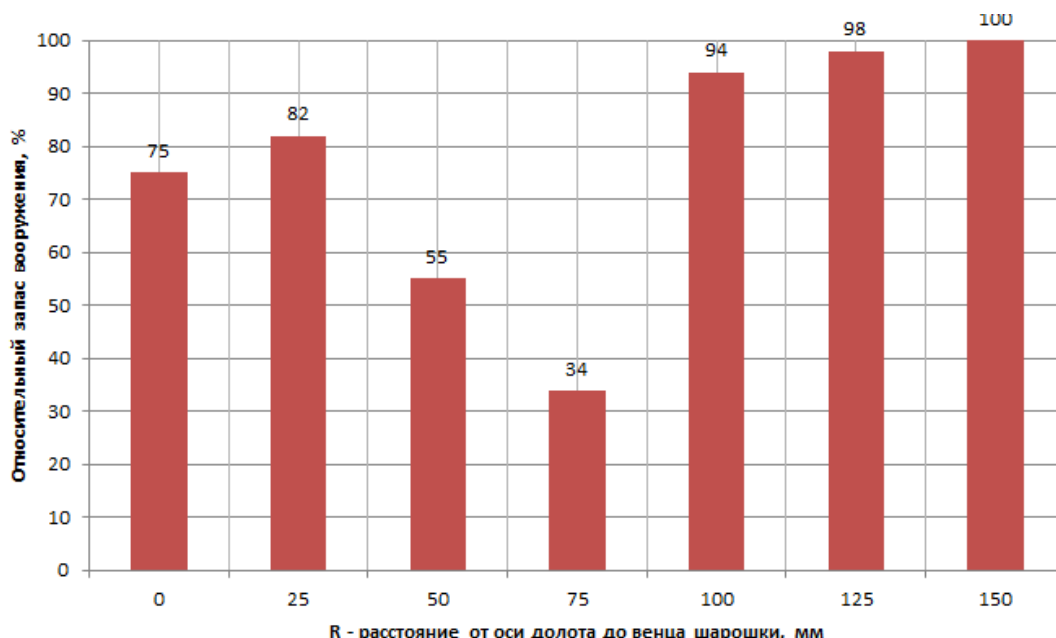


Рисунок 1. Относительный запас вооружения БИТ 295,3 Z1RSJ U643 (IADC 117)

Figure 1. Relative stock of weapons BIT 295,3 Z1RSJ U643 (IADC 117)

Долота для бурения средних пород обеспечивают эффективное разрушение пропластков пород значительной твердости и абразивности, поэтому зубья делаются более короткими, фрезеруются с меньшим шагом и большим углом заострения. Промежуточными между указанными ранее типами «М» и «С» являются долота «МС», предназначенные для бурения мягких и средних пород (плотные глины с частыми прослоями мергелей, песчаники, соли, гипс и т.д.). Учитывая, что эти долота должны работать в пропластках пород повышенной твердости (песчаниках), для них принято смещение шарошек, аналогичное долотам типа «С». Для придания лучших скоростных показателей бурения мягких, пластичных пород, углы наклона цапф и углы конусов шарошек, а также условный угол калибровки скважины делаются близкими либо одинаковыми с долотами типа «М», а длину зубьев и их количество выбирают промежуточными между долотами типов «М» и «С» [6-8]. Применение шарошечных долот в условиях бурения верхних интервалов Восточно-Сибирского региона, преимущественно сложенного мягкими и мягко-средними горными породами, для которых наиболее эффективно для достижения высоких скоростей проходки применять шарошечные долота с кодом IADC от 117 до 217. Данный тип вооружения и конструкции долота обеспечивает высокую эффективность поражения забоя за счет преобладания скалывающего эффекта в совокупности с высокой агрессивностью вооружения. Преимущественно используется конструкция с семью рядами зубьев, в общей сложности количество зубьев составляет от 65 до 87 в зависимости от профиля вооружения у различных производителей и соответствует коду IADC 117, так как при помощи именно этого типа долот достигается наиболее высокая скорость проходки. Применение шарошечных долот «МС» с малыми значениями смещения и низкой агрессивностью вооружения приводит к снижению механической скорости проходки.

Для данных условий бурения актуально применять усиленное вооружение шарошеч-

ных долот при сохранении максимально возможного смещения и агрессивности вооружения, т.е. увеличение твердости горных пород компенсируется увеличением прочностных параметров элементов стального вооружения. Усиление вооружения производится по следующим основным параметрам стальных зубьев шарошек долота.

Параметрами, характеризующими стальные зубья, являются:

- угол заострения зуба - угол между набегающей и сбегающей гранями зуба. Чем выше значение угла, тем большую прочность имеет зуб, но снижается внедрение в породу за счет большей площади контакта зуба с горной породой, значения варьируются от  $41^\circ$  до  $50^\circ$ ;

- притупление зуба - расстояние между набегающей и сбегающей гранями зуба. Чем выше значение притупления, тем большую прочность имеет зуб, но снижается эффективность разрушения горной породы. Увеличивается значение притупления зуба с ростом твердости горных пород. Для мягких и мягко-средних значение составляет 2-3 мм;

- ширина зуба - расстояние между крайними точками в продольной плоскости зуба, зависит от расположения на схеме самоочистения и количества рядов зубьев долота. С увеличением твердости буримых горных пород величина снижается;

- высота зуба - расстояние от тела шарошки до максимальной верхней точки зуба в его вертикальной проекции. С увеличением твердости горных пород значение снижается. Также зависит от расположения зубьев на схеме самоочистения. В таблице 1 приведено сравнение основных геометрических параметров зубьев долота, применяемых на данный момент и предлагаемых по результатам исследования в данной работе. Варианты исполнения зубьев представлены на рисунке 2.

Постоянная для всех типов зубьев площадь обеспечивает равную удельную нагрузку на горную породу, что исключает снижение механической скорости проходки при одинаковых значениях осевой нагрузки и количества зубьев на венцах шарошек долота.

Таблица 1. Варианты исполнения зубьев

Table 1. Teeth versions

Параметры зубьев	Тип зубьев		
	Стандартный	Усиленный	Пирамидальный
Высота Н, мм	29	29	29
Притупление Е, мм	3	4	3-14
Ширина В, мм	16,9	18,9	18,9
Угол заострения $\alpha$ , град	43	46	48
Площадь вершины зуба S, мм <sup>2</sup>	41	46	46

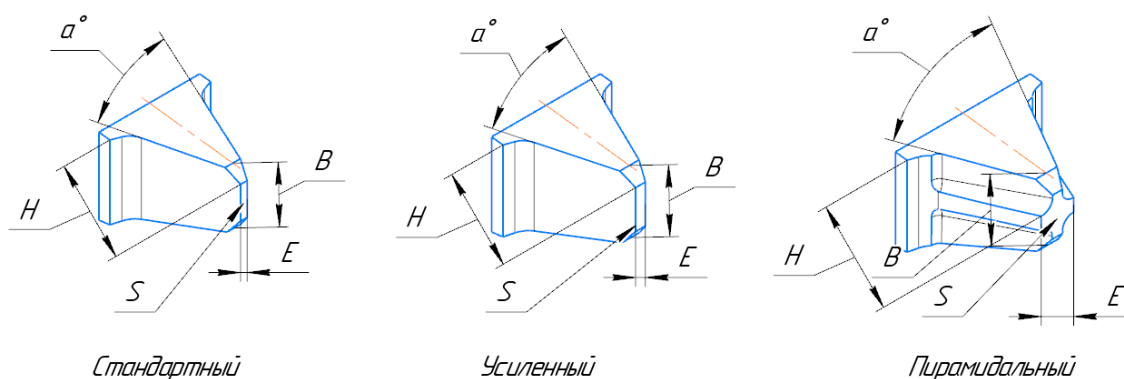


Рисунок 2. Варианты исполнения зубьев

Figure 2. Teeth designs

Решением для бурения интервалов залегания валунно-галечных отложений, призванным снизить слом зубьев, стала усиленная (пирамидальная) конструкция стального зуба шарошки бурового долота [9].

Для всех типов зубьев обеспечивается приблизительно равная удельная нагрузка на горную породу за счет площади контакта от 41 до 46 мм<sup>2</sup>, что исключает значительное снижение механической скорости проходки при одинаковых значениях осевой нагрузки и

количества зубьев на венцах шарошек долота с сохранением средней эффективности разрушения горной породы.

Усиление зубьев за счет увеличения угла заострения в совокупности с увеличением ширины зуба приводит к увеличению стойкости зуба при воздействии на него статических и динамических нагрузок.

Все нагрузки на стальное вооружение, описанные выше, носят динамический ударный характер. Учитывая это, можно говорить

о необходимости увеличения способности основного материала изготовления шарошек долот противостоять динамическим ударным нагрузкам - увеличению физико-механических свойств долотной стали. Способность долотной стали противодействовать динамическим (ударным) нагрузкам зависит от величины ударной вязкости стали.

Ударная вязкость - способность материала, в данном случае долотной стали, поглощать механическую энергию в процессе деформации и разрушения под действием ударной нагрузки. Основным отличием ударных нагрузок от воздействия при растяжении, сжатии или изгибе является гораздо более высокая скорость выделения энергии на совершение воздействия на материал. Таким образом, ударная вязкость характеризует способность материала к быстрому поглощению энергии. Ее значение зависит от процентного соотношения легирующих элементов и последующей комплексной химико-термической обработки конечного изделия.

Основная задача материалов, которые применяются в шарошках и лапах буровых шарошечных долот, - это обеспечение высокой работоспособности подшипниковых узлов с одновременным обладанием высоких прочностных характеристик (предел текучести, временное сопротивление, ударная вязкость, относительное сужение, относительное удлинение), а также обладанием высокими пока-

зателями к абразивному и контактно-усталостному износу. Для производства буровых шарошечных долот применяются специальные марки сталей, такие как 15НЗМА, 19ХГНМА, 14ХНЗМА, и наиболее корректно проводить сравнение именно с данными моделями сталей, потому что данные стали обладают наиболее схожими физико-механическими свойствами, а главное - обладают сопоставимыми эксплуатационными характеристиками [3].

На рисунке 3 схематично показана шарошка долота БИТ 295,3 Z1RSJ, в которой светло-серым цветом обозначена зона с «мягкой» сердцевиной значения твердости, в которой значения твердости должны быть в диапазоне 20-42 HRC, а темно-серой - цементированной упрочненной поверхности со значением твердости 56-62 HRC.

Детали буровых шарошечных долот, кроме прочих, подвергаются значительным ударным нагрузкам, поэтому должны обладать достаточно вязкой структурой сердцевины. Поэтому для эффективного применения долотной стали требуется поддержание баланса физико-механических свойств и прокаливаемости. Здесь важно понимать, что шарошечные долота являются инструментом дробяще-скалывающего действия и испытывают постоянные динамические нагрузки, при этом работают в крайне агрессивной среде.

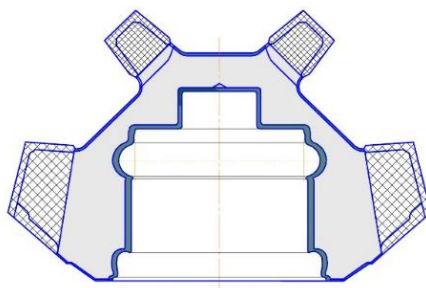


Рисунок 3. Схема распределения твердости по сечению шарошки

Figure 3. The scheme of hardness distribution over the cross section of the cone

Основными выходными параметрами для марок долотной стали являются физико-механические свойства, которые могут быть получены после химико-термической обработки, и приведены в таблице 2. Физико-механические свойства предлагаемой марки стали превосходят физико-механические свойства применяемой на данный момент стали 19ХГНМА по ударной вязкости за счет

увеличенного содержания Ni в составе предлагаемой стали. Обоснование применения долотной стали 19ХГНЗМА приведено ниже. Сталь 19ХГНЗМА отличается увеличенным параметром ударной вязкости, которая позволяет воспринимать большую нагрузку без разрушения образца. Результаты испытаний физико-механических свойств на стандартных образцах показаны в таблицах 3, 4 [10].

**Таблица 2.** Физико-механические свойства марок сталей

**Table 2.** Physical and mechanical properties of steel types

Марка стали	$\sigma_B, \text{Н/мм}^2$ (кгс/мм <sup>2</sup> )	$\sigma_{0,2}, \text{Н/мм}^2$ (кгс/мм <sup>2</sup> )	$\delta, \%$	$\psi, \%$	КСУ, Дж/см <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )
	Не менее				
14ХНЗМА	980 (100)	882 (90)	12	50	107,8 (11)
15НЗМА	784 (80)	686 (70)	12	55	107,8 (11)
19ХГНМА	833 (85)	735 (75)	12	45	78,4 (8)
19ХГНЗМА	835 (86)	735 (75)	12	50	98 (10)

**Таблица 3.** Результаты испытаний на растяжение (для стали 19ХГНЗМА)

**Table 3.** Tensile test results (for steel 19HGN3MA)

Тип образца ГОСТ 1497-84	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %
III	1006,1	1275,2	11,6	52,0
Прогноз	$\geq 785$	$\geq 883$	$\geq 11$	$\geq 50$

**Таблица 4.** Результаты испытаний на ударный изгиб (для стали 19ХГНЗМА)

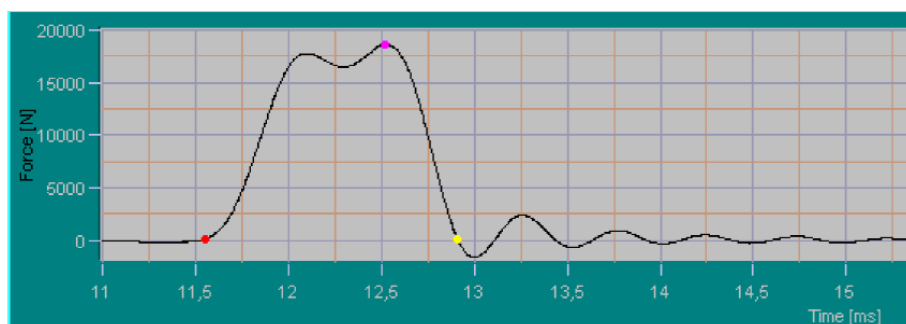
**Table 4.** Impact bending test results (for steel 19HGN3MA)

Тип образца по ГОСТ 9454-78	Площадь сечения образца, см <sup>2</sup>	Работа разрушения, Дж	Ударная вязкость КСУ, Дж/см <sup>2</sup>
1	0,800	104,9	100,2
Прогноз	-	-	$\geq 98$

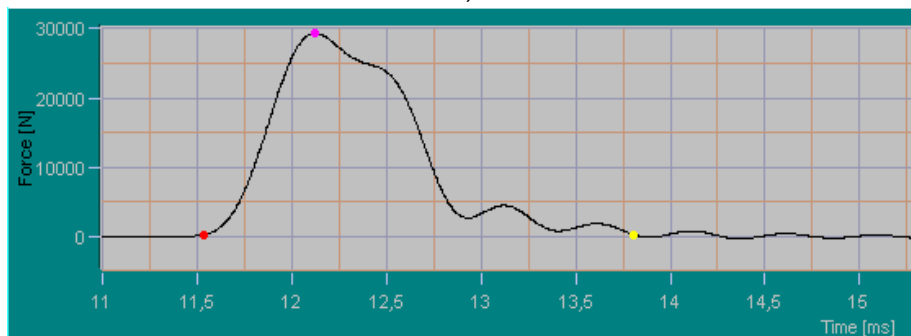
Из анализа таблиц 2-4 видно, что происходит увеличение фактических значений ударной вязкости относительно стандартного материала.

По данным расчетов зубьев стального вооружения в программном модуле Ansys установлено, что при ударном приложении нагрузки сила, требуемая для разрушения образца пирамидальной формы из стали 19ХГНЗМА, на 33 % выше (рисунок 4), чем для стандартной конструкции зубьев. Иными словами, увеличение угла заострения зуба  $\alpha$

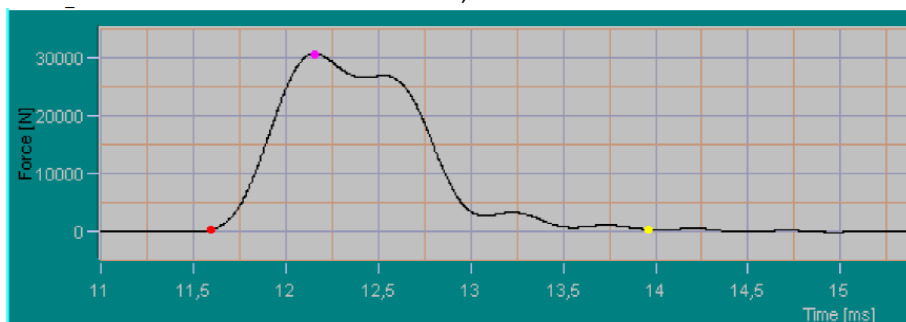
в совокупности с увеличением притупления зуба  $E$  при неизменной высоте зуба  $H$  и наличии ребер жесткости, образующих в сечении пирамидальную форму зубьев, в совокупности с изготовлением из стали 19ХГНЗМА положительно сказывается на способности зуба воспринимать динамические (ударные) нагрузки. Это обеспечивает увеличение стойкости зубьев к ударным нагрузкам и обосновывает выбор геометрических параметров зубьев стального вооружения.



a)



b)



c)

Рисунок 4. График нагружения при ударных испытаниях стандартного (a), усиленного (b) и пирамидального (c) зубьев

Figure 4. Loading schedule for impact tests of standard (a), reinforced (b) and pyramidal (c) teeth

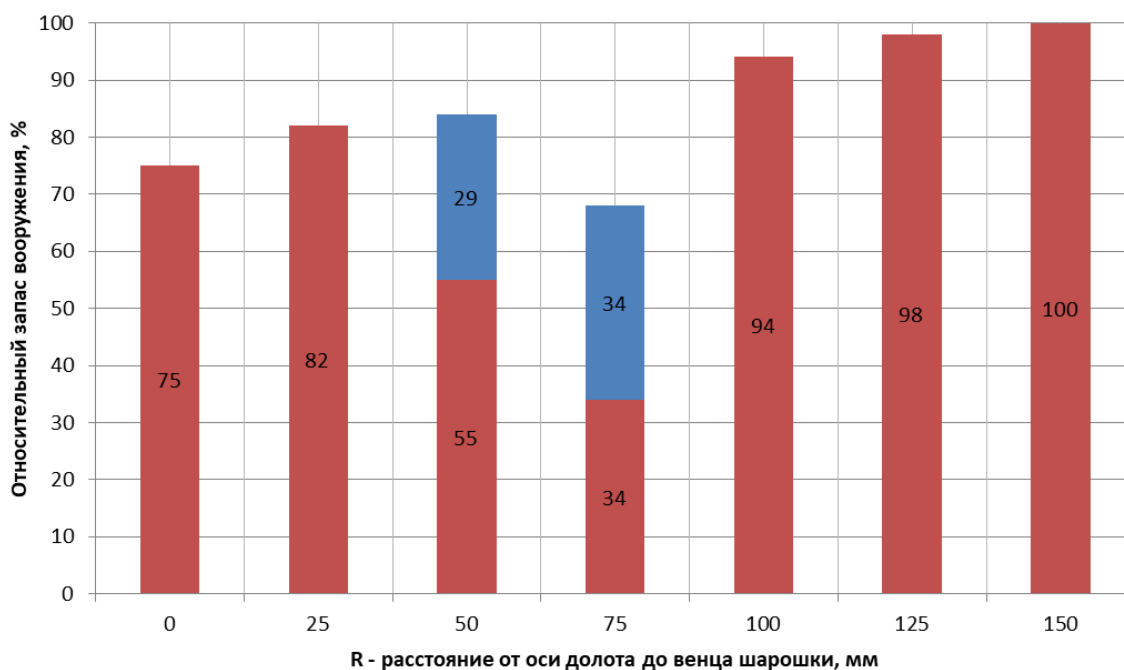


Рисунок 5. Отосительный запас вооружения БИТ 295,3 Z2RSJ U700 (IADC 117)

Figure 5. Relative stock of teeth bit BIT 295,3 Z2RSJ U700 (IADC 117)

Указанные технико-технологические решения позволяют говорить о разработке зубьев стального вооружения шарошечных долот в совокупности с изготовлением шарошек из материала 19ХГНЗМА, которые обеспечивают увеличение стойкости вооружения к ударным нагрузкам и обеспечивают прирост относительного запаса вооружения по рядам для разработанного долота БИТ 295,3 Z2RSJ U700 (рисунок 5).

#### Выводы

По результатам проведенных работ, которые описываются в статье, установлено, что пирамидальная геометрия зубьев обеспечивает наименьшие суммарные напряже-

ния в сравнении со стандартной геометрией стального вооружения за счет наличия ребер жесткости, образующих восьмигранную пирамиду, и изготовления шарошек из стали 19ХГНЗМА.

Это, в свою очередь, обеспечивает рост относительного запаса вооружения для внутренних рядов шарошечных долот для бурения мягких и мягко-средних горных пород на значения от 29 % до 34 %.

Увеличение относительного запаса вооружения внутренних рядов повышает эффективность бурения мягких горных пород, осложненных валунно-галечными отложениями, путем применения шарошечных долот с пирамидальным стальным вооружением.

Список источников

1. Мокшин А.С., Владиславлев Ю.Е., Комм Э.Л. Шарошечные долота. М.: Недра, 1971. 216 с.
2. Шарипов А.Н., Мингазов Р.Р. Долота для бурения по твердым породам // Бурение и нефть. 2012. № 12. С. 46-48. EDN: PJOEWZ. 9
3. ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. Технические условия. Минск: Межгосуд. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2003. 11 с.
4. Ишбаев Г.Г., Валямов К.Р. Разработка нового типа геометрии стального вооружения шарошечных долот // Бурение и нефть. 2023. № 11. С. 44-46.
5. Чулкова В.В. Опыт применения долот PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2012. № 2. С. 12-13. EDN: TMBEML.10
6. Сериков Д.Ю., Ясашин В.А. Повышение эффективности работы шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2014. № 1. С. 29-30.
7. Сериков Д.Ю., Ясашин В.А. Анализ конструкций шарошечных буровых долот с косозубым вооружением // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2014. № 1. С. 28-31. EDN: RWLEJL.
8. Сериков Д.Ю. Исследование проскальзывания косозубого вооружения шарошечных долот при бурении мягких пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 2. С. 4-7. EDN: RWPPHN.
9. Пат. 212334 РФ, МПК Е 21 В 10/16. Шарошка бурового долота / Г.Г. Ишбаев, К.Р. Валямов, В.В. Мыкалкин, И.С. Гуряев. 2022114890, Заявлено 02.06.2022; Оpubл. 18.07.2022.
10. Пат. 2704049 РФ, МПК С 22 С 38/44. Долотная сталь / К.Р. Валямов, Г.Г. Ишбаев, В.В. Лыжин, В.В. Мыкалкин, И.С. Гуряев, А.Г. Балута. 2018135018, Заявлено 03.10.2018; Оpubл. 23.10.2019.

References

1. Mokshin A.S., Vladislavlev Yu.E., Komm E.L. *Sharoshechnye dolota* [Roller Bits]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 216 p. [in Russian].
2. Sharipov A.N., Mingazov R.R. Dolota dlja burenija po tverdym porodam [Bits to Drill Hard Rocks]. *Burenie i neft' - Drilling and Oil*, 2012, No. 12, pp. 46-48. EDN: PJOEWZ.
3. *GOST 20692-2003. Dolota sharoshechnye. Tekhnicheskie usloviya* [State Standard 20692-2003. Roller Bits. Specifications]. Minsk, Mezghosud. sovet po standartizatsii, metrologii i sertifikatsii, 2003. 11 p. [in Russian].
4. Ishbaev G.G., Valyamov K.R. Razrabotka novogo tipa geometrii stal'nogo vooruzheniya sharoshechnykh dolot [Development of a New Type of Milled Teeth Geometry Roller Bits]. *Burenie i neft' - Drilling and Oil*, 2023, No. 11, pp. 44-46. [in Russian].
5. Chulkova V.V. Opyt primeneniya dolot PDC v usloviyah peremezhajushhihsja po tverdosti gornyh porod Uralo-Povolzhskogo regiona [Experience of Using PDC Bits in Conditions of Rocks of Intermittent Hardness in the Ural-Volga Region]. *Vestnik Associacii burovyyh podriyadchikov - Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2012, No. 2, pp. 12-13. EDN: TMBEML.
6. Serikov D.Yu., Yasashin V.A. Povyshenie effektivnosti raboty sharoshechnogo burovogo instrumenta s kosozubym vooruzheniem [Improving the Efficiency of Rotary Drilling Tools with Helical Weapons]. *Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie - Chemical and Oil and Gas Engineering*, 2014, No. 1, pp. 29-30. [in Russian].
7. Serikov D.Yu., Yasashin V.A. Analiz konstruktsii sharoshechnykh burovyykh dolot s kosozubym vooruzheniem [Analysis of Structures of Drill-Bit Roller Cutters with Helical Cutting Equipment]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for the Oil and Gas Complex*, 2014, No. 1, pp. 28-31. EDN: RWLEJL. [in Russian].
8. Serikov D.Yu. Issledovanie proskal'zyvaniya kosozubogo vooruzheniya sharoshechnykh dolot pri burenii myagkikh porod [Study of Slipping of Drill-Bit Helical Cutting Structures While Drilling Soft Rock]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Onshore and Offshore Construction of Oil and Gas Wells*, 2014, No. 2, pp. 4-7. EDN: RWPPHN. [in Russian].
9. Ishbaev G.G., Valyamov K.R., Mykalkin V.V., Guryaev I.S. *Sharoshka burovogo dolota* [Drill Bit Cutter]. Patent RF, No. 212334, 2022. [in Russian].
10. Valyamov K.R., Ishbaev G.G., Lyzhin V.V., Mykalkin V.V., Guryaev I.S., Baluta A.G. *Dolotnaya stal'* [Bit Steel]. Patent RF, No. 2704049, 2019. [in Russian].

**Информация об авторе**

• Валямов Карим Рамилевич  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Соискатель кафедры «Бурение нефтяных  
и газовых скважин»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
НПП «БУРИНТЕХ»  
Инженер-конструктор  
Россия, 450029, Уфа, ул. Юбилейная, 4/1  
karimrus@gmail.com

• Ишбаев Гиниятулла Гарифуллович, доктор  
технических наук, профессор  
ООО НПП «БУРИНТЕХ»  
Генеральный директор  
Россия, 450029, Уфа, ул. Юбилейная, 4/1  
bit@burinteh.com

**Information about the authors**

• Valyamov Karim R.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Applicant of Oil and Gas Wells Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
Burintekh Ltd  
Drill Bit Designer  
4/1, Yubileynaya Str., Ufa, 450029, Russia  
karimrus@gmail.com

• Ishbaev Giniyat G., Doctor of Engineering Sciences,  
Professor  
Burintekh Ltd  
Chief Executive Officer  
4/1, Yubileynaya str., Ufa, 450029, Russia  
bit@burinteh.com

*Статья поступила в редакцию 20.02.2024; одобрена после рецензирования 29.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 20.02.2024; approved after reviewing 29.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 51-60. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 51-60. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 628.9

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-51-60

EDN: BYIPCO

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА

Эльвира Маратовна Альмухаметова<sup>1</sup>, Александр Юльевич Гуторов<sup>2</sup>,  
Арина Дмитриевна Максимова<sup>3</sup>, Раниль Ильвирович Рафиков<sup>4</sup>,  
Александр Андреевич Смагин<sup>5</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup>Институт нефти и газа федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

<sup>1</sup>Elikaza@mail.ru

<sup>2</sup>gutorov@mail.ru

<sup>3</sup>arina80\_00@mail.ru

<sup>4</sup>ranil2002@yandex.ru

<sup>5</sup>san.smagin2015@yandex.ru

Автор, ответственный за переписку: Эльвира Маратовна Альмухаметова,  
Elikaza@mail.ru

**Аннотация.** Одной из ключевых проблем нефтяной промышленности является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые оказывают влияние на эффективность эксплуатации скважинного оборудования. Это приводит к значительным экономическим потерям при добыче и транспортировке продукции. В условиях сокращения ресурсной базы жидких углеводородов невозможность осуществления постоянного контроля над процессом эксплуатации скважин становится критическим фактором для технико-экономических аспектов деятельности нефтегазодобывающих управлений. Анализируются факторы, влияющие на интенсивность образования

АСПО, включая изменение характеристик продуктивных пластов и использование поддержания пластового давления. Необходимость рассмотрения борьбы с АСПО в рамках различных систем и геолого-технических мероприятий важно для эффективного контроля интенсивности отложений. Учет нелинейности процесса образования АСПО представляет собой ключевую точку при решении актуальных вопросов безаварийной эксплуатации скважин. Рекомендуется комплексный подход с учетом особенностей формирования АСПО на различных объектах для повышения эффективности и долговечности скважинного оборудования.

**Ключевые слова:** скважина, продукция, месторождение, отложения, эксплуатация, пласт, нефть

---

---

**Для цитирования:** Альмухаметова Э. М., Гуторов А. Ю., Максимова А. Д., Рафиков Р. И., Смагин А. А. Эффективность эксплуатации скважин осложненного фонда // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 51-60. <http://doi.10.17122/njtj-oil-2024-2-51-60>. EDN: BYIPCO.

Original article

## EFFICIENCY OF COMPLICATED WELL STOCK OPERATION

Elvira M. Almukhametova<sup>1</sup>, Alexander Yu. Gutorov<sup>2</sup>, Arina D. Maksimova<sup>3</sup>, Ranil I. Rafikov<sup>4</sup>, Alexander A. Smagin<sup>5</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup>Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia

**Abstract.** One of the key problems of the oil industry is the of asphalt-resin-paraffin deposit (ARPD) formation which affects the efficiency of well equipment operation. This leads to significant economic losses during extraction and transportation of products. In conditions of a reduction in the resource base of liquid hydrocarbons, the inability of constant monitoring the well operation process becomes a critical factor for the technical and economic aspects of the activities of oil and gas production departments. The factors influencing the intensity of ARPD formation including changes in the characteris-

tics of productive formations and the use of reservoir pressure maintenance are analyzed. The need to ARPD control within the framework of various systems and geological and technical measures is important for effective control of sediment intensity. Taking into account the non-linearity of the ARPD formation process is a key point in solving urgent issues of well safe operation. An integrated approach taking into account the peculiarities of the ARPD formation at various facilities to increase the efficiency and durability of downhole equipment is recommended.

---

---

**Keywords:** well, production, field, deposits, operation, reservoir, oil

---

---

**For citation:** Almukhametova E. M., Gutorov A. Yu., Maksimova A. D., Rafikov R. I., Smagin A. A. Effektivnost' ekspluatatsii skvazhin oslozhnennogo fonda [Efficiency of Complicated Well Stock Operation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 51-60. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-51-60>. EDN: BYIPCO.

На текущий момент проблема выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности оборудования для добычи и транспортировки нефти является актуальным направлением для реализации различных исследований. Данный негативный процесс способствует существенному снижению эффективности подъема флюида на поверхность. Нелинейность протекания процесса выпадения АСПО является одним из факторов, осложняющих планирование и проведение различных мероприятий по профилактике и устранению выпадения различных отложений. Это приводит к снижению межремонтного периода работы добывающих скважин, дополнительным затратам на проведение внеплановых ремонтов и потерь по объему извлекаемого флюида [1].

На текущем этапе разработки нефтяных месторождений недропользователи вынуждены эффективно реализовывать процесс контроля за эксплуатацией фонда добывающих скважин - одного из ключевых активов, максимальное использование которого положительно влияет на технико-экономические аспекты деятельности нефтегазодобывающих управлений. Данная стратегия необходима в силу следующих обстоятельств, оказывающих влияние на эффективность реализации производственных процессов [2]:

- значительное сокращение традиционной ресурсной базы жидких углеводородов;
- снижение объемов добычи нефти;
- невозможность качественной реализации различных мероприятий по интенсификации, что приводит к недостижению проектных показателей;
- снижение межремонтного периода;

- активное использование системы поддержания пластового давления для вытеснения остаточных запасов нефти, эффективная работа которой возможна лишь с учетом геолого-физических характеристик и особенностей продуктивных пластов;

- повсеместное использование различных геолого-технических мероприятий, которые оказывают влияние на процессы, происходящие в околоскважинной зоне пласта [3].

Одной из наиболее актуальных проблем, возникающих на современном этапе добычи и транспортировки нефти, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Данный вид осложнения основан на формировании и накоплении смеси веществ, преимущественно органического происхождения, затрудняющих процесс движения жидкости как в системе сбора и подготовки, так и в скважинах за счет уменьшения полезной площади сечения насосно-компрессорных труб (НКТ) или же закупоривания перфорационных отверстий [4]. С учетом того что на многих месторождениях нефти, разрабатываемых с использованием заводнения, для поддержания проектных показателей по добыче используется комплексный подход в виде симбиоза различных геолого-технических мероприятий, влияющих на конечные параметры добываемой продукции, не всегда удается эффективно регулировать процесс выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений. Это накладывает определенные трудности, которые отражаются на показателях работы скважин добывающего фонда, что ставит под сомнение вопрос разработки традиционных ресурсов жидких углеводородов.

Для решения задачи повышения эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин необходимо рассмотреть понятие «асфальтосмолопарафиновые отложения» в рамках различных систем, где в роли граничных условий будет выступать определенный перечень факторов, оказывающих влияние на процесс выпадения осадков [5].

Природа возникновения АСПО в общем виде может быть охарактеризована нарушением гидродинамического равновесия водогазонефтяной смеси:

$$A\varphi_1 + B\varphi_2 + C\varphi_3 \neq A'\varphi_1' + B'\varphi_1' + C'\varphi_1'$$

где  $A, B, C$  - комплексные параметры, характеризующие особенности фазового состава газонефтеводной смеси;

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$  - параметры гидродинамической устойчивости каждой из трех фаз в зависимости от природных свойств добываемой жидкости (газ, нефть, вода);

$A', B', C'$  - комплексные параметры, характеризующие особенности рассматриваемой системы, в которой происходит образование АСПО для каждой из трех фаз;

$\varphi_1', \varphi_2', \varphi_3'$  - параметры гидродинамической устойчивости каждой из трех фаз в рамках рассматриваемой системы.

При этом существенную роль в предотвращении АСПО при эксплуатации скважин играет показатель глубины, на которой зарегистрировано выпадение отложений [6].

Так, промысловые испытания показывают, что при разработке карбонатных коллекторов на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, залегающих в интервале 980-1250 м, в составе отложений преобладают асфальтосмолистые вещества. Особенностью их формирования на стенках НКТ и подземном оборудовании является неоднородность структуры, что приводит к значительному разбросу значений толщин отложений [7]. С учетом многообразия факторов, оказывающих влияние на ин-

тенсивность выпадения АСПО, на наш взгляд, повышение эффективности эксплуатации скважин с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений в добываемой продукции лежит в плоскости использования и учета опыта борьбы с отложениями на месторождениях со схожими характеристиками флюидов (например, по параметрам вязкости и плотности).

Для успешного применения метода аналогий в совокупности с опытно-промышленными испытаниями первоначально необходимо провести исследования, направленные на:

- анализ восприимчивости АСПО к различным химическим составам, используемым для профилактики образования и удаления отложений;

- поиск и адаптацию технологий, в основе которых лежит применение термического воздействия;

- изучение влияния степени образования АСПО от технологических показателей (например обводненность добываемой продукции);

- выявление закономерностей выпадения АСПО в определенных интервалах в целях изучения возможности использования высокоэффективного подземного оборудования (например стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы).

Выбор данной стратегии при решении задач бесперебойной работы механизированного фонда скважин обусловлен не только необходимостью активного приобщения промысловых данных для анализа, но и значительной сложностью и нелинейностью протекания процесса образования АСПО [8].

Например, формирование отложений на стенках труб носит адсорбционный характер, что сопровождается образованием дополнительной системы, представленной множеством зарядов статического электричества, имеющих одинаковое направление и хаотичность расположения [9]. При возникновении внешних сил (механическое воздействие, вибрационное воздействие и т.п.) происходит то, что на стенках труб остаются не-

скомпенсированные заряды. Со временем это приводит к их повсеместному накоплению в силу постоянного протекания процессов в скважине. В простом виде вышеуказанное может быть представлено следующей математической моделью [10]. Пусть  $t_{ABC}$  - время, с, характеризующее протекание процессов А, В, С.

По аналогии с теорией движения заряженных частиц в электрическом поле запишем систему, которая описывает их перемещение при различных воздействиях:

$$\begin{cases} \Delta X_A = \frac{V_{0A} + V_A}{2} \cdot t_A \\ \Delta X_B = \frac{V_{0B} + V_B}{2} \cdot t_B, \\ \dots \\ \Delta X_n = \frac{V_{0n} + V_n}{2} \cdot t_n \end{cases}$$

где  $\Delta X_A, \Delta X_B, \Delta X_n$  - перемещения заряженных частиц при воздействии процессов;

$V_{0A}, V_{0B}, V_{0n}$  - начальные скорости движения заряженных частиц при воздействии процессов А, В, С;

$V_A, V_B, V_n$  - скорости движения частиц, которые сохраняются до момента окончания воздействия процессами А, В, С.

Из этой системы следует, что при реализации мероприятий, направленных на удаление или предупреждение образования АСПО, важную роль играет учет нелинейности процессов, происходящих в системе «скважина - пласт».

Достаточно отчетливо данный факт отражается при анализе скважин, реализация мероприятий на которых привела либо к краткосрочному эффекту (повышению межремонтного периода на некоторых скважинах, незначительному увеличению коэффициента продуктивности, уменьшению толщины образования АСПО), либо интенсивность отложений в целом не изменилась или вовсе увеличилась, что отразилось на технологических показателях работы скважин.

Так, рассмотрим скважины ХХ1, ХХ2, ХХ3 месторождения, приуроченного к Ножовской группе (Пермский край). Основные параметры добываемой продукции для указанного выше объекта исследования представлены в таблице 1.

Скважины ХХ1-ХХ3 расположены на одной кустовой площадке и числятся в осложненном фонде в силу следующих причин:

- высокая интенсивность отложений АСПО на подземном оборудовании;
- частые срывы подачи насоса;
- интенсивный вынос механических примесей;
- высокая степень взаимовлияния с нагнетательными скважинами (рисунок 1) [11].

В рамках борьбы с АСПО на скважинах месторождения Ножовской группы был реализован ряд мероприятий (термические и механические методы), успешность которых в среднем составила ниже 25 % [12].

При использовании скребков в некоторых случаях отмечено недостаточно эффективное удаление отложений вследствие их твердости. В качестве термических методов были использованы промывка горячей нефтью и спуск греющего кабеля, что, в свою очередь, из-за наличия больших тепловых потерь не позволило решить исследуемый вопрос.

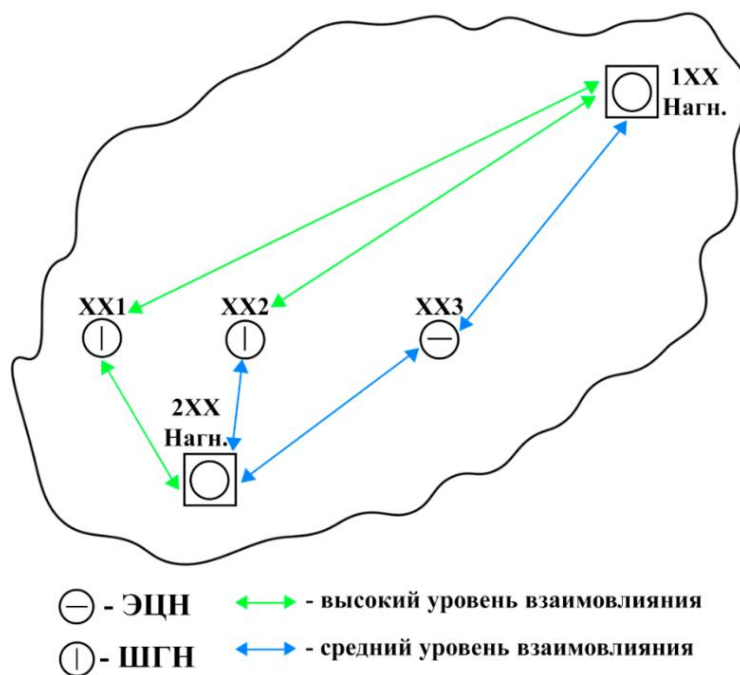
Наиболее часто, согласно исследованиям, толщина АСПО либо снизилась незначительно в определенном интервале исследования, но в рамках общей площади сечения насосно-компрессорных труб увеличилась (выпадение наблюдается в ином интервале), либо существенно повысилась, что отразилось на производительности скважины (среднее снижение дебита по жидкости составило до 5,5 т/сут за время работы 406 сут при среднем дебите скважин от 13 до 15 т/сут).

Исходя из этого при анализе данного фактора особое внимание необходимо обратить, как указывалось выше, на нелинейность образования АСПО в скважинах (рисунок 2) [13].

**Таблица 1.** Варьирование основных параметров добываемой продукции месторождения Ножовской группы по объектам I и II

**Table 1.** Variation of the extracted product main parameters from the Nozhovskaya group of field for Objects I and II

Параметр	Среднее значение показателей
Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{н.ср.пл.}$ , кг/м <sup>3</sup>	874
Плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_{н.ср.пов.}$ , кг/м <sup>3</sup>	888
Вязкость нефти $\mu_{н.ср.}$ , мПа·с	10,54
Среднее содержание серы $W(S)_{ср.}$ , %	1,97
Суммарное содержание компонентов $W(A + B + C)_{ср.}$ , %, где <i>A</i> - смолы; <i>B</i> - парафины; <i>C</i> - асфальтены	24,7
Плотность воды в пластовых условиях $\rho_{в.ср.пл.}$ , кг/м <sup>3</sup>	1174,59
Давление насыщения, МПа	9,52
Глубина залегания, м	1397,7



**Рисунок 1.** Схема взаимовлияния добывающих скважин XX1-XX3 с нагнетательными 1XX Нагн., 2XX Нагн.

**Figure 1.** Scheme of mutual influence of production wells XX1-XX3 with injection wells 1XX Нагн., 2XX Нагн.

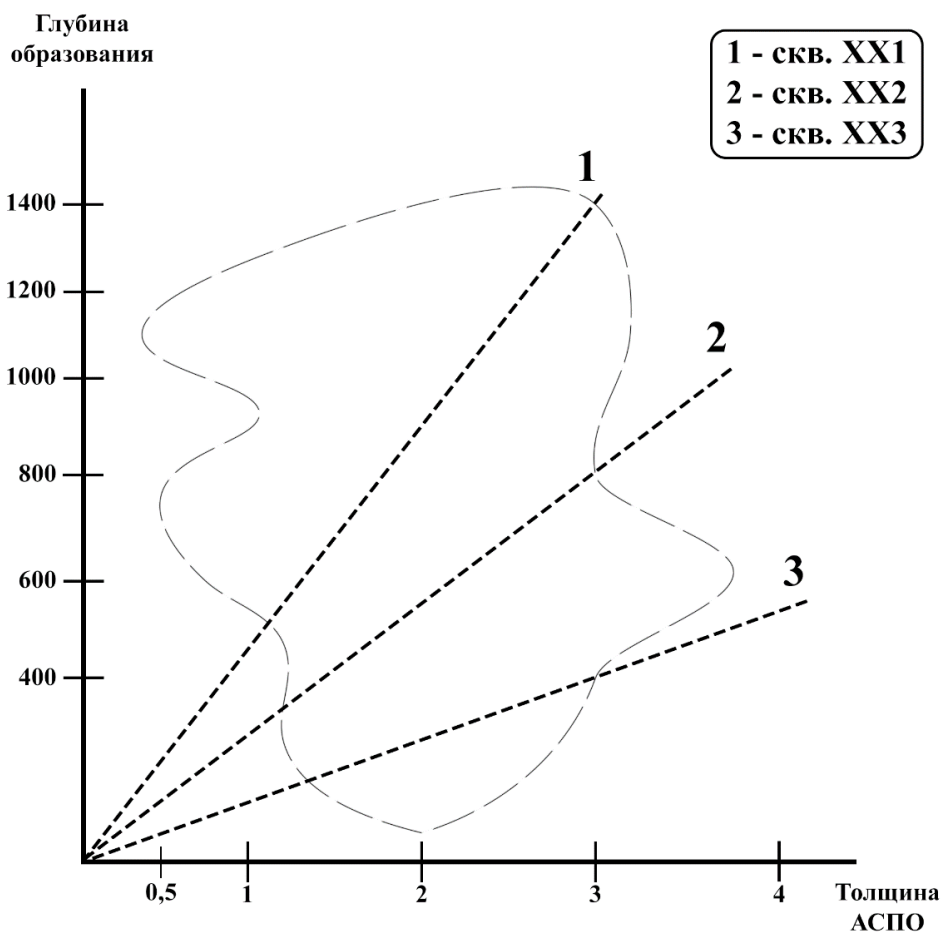


Рисунок 2. Графическое представление о нелинейности процесса образования АСПО

Figure 2. Graphical representation of the nonlinear process of paraffin particle formation

Для учета нелинейности процесса образования АСПО рекомендуется использовать ряд следующих операций:

- проведение лабораторных исследований, направленных на поиск оптимальной технологии борьбы с АСПО с использованием опыта реализации различных мероприятий на объектах-аналогах (например, для некоторых залежей Самарской области наблюдается схожая тенденция на осложненном фонде скважин, в том числе на объектах, близких по геолого-физическим характеристикам про-

дуктивных пластов и насыщающих их флюидов) [14];

- при выборе технологии, успешно прошедшей испытания, важно сопоставить её с особенностями образования АСПО, и на основе эмпирических оценок определить рентабельность и эффективность скважинных мероприятий;

- после реализации опытно-промышленных работ по профилактике образования и удаления АСПО (например, использование стеклопластиковых НКТ или

внедрение нагревательных элементов в компоновку подземного оборудования) необходимо корректировать дальнейшую стратегию, исходя из фактических результатов.

### Выводы

Таким образом, на примере месторождения, приуроченного к Ножовской группе, был рассмотрен комплексный подход к решению ключевых задач успешной работы нефтегазодобывающего управления на основе построения динамики образования АСПО по трем скважинам (рисунок 2). Учет нелинейности процесса образования АСПО, за-

ключающейся в различном влиянии процессов на скорость отложений, является неотъемлемой частью планирования эффективных мероприятий для увеличения межремонтного периода скважины и улучшения технико-экономических показателей разработки месторождения. Дальнейший интерес в данной области представляют изучение влияния интенсивности отбора запасов нефти на факторы образования АСПО и разработка специальных статистических моделей, описывающих механизмы движения жидкости в системе «скважина - пласт» при различных толщинах отложений, давлениях и температурах.

### Список источников

1. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Емельянов А.В., Голубев М.В., Каштанова Л.Е., Чернова К.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: ООО «Монография», 2003. 302 с. ISBN: 5-94920-023-3.
2. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 190 с.
3. Какумов М.Ш., Тронов В.П., Гуськова И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. С. 48-49. EDN: KAJAZF.
4. Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Бешагина Е.В. Состав и реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2012. № 2. С. 69-71. EDN: OYPXPX.
5. Иванова И.К., Рыкунов А.А. Изучение процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений с позиций формальной кинетики // Нефтяное хозяйство. 2010. № 11. С. 108-111. EDN: NCUOHX.
6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. Краснодар: ООО «Издательский Дом - Юг», 2011. Т. 1. 345 с. ISBN 978-5-91718-122-6.
7. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 268-284. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf). EDN: OOVKYV.
8. Кирбижекова Е.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений в эмульсиях высоко-

### References

1. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaydakov V.V., Khaidarov F.R., Emelyanov A.V., Golubev M.V., Kashtanova L.E., Chernova K.V., Bugai D.E., Laptev A.B. *Oslozhneniya v nefte dobyche* [Complications in Oil Production]. Ufa, «Monograph» LLC Publ., 2003. 302 p. ISBN: 5-94920-023-3. [in Russian].
2. Tronov V.P. *Mekhanizm obrazovaniya smoloparafinovyykh otlozhenii i bor'ba s nimi* [The Mechanism of Formation of Resin-Paraffin Deposits and the Fight against Them]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 190 p. [in Russian].
3. Kayumov M.Sh., Tronov V.P., Guskova I.A., Lipaev A.A. Uchet osobennostei obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [Taking into Account the Peculiarities of the Formation of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits at the Late Stage of Oil Field Development]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2006, No. 3, pp. 48-49. EDN: KAJAZF. [in Russian].
4. Yudina N.V., Loskutova Yu.V., Beshagina E.V. *Sostav i reologicheskie svoystva asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii* [Composition and Rheological Properties of Oil Deposits of Highly Paraffinic Crude Oil]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, No. 2, pp. 69-71. EDN: OYPXPX. [in Russian].
5. Ivanova I.K., Rykunov A.A. *Izuchenie protsessa rastvoreniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii s pozitsii formal'noi kinetiki* [The Study of the Dissolution of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits from the Standpoint of Formal Kinetics]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2010, No. 11, pp. 108-111. EDN: NCUOHX. [in Russian].
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. *Asfal'tosmoloparafinovyye otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie* [Asphalt-Resin-Paraffin Deposits and Hydrate For-

парафинистой нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 1 (91). С. 80-86. EDN: OPYTJX.

9. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с. ISBN 5-8365-0052-5.

10. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2005. 137 с.

11. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. 295 с. ISBN: 5-8365-0249-8.

12. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Дроздов А.С., Левитина Е.Е. Предупреждение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в системе сбора скважинной продукции. М.: ООО «Русайнс», 2020. 158 с. ISBN: 978-5-4365-6652-8.

13. Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях Ванкорского газонефтяного месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). С. 14-21. EDN: VZYTRN.

14. Кучумов Р.Я., Пустовалов М.Ф., Кучумов Р.Р. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиносолеотложениями. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 185 с.

mation: Prevention and Removal]. Krasnodar, «Publishing House - South» LLC Publ., 2011. Vol. 1. 345 p. ISBN 978-5-91718-122-6. [in Russian].

7. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphalt, Resin and Paraffin Deposits in the Processes of Production, Transport and Storage]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» – Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 268-284. URL:

[http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf). EDN: OOVKYV. [in Russian].

8. Kirbizhekova E.V., Prozorova I.V., Yudina N.V. Osobennosti obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii v emul'siyakh vysokoparafinistoi nefti [Features of the Formation of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits in Emulsions of Highly Paraffinic Oil]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz – News of Higher Educational Institutions. Oil and Gas*, 2012, No. 1 (91), pp. 80-86. EDN: OPYTJX. [in Russian].

9. Persiyantsev M.N. *Dobycha nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil Production in Difficult Conditions]. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 2000. 653 p. ISBN 5-8365-0052-5. [in Russian].

10. Baimukhametov M.K. *Sovershenstvovanie tekhnologii bor'by s ASPO v neftepromyslovyykh sistemakh na mestorozhdeniyakh Bashkortostana: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving Technologies for Combating ARPD in Oilfield Systems in the Fields of Bashkortostan: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2005. 137 p. [in Russian].

11. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. *Bor'ba s otlozheniyami pri dobyche nefti* [Deposit Control during Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 2006. 295 p. ISBN: 5-8365-0249-8. [in Russian].

12. Leontyev S.A., Galikeev R.M., Drozdov A.S., Levitina E.E. *Preduprezhdenie i bor'ba s asfal'tosmoloparafinovymi otlozheniyami v sisteme sbora skvazhinnoi produktsii* [Prevention and Control of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits in the Well Production Collection System]. Moscow, «Rusains» LLC Publ., 2020. 158 p. ISBN: 978-5-4365-6652-8. [in Russian].

13. Almukhametova E.M., Gabdrakhmanov N.Kh., Almukhametov F.F. *Bor'ba s asfal'tosmoloparafinovymi otlozheniyami v usloviyakh Vankorskogo gazoneftyanogo mestorozhdeniya* [Asphaltene-Wax Deposition Control in Vankor Oil and Gas Field Conditions]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov – Problems of Collection, Preparation and Transport of Oil and Petroleum Products*, 2016, No. 1 (103), pp. 14-21. EDN: VZYTRN. [in Russian].

14. Kuchumov R.Ya., Pustovalov M.F., Kuchumov R.R. *Analiz i modelirovanie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oslozhnennykh parafinosoleotlozheniyami* [Analysis and Modeling of the Operating Efficiency of Wells Complicated by Paraffin and Salt Deposits]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 185 p. [in Russian].

**Информация об авторах**

• Альмухаметова Эльвира Маратовна, кандидат технических наук, доцент  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском  
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а  
Elikaza@mail.ru

• Гуторов Александр Юльевич, кандидат технических наук  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском  
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а  
gutorov@mail.ru

• Максимова Арина Дмитриевна  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском  
Студент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а  
arina80\_00@mail.ru

• Рафиков Раниль Ильвирович  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском  
Студент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а  
ranil2002@yandex.ru

• Смагин Александр Андреевич  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском  
Студент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а  
san.smagin2015@yandex.ru

**Information about the authors**

• Almukhametova Elvira M., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor  
Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky)  
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Exploration and Development Department  
54a, Devonskaya str., Oktyabrsky, 452607, Russia  
Elikaza@mail.ru

• Gutorov Alexander Yu., Candidate of Engineering Sciences  
Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky)  
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Exploration and Development Department  
54a, Devonskaya str., Oktyabrsky, 452607, Russia  
gutorov@mail.ru

• Maksimova Arina D.  
Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky)  
Student of Oil and Gas Fields Exploration and Development Department  
54a, Devonskaya str., Oktyabrsky, 452607, Russia  
arina80\_00@mail.ru

• Rafikov Ranil I.  
Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky)  
Student of Oil and Gas Fields Exploration and Development Department  
54a, Devonskaya str., Oktyabrsky, 452607, Russia  
ranil2002@yandex.ru

• Smagin Alexander A.  
Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky)  
Student of Oil and Gas Fields Exploration and Development Department  
54a, Devonskaya str., Oktyabrsky, 452607, Russia  
san.smagin2015@yandex.ru

*Статья поступила в редакцию 31.01.2024; одобрена после рецензирования 22.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 31.01.2024; approved after reviewing 22.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 61-85.  
ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 61-85.  
ISSN 1998-8443 (print)*

Обзорная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-61-85

EDN: VADAXL

## СОЛЕОБРАЗОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ПЕРЕХОД В СТОРОНУ «ЗЕЛЕННЫХ» ИНГИБИТОРОВ

**Илья Владимирович Валекжанин**

ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

**Аннотация.** Добыча углеводородов в условиях нефтяных месторождений неизменно связана с совместной добычей значительного количества воды. Из попутно добываемой воды в определенных условиях могут осаждаться минеральные соли различных составов. В нефтегазовой отрасли отложение минеральных солей на поверхности и подземном добывающем оборудовании может вызвать различные проблемы, такие как ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик пласта, снижение добычи и преждевременный выход из строя скважинного оборудования. Солеотложение также может привести к неисправности насосов, снижению эффективности теплообменников, снижению качества товарной продукции и усилению процессов коррозии. Отложения солей приводят к дорогостоящим восстановительным работам, простоям в работе скважин и, в конечном итоге, к увеличению себестоимости добываемого углеводородного сырья.

В результате геохимических процессов между нагнетаемой и пластовой водами, а также породой пласта, сложного состава пластовых флюидов контроль образования неорганических отложений становится сложной задачей.

В нефтегазовой отрасли чаще всего встречаются карбонатные (кальций), сульфидные (железо) и сульфатные (кальций, барий, стронций) отложения. Образование солевых отложений зависит от нескольких факторов, которые включают, помимо прочего, температуру, давление, насыщенность раствора и гидродинамические характеристики потока.

Существует достаточно много подходов к управлению солеотложением, но наиболее распространённым в настоящее время является применение химических реагентов - ингибиторов солеотложения. Традиционные ингибиторы солеотложений в качестве активной основы содержат химические вещества на основе фосфора и азота, кото-

рые могут быть вредны для окружающей среды и здоровья человека. В этой связи в мировой практике нефтепромысловой химии активно развивается направление «зеленой» химии - реагентов, способных эффективно предотвращать образование минеральных солей с минимальным негативным воздействием на окружающую среду и человека.

В настоящем обзоре рассматриваются различные типы солей, методы их удаления, ингибиторы солеотложений различной природы и механизмы их работы. Также внимание уделяется «зеленым» ингибиторам и их разработке.

---

**Ключевые слова:** солеотложение, кальцит, гипс, барит, ингибитор, растворитель, «зеленая» химия

---

**Для цитирования:** Валежжанин И. В. Солеобразование в нефтегазовой отрасли и переход в сторону «зеленых» ингибиторов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 61-85. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-61-85>. EDN: VADAXL.

Original article

## SCALE FORMATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND THE TRANSITION TOWARDS «GREEN» INHIBITORS

Ilya V. Valekzhanin

RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

Valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

**Abstract.** Hydrocarbon production in oil field conditions invariably involves the joint production of significant amounts of water. Mineral salts of various compositions can precipitate from produced water under certain conditions. In the oil and gas industry, the deposition of mineral salts on the surface and underground production equipment can cause various problems, such as deterioration of reservoir properties, reduced production and premature failure of well equipment. Scale deposition can also lead to pump malfunctions, reduced efficiency

of heat exchangers, reduced quality of commercial products and increased corrosion processes. Salt deposits lead to expensive restoration work, downtime in well operations and, ultimately, to an increase in the cost of produced hydrocarbons.

As a result of the geochemical processes between the injected water and the formation water and the formation rock, as well as the complex composition of the formation fluids, controlling the formation of inorganic scales becomes a challenge. In the oil and gas industry,

carbonate (calcium), sulfide (iron) and sulfate (calcium, barium, strontium) deposits are most often encountered. The formation of scale deposits depends on several factors, which include, but are not limited to, temperature, pressure, solution saturation and hydrodynamic flow characteristics.

There are many approaches to managing scale deposits, but the most common currently is the use of chemical reagents - scale inhibitors. Traditional scale inhibitors contain phosphorus- and nitrogen-based chemicals as their

active base, which can be harmful to the environment and human health. In this regard, in the world practice of oilfield chemistry, the direction of «green» chemistry is actively developing - reagents that can effectively prevent the formation of mineral salts with minimal negative impact on the environment and humans.

This review discusses various scale types, methods for their removal, scale inhibitors of various natures and the mechanism of their work. Attention is also paid to «green» inhibitors and their development.

---

---

**Keywords:** scale deposition, calcite, gypsum, barite, inhibitor, solvent, «green» chemistry

---

---

**For citation:** Valekzhanin I. V. Soleobrazovaniye v neftegazovoy otrasli i perekhod v storonu «zelenykh» ingibitorov [Scale Formation in the Oil and Gas Industry and the Transition towards «Green» Inhibitors]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 61-85. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-61-85>. EDN: VADAXL.

### *Введение*

Вода является одним из трех основных флюидов, присутствующих в пласте. Вода, добываемая из скважины, содержит растворенные примеси в виде минеральных солей. Эти минеральные соли остаются растворенными при условии недостаточной насыщенности раствора. Однако, когда состояние системы меняется и вода становится перенасыщенной из-за изменения температуры, давления, pH, парциального давления CO<sub>2</sub> и т. д., она имеет тенденцию осажать нерастворенные соли [1]. Осаждения солей имеют тенденцию накапливаться на твердых поверхностях, образуя непроницаемые для флюида отложения. Тенденция к отложению солей возрастает по мере увеличения шероховатости поверхности. Как только начинается про-

цесс адсорбции солей к поверхности металла, образование следующего слоя отложений облегчается и, таким образом, постепенно на поверхности откладывается все больше слоев минеральных солей. Образование солей может происходить настолько интенсивно, что в сжатые сроки (в ряде случаев в течение нескольких суток) может привести к полному перекрытию проходного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ) или трубопровода [2, 3]. Примеры солевых отложений на поверхности оборудования приведены на рисунке 1.

Процедура удаления уже образовавшихся солей может быть трудоемкой и недостаточно эффективной. Более рациональный вариант - предотвращение образования солевых отложений с помощью ингибиторов солеотложения.



Рисунок 1. Примеры солевых отложений: гипс (слева) и барит (справа)

Figure 1. Examples of scale deposits: gypsum (left) and barite (right)

Эти химические вещества замедляют процесс образования соли, нарушая агрегацию мелких зародышей, которые в сумме образуют твердый осадок. Хотя ингибиторы солеотложения используются в качестве основного механизма управления процессом солеобразования, они не могут гарантировать полное отсутствие солевых отложений. В случаях, когда применение ингибиторов солеотложения не приводит к ожидаемому результату, может потребоваться другой тип химического реагента - растворитель солеотложений.

Применение только ингибиторов солеотложения может оказаться недостаточно эффективным, например, в следующих случаях:

- риски солеобразования для данного месторождения/пласта не были достаточно детально изучены;
- выбор недостаточно эффективного для текущих условий добычи реагента;
- нарушения в технологии применения реагента;
- решение о применении растворителя солеотложений, а не ингибитора, с позиции экономической выгоды [4].

Необходимо отметить, что большинство «традиционных» ингибиторов солеотложения являются достаточно опасными с точки зрения воздействия на окружающую среду и здоровье человека. В этой связи многие страны ужесточают требования к применяемым нефтепромысловым реагентам. Произ-

водители вынуждены искать альтернативу, и в последнее время многие исследователи разрабатывают «зеленые» варианты ингибиторов.

Данная статья представляет собой обзор англоязычной литературы и направлена на рассмотрение различных типов солей, механизма их образования и функционирования ингибиторов, отмечены как «традиционные» ингибиторы, так и различные наработки в области «зеленой» химии.

### 1. Различные типы минеральных солей

Солевые отложения в нефтепромысловой практике могут быть достаточно разнообразными по составу, который может различаться как между разными скважинами одного месторождения, так и по глубине одной и той же скважины. Часто с технологической точки зрения соли классифицируют по возможности и простоте их ингибирования и/или удаления [5].

В таблице 1 приведены наиболее встречающиеся в нефтепромысловой практике соли.

Тенденция к отложению некоторых солей, таких как сульфат кальция и бария, не зависит от pH среды. Однако склонность к отложению большинства солей, таких как карбонат кальция, сульфиды и карбонаты железа, зависит от pH среды. Большинство отложений либо водорастворимы, либо растворимы в кислотах. Однако некоторые отложения не растворяются ни в воде, ни в кислотах. Хлорид натрия является типичным примером водорастворимой соли. Карбонат кальция, сульфид железа и оксид железа представляют собой кислоторастворимые отложения. Это приводит к тому, что до настоящего времени отсутствует «универсальный» растворитель, способный эффективно с технологической и экономической точек зрения удалять все типы минеральных отложений.

**Таблица 1.** Виды солевых отложений

**Table 1.** Types of scale deposits

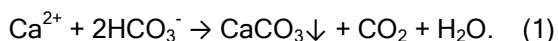
Карбонаты		Сульфаты	
Кальцит	CaCO <sub>3</sub>	Гипс	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O
Ватерит	CaCO <sub>3</sub>	Ангидрит	CaSO <sub>4</sub>
Арагонит	CaCO <sub>3</sub>	Бассанит (полугидрат)	CaSO <sub>4</sub> ·0,5H <sub>2</sub> O
Сидерит	FeCO <sub>3</sub>	Барит	BaSO <sub>4</sub>
Доломит	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Целестин	SrSO <sub>4</sub>
Сульфиды		Соединения железа	
Пирротин	Fe <sub>7</sub> S <sub>8</sub>	Гидроксид железа	Fe(OH) <sub>2</sub>
Троилит	FeS	Гидроксид железа	Fe(OH) <sub>3</sub>
Макинавит	Fe <sub>9</sub> S <sub>8</sub>	Гематит	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Пирит	FeS <sub>2</sub>	Магнетит	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>
Марказит	FeS <sub>2</sub>	Акагениит	α-FeOOH
Грейгит	Fe <sub>3</sub> S <sub>4</sub>	Гетит	β-FeOOH
Сфалерит	ZnS	Лепидокрокит	γ-FeOOH
Галенит	PbS	Гиббингит	Fe <sub>2</sub> (OH) <sub>3</sub> Cl
<b>Прочее</b>			
Брусит	Mg(OH) <sub>2</sub>		
Периклаз	MgO		
Феррит никеля(II)	NiFe <sub>2</sub> O <sub>4</sub>		

1.1. Наиболее распространенные типы  
минеральных солей

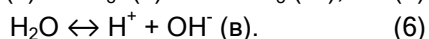
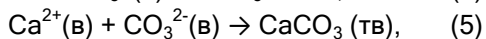
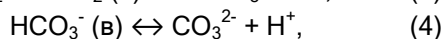
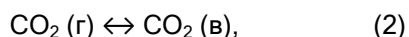
*Карбонат кальция*

Карбонат кальция является наиболее часто встречающейся солью в нефтепромысловой практике. В природе данный минерал встречается в трех формах: арагонит, кальцит и ватерит [6]. Кальцит - наиболее стабильная полиморфная модификация карбоната кальция, и именно в такой форме данная соль встречается в виде отложений на оборудовании. Механизм осаждения кальцита включает превращение водорастворимого бикарбоната кальция в труднорастворимый карбонат кальция, вызванное снижением парциального давления  $\text{CO}_2$  и повышением температуры. Необходимо отметить, что растворимость всех форм карбоната кальция обратно пропорциональна температуре.

Схема образования карбоната кальция:



Основные равновесия, существующие в растворе, в обобщенном виде:



*Сульфат кальция*

Сульфат кальция - это еще одна распространенная соль в нефтепромысловой практике. Необходимо отметить, что помимо добывающих скважин отложения гипса могут образовываться и откладываться также в призабойной зоне пласта, значительно ухудшая фильтрационно-емкостные свойства породы [7].

Сульфат кальция может существовать в трех основных формах: гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , ангидрит  $\text{CaSO}_4$ , бассанит (полугидрат)  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ . Сульфат кальция - плохо рас-

творимая в воде соль, ее растворимость составляет 0,2036 г/100 г воды при 20 °С. Температура относительно слабо влияет на растворимость гипса в воде.

С ростом температуры до 40 °С наблюдается незначительное увеличение растворимости гипса в воде. Дальнейший рост температуры среды приводит к снижению растворимости гипса в воде. Как правило, при температурах < 50 °С сульфат кальция образуется в виде гипса, а ангидрит и бассанит образуются при более высоких температурах рабочей среды. pH раствора и давление также влияют на растворимость гипса в воде. Обычно сульфат кальция менее растворим в растворах с высоким pH и низким давлением [8].

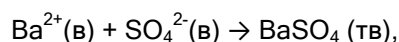
*Сульфат бария*

Отложения сульфата бария (барит) являются одним из наиболее сложных для управления солевых отложений в нефтепромысловой практике.

Данная соль откладывается на оборудовании в виде очень плотных и твердых кристаллов, которые с большим трудом и, как правило, низкой эффективностью подвергаются химическим способам удаления. Растворимость сульфата бария не зависит от pH среды, поэтому удаление данных отложений минеральными кислотами (в частности, соляной) крайне редко дает положительный результат.

Барит практически нерастворим в воде. В этой связи удаление уже образовавшейся соли сульфата бария представляет собой очень сложную дорогостоящую операцию с ограниченной эффективностью. Таким образом, важно разработать профилактические меры, а не применять меры по исправлению ситуации.

Образование сульфата бария является экзотермической реакцией:



$$\Delta_r H^0 = -858,56 \text{ кДж/моль}. \quad (7)$$

### *Сульфат стронция*

Сульфат стронция (целестин), аналогично бариту, представляет собой достаточно сложную для управления соль. Он более растворим в воде, чем сульфат бария, но менее растворим, чем отложения карбоната кальция. Растворимость целестина не зависит от pH среды. Его растворимость уменьшается с повышением температуры, т.е. при более высокой температуре количество отложений может увеличиваться. Основной причиной образования отложений целестина является пересыщение воды с содержанием в ней сульфат-иона и иона стронция [9].

### *Сульфид железа*

Образование сульфида железа является одним из основных видов солеобразования, встречающихся в высокосернистых нефтяных и газовых скважинах. Физически он может варьироваться от вязкой жидкости до сухого черного порошка. Характеристики соли обычно зависят от pH, температуры и давления. Образование осадка сульфида железа происходит за счет реакции сероводорода с железом. Сероводород может входить в состав попутно добываемого газа и являться «естественным» для данного объекта разработки. Другие источники сероводорода включают, помимо прочего, разложение добавок бурового раствора, восстановление сульфат-иона, термическое разложение органических серосодержащих соединений, кислотные обработки объектов с содержанием сероводорода, а также наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) [10]. Термическое разложение сульфатсодержащих минералов также может привести к образованию  $H_2S$ .

Источников железа довольно много: различные минералы (глины, хлорит, анкерит и т.д.), расклинивающие агенты и некоторые другие жидкости, используемые во время операций бурения и заканчивания скважин. Основным источником железа может быть выщелачивание железа из минералов, при-

сутствующих в пласте, или продуктов коррозии.

Во время кислотной обработки кислота может быть загрязнена железом на любом этапе, начиная от поверхностного резервуара и заканчивая трубами скважин. Это загрязнение может привести к отложению солей железа в пласте или в стволе скважины. Позже, в процессе закачки, кислоты также могут создавать продукты коррозии. Железосодержащие минералы в пласте являются еще одним распространенным источником железа. Например, гематит - осадочный минерал, распространенный в резервуарах из песчаника. Некоторые песчаники содержат до 2 % гематита [11].

В зависимости от минералогии пласта, давления, температуры, минерализации воды, pH и времени воздействия существуют различные формы отложений сульфида железа в зависимости от соотношения железа и серы. Отложения сульфида железа могут находиться либо в моносульфидном состоянии (пирротин, троилит и макинавит), либо в дисульфидном состоянии (пирит и марказит) [12].

Отложения сульфида железа могут находиться в относительно мягкой форме, такой как пирротин (твёрдость по шкале Мооса составляет от 3,5 до 4,0 единиц), или в твердой форме, такой как пирит (твёрдость по шкале Мооса составляет от 6,0 до 6,5 единиц). В одной и той же скважине может существовать несколько типов отложений сульфида железа. Твердые отложения обычно присутствуют на меньшей глубине. При более высоких температурах осадок сульфида железа состоит преимущественно из троилита и/или пирротина [13].

Отложения сульфида железа вызывают множество эксплуатационных проблем в нефтегазовой отрасли. Они могут присутствовать во всех типах скважин, таких как добывающие, нагнетательные и т.д., при наличии железа и  $H_2S$  [14]. Также отложения сульфида железа могут образовываться в призабойной зоне пласта.

Это может интенсифицировать образование асфальтенов в призабойной зоне, изменение смачиваемости породы и ухудшение ее фильтрационно-емкостных характеристик [13]. Отложения сульфида железа также могут приводить к увеличению коррозионных повреждений оборудования.

Отложение сульфида железа на оборудовании может быть покрыто нефтяной пленкой, что создает диффузионный барьер и ухудшает эффективность его удаления кислотной обработкой. Для снижения данного негативного эффекта многие растворители сульфида железа содержат в своем составе различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые увеличивают площадь взаимодействия отложений и кислотного состава. Также отмечено, что длительное взаимодействие отложения сульфида железа с сероводородом способствует образованию отложения с высоким содержанием серы, что значительно снижает эффективность его удаления [15].

#### *Хлорид натрия*

Отложения хлорида натрия (галит) в нефтепромысловом оборудовании наблюдаются в основном в случаях, когда пластовая вода представляет собой высокоминерализованные рассолы [16]. Галит имеет значительно более высокую растворимость в воде, чем большинство других минеральных отложений, а это означает, что даже небольшая степень перенасыщения может привести к образованию большой массы осадка, зачастую значительно превышающей отложения других типов минеральных солей (например, кальцит). Более того, высокая концентрация ионов в растворе увеличивает вероятность образования критического зародыша достаточного размера для превращения в кристалл, следовательно, значительно повышается риск образования и осаждения галита.

Наиболее распространенной движущей силой перенасыщения галитом является испарение воды с ее перераспределением в газовую фазу, обычно вызываемое перепадами

давления в призабойной зоне скважины и эксплуатационных НКТ. Другие механизмы включают охлаждение рассола, введение менее полярных растворителей (метанол), используемых в качестве термодинамического ингибитора гидратов, или этанола, или, реже, смешивание несовместимых рассолов, приводящее к более низкой растворимости хлорида натрия. Также часто наблюдается совместное осаждение галита с другими минеральными солями.

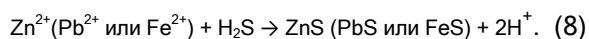
#### *2. Факторы, влияющие на образование минеральных солей*

В определенных условиях гомогенная и гетерогенная нуклеация приводит к образованию солей. Нуклеация начинается, если раствор содержит как катионные, так и анионные частицы, и возникает состояние пересыщения. Пересыщение является функцией температуры и давления. Если температуру раствора повысить, то из-за испарения перенасыщенный раствор может стать насыщенным и в конечном итоге пересыщенным, что приведет к превышению предела растворимости и началу образования солей. Карбонатные и сульфатные отложения могут образовываться в результате изменения давления в системе. Аналогичным образом галит может образовываться из высокоминерализованной воды.

Помимо степени пересыщения попутно добываемой воды на риск солеобразования влияют следующие факторы:

- температура, давление, pH среды;
- смешение химически несовместимых вод (например, пластовая вода и вода для поддержания пластового давления (ППД));
- значительное изменение термодинамических условий при добыче и транспортировке флюида;
- гидродинамические параметры потока;
- размер частиц;
- минерализация воды;
- шероховатость поверхности металла.

Еще одним условием солеобразования является наличие анионов и катионов в эквивалентном соотношении. Если в растворе отсутствует какой-либо из ионов, то соль не может образоваться. Достаточно распространенным случаем является ситуация, когда пластовая вода богата катионами ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$  и т.д.), а вода для заводнения богата анионами (в частности,  $\text{SO}_4^{2-}$ ) [17]. Когда вода для заводнения смешивается с пластовой, создаются условия для пересыщения и образования солей. Это пример образования солей в результате смешения химически несовместимых вод. Другими примерами отложений из-за несовместимого смешивания являются сульфидные отложения, когда сероводород смешивается с водой, богатой ионами цинка, железа и свинца:



Образование некоторых солей зависит от pH среды. Одним из примеров таких солей являются образования карбоната кальция. Когда  $\text{CO}_2$  частично растворяется в воде, он превращается в угольную кислоту, pH раствора снижается и растворимость карбоната кальция увеличивается. Последующее падение давления при добыче пластового флюида приводит к обеднению попутно добываемой воды растворенным  $\text{CO}_2$ , pH раствора увеличивается, растворимость соли снижается и кальцит выпадает в осадок (уравнения (2)-(6)).

### 3. Механизм образования солей

В общем смысле солеобразование - это сложный комплексный процесс, включающий механизмы кристаллизации. Кристаллизация и последующее осаждение солей происходят, когда раствор по той или иной причине становится пересыщенным. Также важным фактором, влияющим на процесс солеобразования, является кинетика реакции [18].

Образование солей происходит по двум механизмам кристаллизации: поверхностный и объемный [19].

Солеобразование представляет собой комбинацию обоих этих механизмов. Поверхностная кристаллизация происходит за счет гетерогенных механизмов зародышеобразования, а объемная кристаллизация - за счет гомогенных механизмов зародышеобразования [5].

При гомогенной нуклеации роль постороннего материала отсутствует, и зародышеобразование происходит в объеме раствора в жидкой фазе. В этом случае образовавшиеся частицы соли могут транспортироваться через систему и не оседать, или наоборот, они могут откладываться в виде осадка с образованием солевого слоя. С другой стороны, гетерогенное зародышеобразование происходит в присутствии посторонних веществ, которые действуют как пусковой механизм для отложения образовавшихся солей на твердой поверхности оборудования. Инородными веществами могут быть взвешенные твердые вещества, кристаллы солей, сварные швы, напряженные соединения металлов, очаги коррозии на поверхности металла и т.д. [5].

Одним из факторов, ответственных за образование солей, является коррозия. Это часто игнорируется, но факт заключается в том, что корродированный металл выделяет катионы  $\text{Fe}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$  в добываемую жидкость, что приводит к образованию сульфидов железа, оксидов железа и отложений карбоната железа.

Образование соли может быть описано следующей последовательностью [18].

*Агрегация.* После того как раствор достигает пересыщения, катионы и анионы, такие как  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{CO}_3^{2-}/\text{SO}_4^{2-}$ , сталкиваются с образованием ионных пар. Далее они образуют микроагрегаты, которые действуют как небольшие центры кристаллизации зародышей и микроядер.

*Зародышеобразование (нуклеация).* Эти микроагрегаты действуют как центры зародышеобразования, которые участвуют в формировании микрокристаллов. Нуклеация может развиваться на поверхности и, воз-

можно, в объеме жидкости при относительно более высокой степени насыщения.

*Рост кристаллов.* Микрокристаллы, образовавшиеся в растворе, агломерируются и/или абсорбируются поверхностью твердого тела, растут в более крупные микрокристаллы и при дальнейшем росте сливаются, образуя осаждающиеся микрокристаллы.

*Агломерация.* Образовавшиеся микрокристаллы начинают непрерывно расти за счет дальнейшей адсорбции дополнительных ионов в растворе, и на поверхности начинают образовываться кристаллы солей. При дальнейшем росте они конвертируются в солевое отложение.

#### 4. Удаление и предотвращение солеотложения на нефтяных месторождениях

##### 4.1. Методы удаления отложений солей

Методы удаления солевых отложений применяются, когда необходимо удалить образовавшиеся и отложившиеся на оборудовании соли для его корректного функционирования. Методы удаления солевых отложений можно разделить на химические и механические.

##### *Механические методы удаления солеотложений*

Методы механического удаления отложений могут быть достаточно вариативны и обычно включают струйную очистку, фрезерование и т.д. Эти методы рассматриваются только в том случае, когда ни один химический метод не подходит. Твердые солевые отложения, которые невозможно удалить химическим методом, являются основными кандидатами на этот подход. Это дорогостоящий и малоэффективный метод, поскольку полное удаление солей практически невозможно и даже после его применения часть солевых отложений на оборудовании сохраняется. Поэтому химические методы

удаления солей, как правило, более эффективны, чем механические.

##### *Химические методы удаления солеотложений*

Химические методы являются наиболее технологически и экономически эффективными и успешными в решении проблемы солеотложения. Когда соли откладываются в труднодоступных местах, где механическая обработка невозможна, химические способы остаются единственными способами удаления солевых отложений. Используется несколько классов химических реагентов, таких как кислоты, хелатирующие агенты и различные смешанные комбинации.

*Кислотные обработки.* Кислотная обработка является наиболее широко используемым методом удаления солевых отложений. Соли, растворимость которых зависит от pH, являются лучшими кандидатами для этого подхода. Карбонаты, такие как кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ), сидерит ( $\text{FeCO}_3$ ), и некоторые другие отложения, такие как сульфид железа ( $\text{FeS}$ ) и оксид железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), растворимы в кислотах. В качестве растворителя карбонатных солей могут использоваться органические карбоновые кислоты (например, акриловая кислота ( $\text{C}_3\text{H}_4\text{O}_2$ ), малеиновая кислота ( $\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_4$ ), винная кислота ( $\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_6$ ), янтарная кислота ( $\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_4$ ) и лимонная кислота ( $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_7$ )) и неорганические кислоты (например, соляная кислота ( $\text{HCl}$ ) или сульфаминовая кислота ( $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ )). Использование неорганических кислот дешевле и дает лучший результат, но они очень коррозионно-агрессивны по своей природе. Они удаляют слой карбонатных отложений, но также могут повреждать металлическую поверхность оборудования. Следовательно, применение таких кислот возможно только в комплексе с подходящим ингибитором коррозии [20].

Соляная кислота реагирует с карбонатом кальция с образованием водорастворимого продукта:



*Растворение с помощью хелатирующих агентов.* Хелатирующие агенты - это химические вещества, которые образуют комплексы со свободными ионами металлов и таким образом удаляют избыток ионов металлов, доступных для реакции с анионами. Примерами обычных хелатирующих агентов являются этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА), диэтиленetriаминпентауксусная кислота

(ДТПА), лимонная кислота и ингибиторы/диспергаторы на основе полимеров, такие как полиакриловая кислота или акриловая кислота, сополимеры на основе малеиновой кислоты [21].

Структуры этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и диэтиленetriаминпентауксусной кислоты (ДТПА) показаны на рисунке 3.

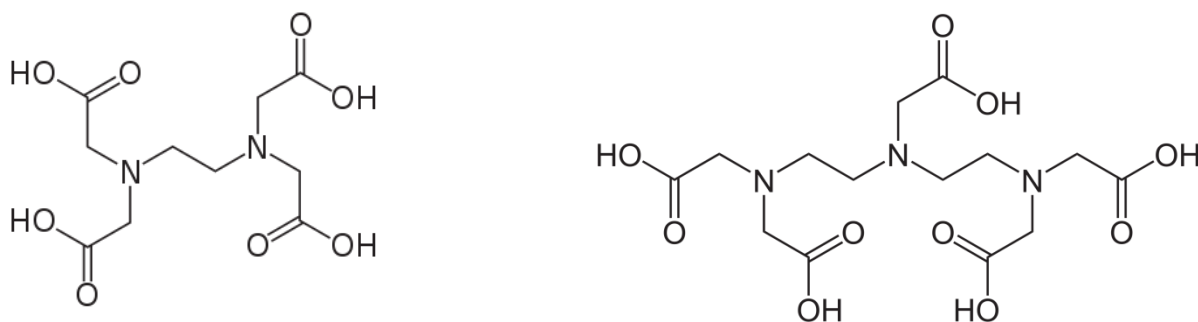


Рисунок 3. Структуры этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) (слева) и диэтиленetriаминпентауксусной кислоты (ДТПА) (справа)

Figure 3. Structures of ethylenediaminetetraacetic acid (EDTA) (left) and diethylenetriaminepentaacetic acid (DTPA) (right)

Хелатирующие агенты, такие как ЭДТА и ДТПА, действуют путем превращения нерастворимого сульфата бария либо в карбонат бария, либо в другие легко растворимые в кислоте соединения. Стабильность комплекса ионов металлов контролируется концентрацией ионов водорода в окружающей среде, то есть pH.

Эффективность хелатирующих агентов увеличивается за счет депротонирования. Этого можно достичь путем повышения pH раствора, что обычно делается с помощью растворения гидроксидом натрия.

Удаление солевых отложений - важная операция управления солеобразованием. Однако недостаток этого метода заключается в том, что полная очистка оборудования, а следовательно, и полное восстановление ис-

тинного потенциала добычи почти никогда не достигаются. Также этот процесс очень дорогостоящий. Кроме того, даже после обработки из-за неполного удаления со временем солевые отложения снова начинают образовываться. Следовательно, более эффективной практикой является предотвращение образования и осаждения солей.

#### 4.2. Методы предотвращения отложения солей

Предотвращение образования солевых отложений - это различные методы, применяемые для предупреждения образования солей. Наиболее технологически и экономически эффективным методом предотвращения образования солевых отложений являет-

ся применение ингибиторов. Они действуют как некий барьер для образования солей, нарушая механизм их образования. Ингибиторы используют с целью предотвращения образования солей. Поскольку отложения могут начинаться образовываться в пласте, для предотвращения образования отложений необходимо разместить ингибитор в призабойной зоне пласта. Этого можно достичь различными методами, наиболее распространенный и эффективный из них - задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением (squeeze).

#### *Ингибиторы солеотложений*

Ингибиторы солеотложений - это химические вещества, которые предотвращают образование неорганических солей, их осаждение и отложение на поверхностях оборудования. На эффективность ингибиторов солеотложений влияют несколько факторов, в том числе pH, температура, присутствие двухвалентных катионов и других нефтепромысловых реагентов, таких как ингибиторы коррозии, в попутно добываемых водах. Пороговый уровень ингибитора солеотложений для определенного уровня эффективности ингибирования называется минимальной концентрацией ингибитора.

Выделяют два основных механизма действия ингибиторов солеотложения: кинетическое и термодинамическое ингибирование.

*Кинетическое ингибирование.* Кинетическое ингибирование происходит за счет адсорбции ингибиторов на поверхности кристалла, предотвращая его дальнейший рост. Кинетические ингибиторы также известны как пороговые ингибиторы и обычно предпочтительнее термодинамических ингибиторов, поскольку небольшого количества кинетического ингибитора достаточно, чтобы заблокировать место роста кристаллов. Можно выделить два основных механизма данного процесса: ингибирование зародышеобразования и ингибирование роста кристаллов.

Ингибирование зародышеобразования вызывает подавление данного процесса в результате вмешательства в формирование стабильных зародышей. При гомогенной кристаллизации это вмешательство влияет на термодинамическую стабильность растущих зародышей кристаллизации. Обычно этот механизм демонстрируется небольшими полимерными молекулами, такими как поливинилсульфонат и сульфированная полималеиновая кислота. Эффективность ингибирования таких соединений имеет тенденцию улучшаться в низком диапазоне pH и температуры (высокая степень насыщения) по сравнению с теми ингибиторами, которые работают по механизму блокирования роста кристаллов. Обычным ингибитором отложений, действующим по этому механизму, является фосфинополикарбоновая кислота. Исследования этого механизма показывают, что ингибиторы зародышеобразования действуют путем модификации кристаллической структуры соли таким образом, что кристалл термодинамически стремится к повторному растворению, а не к фазе роста. В процессе зародышеобразования кристалл, чтобы стать стабильным, должен превышать критическое соотношение площади поверхности к объему. Ингибиторы зародышеобразования изменяют форму протокристалла таким образом, что отношение площади поверхности к объему увеличивается, тем самым эффективно создавая дополнительный энергетический барьер для существования и роста кристалла [22].

Ингибирование роста кристаллов. Механизм замедления роста кристаллов имеет тенденцию препятствовать росту кристаллов солей. В этом случае молекулы ингибитора адсорбируются в месте активного роста существующего кристалла соли, что приводит к блокировке и предотвращению дальнейшего роста. Однако такие ингибиторы не останавливают выпадение осадка, они вызывают его замедление, увеличивая время индукции [23]. Обычно ингибиторами отложений, которые демонстрируют этот тип механизма, являются небольшие фосфонатные группы, такие как диэтилентриамин пента-(метилфосфорная

кислота). Эти ингибиторы могут работать в широком диапазоне pH и температуры. Показывают хорошую эффективность ингибирования в условиях статических тестов, а также при более высоких pH и температуре и при низком пересыщении. На эффективность также влияет наличие двухвалентных катионов ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ).

*Термодинамическое ингибирование.* Этот тип ингибирования работает за счет уменьшения пересыщения раствора. Это достигается за счет снижения ионной активности, либо за счет подкисления раствора (снижения pH), либо за счет добавления хелатирующих агентов, которые связывают катионы и предотвращают его реакцию с анионами, присутствующими в растворе.

Для лабораторного определения эффективности ингибиторов солеотложения в нефтегазовой отрасли широко используются два метода - статическое и динамическое тестирование. Статическое тестирование позволяет оценить эффективность ингибиторов в предотвращении солевых отложений в объемной фазе. Это наиболее широко используемый метод испытаний из-за низкой стоимости и быстрого измерения эффективности ингибитора по контролю отложений в объемной фазе. С другой стороны, динамический тест (или тест на динамическую блокировку капилляра, dynamic scale loop testing) оценивает эффективность ингибиторов в предотвращении образования отложений в условиях течения тестируемых флюидов по капилляру. Эффективность ингибитора можно рассчитать как отношение времени, необходимого для блокировки капилляра в присутствии ингибитора, и времени, необходимого для блокировки капилляра в отсутствие ингибитора [24, 25].

Ингибитор солеотложения должен работать стабильно в течение длительного времени. Наиболее часто используемый метод размещения ингибитора в призабойной зоне пласта - это задавка ингибитора в пласт под давлением (squeeze). Это дорогостоящий процесс, поэтому сохранение концентрации ингибитора в попутно добываемой воде выше

минимально эффективной в течение максимально возможного времени - это один из ключевых факторов успешности данной технологии. Ингибиторы солеотложений обычно требуются в количестве от нескольких ppm (мг/л) в добываемой жидкости для успешной работы. Любой более высокий уровень дозировки не будет повышать эффективность, а приведет только к перерасходу ингибитора. Ингибиторы солеотложений должны быть химически активными, но при этом совместимыми с пластовыми условиями. Таким образом, пластовая температура, давление, минерализация и ионный состав пластовой воды критически влияют на стабильность ингибиторов. Среди различных классов ингибиторов фосфонаты наиболее стабильны, имеют период полураспада более одного года при температуре более 145 °C в широком диапазоне pH и минерализации пластовой воды.

#### *Механизм удержания ингибитора солеотложения в пласте*

Существует два основных механизма, с помощью которых ингибиторы солеотложения могут удерживаться матрицей породы в пласте-коллекторе и впоследствии высвободиться в поток добываемой жидкости.

Первый механизм - это осаждение ингибиторов, образование ограниченно растворимых осадков в результате взаимодействия ингибитора с пластовой водой. У этого метода есть определенные достоинства и недостатки. Данный механизм позволяет ингибиторам удерживаться в течение более длительного периода, но это может вызвать закупорку пор или повреждение пласта и снижение проницаемости. Таким образом, хотя данный подход позволяет ингибировать процесс образования солей, существует риск снижения продуктивности скважины [26].

Второй механизм - адсорбция ингибитора на породе пласта. Ингибитор может высвободиться с образованием минимальной необходимой концентрации путем десорбции в течение длительного периода времени. Это наиболее привлекательный механизм, по-

сколькx медленное высвобождение обеспечивает более длительное подавление отложений с минимальным повреждением пласта.

*«Традиционные» ингибиторы солеотложения*

Обычными ингибиторами отложений являются те, которые коммерчески доступны и применяются в большинстве полевых операций. Обычно это неорганические фосфатные соединения, фосфорорганические соединения и органические полимеры. В нефтегазовой промышленности Российской Федерации широко применяются оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФК) и нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и их различные смеси. В зарубежной нефтегазовой отрасли полифосфонокрбонная кислота (полимерный ингибитор) и диэтилентриаминпента-(метилфосфоновая кислота) (фосфорорганическое соединение) являются двумя распространенными ингибиторами коммерческого масштаба [20].

*Неорганические полифосфаты.* Еще в первой половине XX века было показано, что полифосфаты эффективны в ингибировании отложений карбоната кальция в водных растворах при низкой концентрации [27]. Авторы заметили, что тенденция к образованию отложений снижается из-за поверхностной реакции, которая дезактивирует зародыши солевых кристаллов на пороговом уровне из раствора. Далее было подтверждено, что концентрация полифосфата в диапазоне миллиграммов на литр эффективно замедляет осаждение карбоната кальция [28]. Также было показано, что ингибиторы порогового действия эффективно работают в субстехиометрическом соотношении. Авторы также показали, что ингибирующий эффект проявляется вследствие адсорбции. Они пришли к выводу, что полифосфат притягивался к образующей кристаллы поверхности соли и так деформировал развивающийся кристалл. При использовании этого ингибитора наблюдалось либо предотвращение роста кристаллов, либо его задержка на длительное время. Та-

ким образом, механизм порогового действия ингибитора основан скорее на кинетическом эффекте, а не на термодинамическом. Применение полифосфатов в качестве ингибиторов отложений имеет множество преимуществ. Они хорошо растворимы в воде, относительно дешевы и имеют низкий уровень токсичности. Однако гидролиз фосфорнокислородной связи (P-O), присутствующей в молекуле полифосфатов, приводит к образованию ортофосфата, который не является эффективным ингибитором отложений. Это соединение реагирует с ионом кальция  $Ca^{2+}$  с образованием отложений фосфата кальция, которые относительно слабо растворимы в минерализованной воде. Кроме того, ортофосфаты являются потенциальными питательными веществами для водорослей и могут вызвать их рост [29]. Основные факторы, влияющие на превращение полифосфатов в ортофосфат, - температура, pH, концентрация и химический состав воды.

*Фосфорорганические соединения.* Это разлагаемые органические соединения, содержащие связь C-P. Эти соединения являются эффективными ингибиторами и широко используются. Их можно разделить на органические эфиры фосфатов, фосфонаты и полимерные ингибиторы отложений.

Органические эфиры фосфорной кислоты. Фосфатные эфиры лучше подходят для кислой среды, чем полифосфонаты. Они стабильны при температуре до 65-70 °C и могут выдерживать относительно высокие температуры 80-90 °C и более в течение некоторого времени. В данных условиях превосходно ингибируют образование отложений кальция ( $CaCO_3$ ) и гипса ( $CaSO_4$ ). Кроме того, достаточно эффективны в кислой среде (pH < 5,5) для ингибирования образования отложений сульфата стронция ( $SrSO_4$ ) и барита ( $BaSO_4$ ). Как правило, они растворимы и совместимы с рассолом с высокой концентрацией ионов кальция.

Фосфонаты. Разница между полифосфатами и фосфонатами заключается в ковалентной связи, существующей между разными

ми атомами. В фосфонатах присутствует связь фосфор-углерод (P-C) – в отличие от связи P-O, присутствующей в полифосфатах. Связь фосфор-углерод (P-C) менее подвержена гидролизу, чем связь P-O. Фосфонаты являются комплексообразователями, содержащими одну или несколько групп C-PO(OH)<sub>2</sub>. Это очень популярный класс ингибиторов солеотложений, используемый для ингибирования отложений солей на нефтяных месторождениях. Диэтиленetriаминпента-(метиленфосфоновая) кислота представляет собой тип фосфонатного ингибитора для предотвращения отложения карбоната кальция с эффективностью до 98,2 % при достаточно низких концентрациях (около 10 ppm) [30].

Полимерные ингибиторы солеотложений. В нефтяной промышленности используются также поликарбоновые кислоты. Наиболее широко используемым полимерным ингибитором солеотложений в нефтяной промышленности является полифосфинокарбоновая кислота [31]. Эти ингибиторы действуют путем модификации и искажения кристаллов солей, тем самым уменьшая осаждение. Эффективные полимеры имеют относительно низкую молекулярную массу [17]. Как правило, они очень стабильны термически и гидролитически. Наиболее распространенными классами полимерных ингибиторов являются полиакрилаты, полифосфинокарбоксилаты, полималеаты, поливинилсульфонаты и полиакриламиды. Они стабильны при температуре 200 °C и выше, что делает их подходящими для работы в условиях высоких температур. Эффективны при относительно низких концентрациях для ингибирования отложений CaCO<sub>3</sub> и CaSO<sub>4</sub>. В кислой среде подходят для ингибирования BaSO<sub>4</sub>.

*Смеси ингибиторов различной природы.* Два разных класса ингибиторов при смешивании работают более эффективно благодаря синергетическому поведению. Причины могут заключаться в том, что разные химические типы действуют по разным механизмам. Например, анионная полимерная цепь может препятствовать преимущественно процессу

зародышеобразования, тогда как более мелкие молекулы фосфата адсорбируются на ядрах кристаллов и таким образом блокируют поверхность для роста, действуя как ингибитор роста кристаллов [32].

#### *Натуральные и «зеленые» ингибиторы*

Традиционные ингибиторы коммерческого масштаба, как правило, не встречаются в природе и обычно плохо разлагаются. Они синтезируются для длительного существования, чтобы работать максимальное время и сохранять свою эффективность годами. Ингибиторы на основе фосфора могут служить питательными веществами и вызывать эвтрофикацию. Растущая обеспокоенность по поводу окружающей среды и проблемы государственного регулирования заставили промышленность двигаться в направлении экологически чистых ингибиторов. Химическое вещество считается «зеленым», если оно обладает тремя качествами: нетоксичность, отсутствие биоаккумуляции и легкое биоразложение.

Работы над различными природными органическими веществами в качестве ингибиторов начались еще в середине прошлого века [33]. Авторы обнаружили, что некоторые из них, такие как белковые материалы и длинноцепочечные полимеры с карбоксильными боковыми цепями, эффективны в снижении частоты возникновения некоторых отложений. Они показали влияние природных органических молекул, таких как желатин, в концентрации всего 13 мг/л, на снижение роста кристаллов сульфата кальция. За последнее десятилетие ряд исследователей сообщали о новых ингибиторах солеотложений с лучшим экологическим поведением по сравнению с традиционными ингибиторами [34].

Авторы [35] провели исследование по оценке эффективности ингибирования отложений птероил-L-глутаминовой кислоты (C<sub>19</sub>H<sub>19</sub>N<sub>7</sub>O<sub>6</sub>, ПГК). ПГК – это водорастворимый витамин M, который является важным питательным веществом для многочисленных функций организма. Он обладает высокой

биоразлагаемостью и нетоксичностью, поэтому имеет превосходные экологические характеристики. Авторы сообщили о 100 %-ом ингибировании отложений  $\text{CaCO}_3$  в результате статических испытаний (NACE TM0197-2010, NACE TM0374-2007) при концентрации ПГК 120 мг/л при 70 °С. Они также провели тест на динамическую блокировку капилляра при 110 °С и подтвердили эффективность ПГК (концентрация 160 мг/л) в качестве ингибитора отложений. Авторы пришли к выводу, что ПГК как «зеленый» ингибитор солеотложений обладает превосходными ингибирующими свойствами.

Некоторые растительные экстракты, такие как экстракт листьев оливы, экстракт соевых бобов, экстракт листьев инжира, полисахариды, извлеченные из морской травы, экстракты гамбира и т. д., были протестированы различными исследователями на предмет разработки «зеленых» ингибиторов. В этом направлении необходимо проводить больше работ, поскольку данное сырье относительно доступно, получаемые активные основы экологически безопасны и легко извлекаются по сравнению с органическими молекулами [36-41].

*«Зеленые» ингибиторы, полученные из нефтехимических продуктов.* Полиаспарагиновая кислота была разработана в начале 1990-х годов, и ее ингибирующие свойства были установлены и подтверждены различными авторами. Авторы [34] показали, что ингибитор на основе полиаспарагиновой кислоты является наиболее многообещающей альтернативой традиционным ингибиторам отложений. Он не содержит азота и фосфора и обладает превосходными биоразлагаемыми свойствами. Поли(аспартатные) полимеры получают из аспарагиновой кислоты путем конденсации. Тремя основными методами промышленного производства полиаспарагиновой кислоты являются термическая конденсация аспарагиновой кислоты, катализируемая полимеризация аспарагиновой кислоты и термическая полимеризация малеиновой кислоты и гидроксида аммония. Авторы

[42] наблюдали, что биоразлагаемость полиаспарагиновой кислоты, полученной из полисукцинимиды, полученного термической конденсацией аспарагиновой кислоты, составляет до 70 % в течение месяца.

Авторы [43] изучали взаимодействие ингибитора с поверхностью методами хроноамперометрии. Они также изучили механизм, с помощью которого «зеленые» ингибиторы солеотложений, такие как карбоксиметилнулин, полималеиновая кислота и полиаспарагиновая кислота, действуют на образование отложений карбоната кальция в рассоле, имеющем состав, аналогичный составу воды Северного моря. Авторы показали значительное снижение отложений карбоната кальция при концентрации полиаспарагиновой кислоты 4 мг/л при концентрации ионов  $\text{Ca}^{2+}$  14225 мг/л. Микроскопические наблюдения показали изменение кристаллической морфологии кальцита под действием полиаспарагиновой кислоты, что привело к образованию ватерита. Авторы [44] наблюдали низкий уровень электрохимического образования отложений карбоната кальция на поверхности электрода из нержавеющей стали при применении низкого уровня концентрации полиаспарагиновой кислоты. Более того, полиаспарагиновая кислота взаимодействовала с центрами кристаллизации, что значительно снижало скорость роста кристаллов карбоната кальция.

Авторы [2] изучали влияние полиаспарагиновой кислоты на эффективность ингибирования в условиях статического теста в слабо минеральной воде (концентрация  $\text{Ca}^{2+}$  253 мг/л) при 80 °С и показали, что ингибирующий эффект при концентрации 12 мг/л составляет 80 %. Анализы методами сканирующей электронной микроскопии и рентгеновской дифракции показали изменение морфологии кристаллов в присутствии полиаспарагиновой кислоты и уменьшение количества осадков. Кроме того, динамический тест также показал, что карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$  практически не наблюдается на поверхности теплопередачи в присутствии полиаспарагиновой кислоты в растворе.

Полиаспарагиновую кислоту сравнивают с новым разработанным «зеленым» ингибитором, называемым полиэпоксиянтарной кислотой. Данное соединение было разработано в США в 1990-х годах. Представленные авторами [45] результаты статических испытаний при 30 °С показали, что при концентрации 10 мг/л средний коэффициент ингибирования отложений  $\text{CaCO}_3$  превышал 90 % при трех различных концентрациях ионов кальция в тестируемом растворе (40 мг/л, 100 мг/л и 200 мг/л). В своем исследовании авторы [44] показали, что эффективность ингибитора отложений на основе полиэпоксиянтарной кислоты превосходит полиаспарагиновую кислоту. Таким образом, полиэпоксиянтарная кислота может использоваться в качестве активной основы ингибиторов против карбонатных отложений.

*«Зеленые» ингибиторы из растительных источников.* Природные молекулы, полученные из растительных экстрактов, могут быть потенциальным источником «зеленой» химии. Растительные экстракты относительно дешевые, экологически безопасны, биоразлагаемы и доступны. Однако растительный экстракт подвержен разложению микроорганизмами. Предотвратить это можно с помощью биоцидов. Несколько исследователей работали с различными растительными материалами для приготовления ингибитора отложений.

В работе [38] авторы сообщили об экстракте листьев инжира (лат. *Ficus carica*) как средстве против отложений солей в щелочном растворе  $\text{CaCl}_2$ . Авторы использовали экстракты инжира, чтобы проверить его эффективность относительно образования кальцита. По результатам их эксперимента было обнаружено, что экстракт листьев инжира препятствует перенасыщению раствора по  $\text{CaCO}_3$  и увеличивает время нуклеации. Таким образом, экстракт листьев инжира оказался потенциальным средством против образования кальцита.

В работе [37] авторы определили полисахариды морских водорослей и метиловый

эфир соевого масла как потенциальные ингибиторы солеотложения и коррозии. Из-за более строгих правил защиты окружающей среды многие традиционные ингибиторы солеотложений запрещены в некоторых регионах мира. В этих регионах метиловый эфир соевого масла может быть хорошим выбором из-за его превосходного экологического профиля и безопасности. Дополнительным преимуществом использования этого вещества в качестве ингибитора солеотложений является его химический состав, представляющий собой триглицерид смеси насыщенных и ненасыщенных жирных кислот (метиловых эфиров). Этот продукт обеспечивает некоторую дополнительную защиту оборудования от коррозии. Растворимость метилового эфира соевого масла аналогична или выше растворимости продуктов нефтепереработки.

Авторы [40] использовали экстракты листьев и шелухи граната обыкновенного (лат. *Punica granatum*) для приготовления «зеленого» ингибитора образования карбоната кальция. Минеральные соли осаждались из рассола путем катодной поляризации поверхности стали. Склонность экстрактов к ингибированию солеобразования обусловлена наличием эллаговой кислоты ( $\text{C}_{14}\text{H}_6\text{O}_8$ ), которая образует комплекс с катионом кальция в растворе, что позволяет избежать его осаждения. Он действует как ингибитор нуклеации. Авторы пришли к выводу, что экстракты шелухи обладают лучшими ингибирующими свойствами, чем экстракт листьев граната.

В работе [41] исследовали экстракты гамбира (листья *Uncaria gambier* Roxb) в качестве ингибитора образования карбоната кальция с концентрацией раствора от 0,1 до 0,6 М и при температуре 80 °С. Экстракты гамбира обладают свойствами против солей благодаря наличию определенных химических веществ, таких как дубильная кислота (40 %), катехин (25 %) и кверцетин (12 %). Эти химические вещества доказали свою эффективность против образования карбоната кальция. Полученные данные показывают, что экстракты гамбира ингибируют образование карбоната кальция при различных кон-

центрациях солевого раствора. Эффективность экстрактов гамбира как ингибитора образования карбоната кальция составляет около 40-100 % в ингибировании скорости роста отложений  $\text{CaCO}_3$ . Эта способность зависит от концентрации экстрактов гамбира, добавляемых в тестируемый раствор, и концентрации раствора в качестве среды для выращивания кристаллов  $\text{CaCO}_3$ . Авторы обнаружили, что 100 %-го ингибирования невозможно достичь даже при более высоких концентрациях. При концентрации 200 ppm ингибирование  $\text{CaCO}_3$  составляло 70-80 %.

В работе [46] проведены эксперименты по выявлению физико-химических и технологических свойств изолята белка конопли (лат. *Cannabis sativa*) и сравнили его с изолятом соевого белка. Ингибирующее образование минеральных солей свойств у изолята конопляного белка обнаружено не было. Но из-за присутствия целлюлозы, лигнина, гемицеллюлозы, пектина сушеную коноплю можно использовать для извлечения органических полимеров, которые могут потенциально использоваться в качестве эффективного ингибитора отложений.

Карбоксиметилинулин является пороговым ингибитором отложения карбонатов и сульфатов. Он хорошо растворим в воде, способен сохранять стабильность при высоких концентрациях кальция в растворе, а также имеет низкую вязкость в водном растворе. Это поликарбоксилат на основе полисахарида. Его получают путем химического синтеза инулина. Инулин естественным образом присутствует в корне цикория и является возобновляемым по своей природе. Карбоксиметилинулин является «зеленым» ингибитором из-за отсутствия в структуре фосфора и азота. Структура карбоксиметилинулина показана на рисунке 4. Карбоксиметилинулин по своей природе биоразлагаем и имеет очень низкую токсичность. Благодаря наличию в его структуре карбоксильной группы, он сильно влияет на кристаллизацию карбоната кальция. В работе [47] показано влияние карбоксиметилинулина на кристаллизацию карбоната кальция при низких дозировках (0,1-

200 мг/л). В своем исследовании авторы наблюдали изменение морфологии кристаллов карбоната кальция и, таким образом, показали, что карбоксиметилинулин является хорошим ингибитором образования  $\text{CaCO}_3$ . Также была изучена кинетика роста кристаллов при постоянной концентрации, обнаружено, что карбоксиметилинулин влияет на скорость роста кристаллов  $\text{CaCO}_3$ . Сделан вывод, что молекула карбоксиметилинулина с высокой степенью полимеризации и замещения более эффективна.

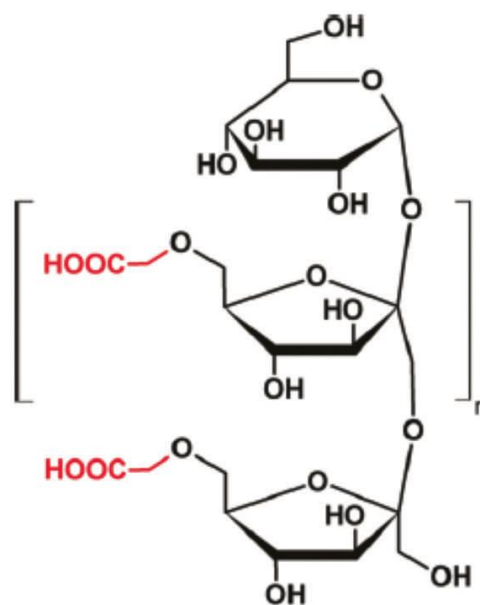


Рисунок 4. Структура карбоксиметилинулина (где  $n$  - количество карбоксилатных фрагментов на единицу фруктозы)

Figure 4. Structure of carboxymethylinulin (where  $n$  is the number of carboxylate moieties per unit of fructose)

Существенную роль в эффективности ингибирования имеет степень замещения (т.е. среднее количество карбоксилатных фрагментов на единицу фруктозы), на что указывает цифра в названии соединения (например, карбоксиметилинулин-15 или карбоксиметилинулин-25) [34].

Концентрация карбоксиметилинулина в диапазоне 100-300 мг/л способна задерживать осаждение карбоната кальция из пересыщенного раствора. В работе [43] авторы использовали хроноамперометрию для изучения ингибирующего эффекта карбоксиметилинулина на образце рассола Северного моря с концентрацией ионов  $\text{Ca}^{2+}$  14225 мг/л при комнатной температуре. Авторы пришли к выводу, что карбоксиметилинулин способен эффективно ингибировать отложение  $\text{CaCO}_3$ .

В работе [48] авторы изучали скорость роста молекул карбоната кальция в присутствии карбоксиметилинулина. Для исследования они использовали метод постоянного состава. Среднее количество карбоксильных фрагментов на единицу фруктозы находилось в диапазоне от 1,5 (карбоксиметилинулин-15) до 2,5 (карбоксиметилинулин-25). Карбоксиметилинулин-25 при очень низкой концентрации  $15 \times 10^{-9}$  моль/л имел более высокую эффективность ингибирования (95 %), о чем свидетельствует скорость роста кристаллов при 25 °С и рН 8,0. Авторы заявили, что большее количество функциональных групп с отрицательным зарядом карбоксиметилинулина обладает большей эффективностью в отношении осаждения карбоната кальция. Можно сделать вывод, что карбоксиметилинулин может быть отличным выбором в качестве «зеленого» ингибитора солеотложений.

Авторы [49] исследуют полисахариды как эффективные и экологически чистые ингибиторы отложения солей из водных растворов. Показано влияние полисахаридов на кристаллизацию кальцийсодержащих солевых отложений. Среди полисахаридов с активными карбоксильными группами можно выделить, например, карбоксиметилцеллюлозу и ее натриевую соль. Доступность, экологичность, термостабильность и биоразлагаемость Na-карбоксиметилцеллюлозы обуславливают разработку новых направлений ее применения. Na-карбоксиметилцеллюлоза - один из наиболее доступных водорастворимых полисахаридов, у которого карбоксиметильная группа связана с гидроксильными группами мономеров  $\beta$ -(1→4)-D-глюкозы.

Карбоксиметилцеллюлоза образует достаточно прочные комплексы с ионом  $\text{Ca}^{2+}$ , что позволяет уменьшить осаждение солей кальция из пересыщенных водных растворов и предотвратить образование нерастворимых солей.

Тестирование Na-карбоксиметилцеллюлозы методом динамического тестирования при температуре 80 °С показало, что при концентрации 30 мг/л реагент практически полностью ингибирует процессы отложения солей  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaSO}_4$  с эффективностью ~92-97 %. При прохождении минерализованной воды в течение всего эксперимента в капилляре не осаждалось кристаллов карбоната кальция. Седиментационную устойчивость временно образовавшихся  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaSO}_4$  в водной фазе изучали при концентрациях NaКМЦ 10, 20, 30, 50 и 100 мг/л при 80 °С. В отсутствие NaКМЦ образовывалась мелкая взвесь кристаллов, которая в результате агрегации и агломерации осаждалась [50].

Еще одним из возможных «зеленых» ингибиторов солеотложения является водорастворимый полисахарид арабиногалактан, получаемый из древесины лиственницы, произрастающей в Сибири. Макромолекула арабиногалактана имеет сильно разветвленную структуру; его основная цепь состоит из галактозных звеньев, а боковые цепи состоят из галактозных и арабинозных звеньев, а также уроновых кислот. Арабиногалактан не проявляет острой токсичности в дозе 5 г/кг и хронической токсичности в дозе 500 мг/кг в сутки, а его физико-химические свойства практически не изменяются до 130 °С. Благодаря своей уникальной сфероидальной структуре макромолекулы арабиногалактана в водной среде образуют комплексы при взаимодействии с солями кальция, магния и бария, а также стабилизируют суспензии наночастиц металлов. Исследование арабиногалактана как ингибитора отложения солей методом капиллярного тестирования при температуре 80 °С показало, что в концентрации 20 мг/л реагент ингибировал процесс отложения солей  $\text{CaCO}_3$  с эффективностью  $\approx 98$  %. Размеры кристаллов  $\text{CaCO}_3$ , об-

разовавшихся под действием арабиногалактана, показали, что в его присутствии наблюдалось уменьшение среднего размера кристаллов на  $\approx 12$  мкм [51-55].

### Выводы

Отложение минеральных солей является серьезной проблемой для нефтяной промышленности. Рассмотрены основные типы солей, условия их возникновения, механизмы образования и различные способы его предотвращения. Существует два метода борьбы с отложением солей: удаление существующих отложений и предотвращение их образования. Показано, что предотвращение образования солей намного более технологически и экономически выгодно, нежели их последующее удаление.

Профилактические меры позволяют сэкономить массу эксплуатационных расходов,

а также значительно увеличить срок службы нефтепромыслового подземного и наземного оборудования. Развитие технологий и ограничения, налагаемые регулируемыми органами, играют важную роль в переходе от традиционных ингибиторов отложений к экологически чистым, или «зеленым», ингибиторам. В данной статье обсуждается использование различных «зеленых» ингибиторов из природных источников и нефтехимической промышленности, а также их эффективность в решении проблемы солеобразования на реальных месторождениях.

Одним из таких примеров является карбоксиметилинулин, полученный преимущественно путем синтеза из корней цикория и топинамбура, а также различные полисахариды. Это новая область исследований, и в ближайшее время этой области будет уделяться все больше внимания.

### Список источников

1. Hamdy E., Bakr M.A., El-Hay A.A., et al. Challenge and Successful Application for Scale Removal in Oil Field, Egypt: Field Study // 2014 International Petroleum Technology Conference (IPTC). 2014. DOI: 10.2523/IPTC-18139-MS.
2. Liu D., Dong W., Li F., et al. Comparative Performance of Polyepoxysuccinic Acid and Polyaspartic Acid on Scaling Inhibition by Static and Rapid Controlled Precipitation Methods // Desalination. 2012. Vol. 304. P. 1-10. DOI: 10.1016/j.desal.2012.07.032.
3. Dickinson W., Sanders L., Lowen C., et al. Development and Performance of Biodegradable Antiscalants for Oilfield Applications // 2011 Offshore Technology Conference (OTC). 2011. Vol. 3. P. 2422-2429. DOI: 10.4043/21788-MS.
4. Williams H., Herrmann T., Jordan M., McCallum C. The Impact of Thermodynamic Hydrate Inhibitors (MEG and Methanol) on Scale Dissolver Performance // 2016 International Oilfield Scale Conference and Exhibition, SPE. 2016. P. 1-17. DOI: 10.2118/179864-MS.
5. Olajire A.A. A Review of Oilfield Scale Management Technology for Oil and Gas Production // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 135. P. 723-737. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.09.011.
6. Helalizadeh A., Muller-Steinhagen H., Jamialahmadi M. Mixed Salt Crystallization Fouling // Chemical Engineering and Processing - Process Intensification. 2000. Vol. 39. No. 1. P. 29-43. DOI:

### References

1. Hamdy E., Bakr M.A., El-Hay A.A., et al. Challenge and Successful Application for Scale Removal in Oil Field, Egypt: Field Study. 2014 International Petroleum Technology Conference (IPTC), 2014. DOI: 10.2523/IPTC-18139-MS.
2. Liu D., Dong W., Li F., et al. Comparative Performance of Polyepoxysuccinic Acid and Polyaspartic Acid on Scaling Inhibition by Static and Rapid Controlled Precipitation Methods. *Desalination*, 2012, Vol. 304, pp. 1-10. DOI: 10.1016/j.desal.2012.07.032.
3. Dickinson W., Sanders L., Lowen C., et al. Development and Performance of Biodegradable Antiscalants for Oilfield Applications. *2011 Offshore Technology Conference (OTC)*, 2011, Vol. 3, pp. 2422-2429. DOI: 10.4043/21788-MS.
4. Williams H., Herrmann T., Jordan M., McCallum C. The Impact of Thermodynamic Hydrate Inhibitors (MEG and Methanol) on Scale Dissolver Performance. *2016 International Oilfield Scale Conference and Exhibition, SPE*, 2016, pp. 1-17. DOI: 10.2118/179864-MS.
5. Olajire A.A. A Review of Oilfield Scale Management Technology for Oil and Gas Production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, Vol. 135, pp. 723-737. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.09.011.
6. Helalizadeh A., Muller-Steinhagen H., Jamialahmadi M. Mixed Salt Crystallisation Fouling. *Chemical Engineering and Processing - Process In-*

10.1016/S0255-2701(99)00073-2.

7. Mahmoud M.A. Evaluating the Damage Caused by Calcium Sulfate Scale Precipitation During Low- and High-Salinity-Water Injection // *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, Vol. 53, No. 3, P. 141-150. DOI: 10.2118/164634-PA.

8. Delorey J.R., Allen S., McMaster L. Precipitation of Calcium Sulphate During Carbonate Acidizing: Minimizing the Risk // 1996 Annual Technical Meeting, *PETSOC*, 1996. DOI: 10.2118/96-84.

9. Amiri M., Moghadasi J., Jamialahmadi M. A Prediction of the Amount of Strontium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield at Different Temperatures and Pressures // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2014, Vol. 36, No. 1, P. 5-14. DOI: 10.1080/15567036.2010.535104.

10. Seto C., Beliveau D.A. Reservoir Souring in the Caroline Field // 2000 Gas Technology Symposium (GTS), *SPE/CERI*, 2000. DOI: 10.2118/59778-MS.

11. Ma J., Fuss T., Shi J. Iron Sulfide Scale Deposition in Deep Sour Reservoirs // 2016 International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, *SPE*, 2016. DOI: 10.2118/179009-MS.

12. Chen T., Wang Q., Chang F.F., Al-Janabi Y.T. New Developments in Iron Sulfide Scale Dissolvers // *CORROSION, NASE*, 2016.

13. Al-Hafiz T., Hoegerl M., Alsuwajj A., Almathami A. Synthetic Iron Sulfide Scale and Polymeric Scale Dissolvers // 2017 Middle East Oil & Gas Show and Conference, *SPE*, 2017. DOI: 10.2118/183954-MS.

14. Elkhatny S. New Formulation for Iron Sulfide Scale Removal // 2017 Middle East Oil & Gas Show and Conference, *SPE*, 2017. DOI: 10.2118/183914-MS.

15. Mahmoud M., Hussein I.A., Sultan A., et al. Development of Efficient Formulation for the Removal of Iron Sulphide Scale in Sour Production Wells // *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2018, Vol. 96, No. 12, P. 2526-2533. DOI: <https://doi.org/10.1002/cjce.23241>.

16. Valekzhanin I.V., Ishmiyarov E.R., Presnyakov A.Yu., et al. The Problem of Halite Deposits in Highly Mineralized Environments: Causes, Mechanism, Control // *Oilfield Engineering*, 2019, Vol. 10, No. 610, P. 65-78. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-65-78.

17. Itoro O., Sylvester O., Appah D. Barium Sulphate Scaling Prevention // *International Journal of Engineering and Technology*, 2015, Vol. 5, No. 4, P. 254-263.

18. Al-Roomi Y.M., Hussain K.F. Potential Kinetic Model for Scaling and Scale Inhibition Mechanism // *Desalination*, 2016, Vol. 393, P. 186-195. DOI: 10.1016/j.desal.2015.07.025.

19. Antony A., Low J.H., Gray S., et al. Scale Formation and Control in High Pressure Membrane Water Treatment Systems: A Review // *Journal of Membrane Science*, 2011, Vol. 383, No. 1-2, P. 1-16. DOI: 10.1016/j.memsci.2011.08.054.

*tensification*, 2000, Vol. 39, No. 1, pp. 29-43. DOI: 10.1016/S0255-2701(99)00073-2.

7. Mahmoud M.A. Evaluating the Damage Caused by Calcium Sulfate Scale Precipitation during Low- and High-Salinity-Water Injection. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, Vol. 53, No. 3, pp. 141-150. DOI: 10.2118/164634-PA.

8. Delorey J.R., Allen S., McMaster L. Precipitation of Calcium Sulphate During Carbonate Acidizing: Minimizing the Risk. *1996 Annual Technical Meeting, PETSOC*, 1996. DOI: 10.2118/96-84.

9. Amiri M., Moghadasi J., Jamialahmadi M. A Prediction of the Amount of Strontium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield at Different Temperatures and Pressures. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2014, Vol. 36, No. 1, pp. 5-14. DOI: 10.1080/15567036.2010.535104.

10. Seto C., Beliveau D.A. Reservoir Souring in the Caroline Field. *2000 Gas Technology Symposium (GTS), SPE/CERI*, 2000. DOI: 10.2118/59778-MS.

11. Ma J., Fuss T., Shi J. Iron Sulfide Scale Deposition in Deep Sour Reservoirs. *2016 International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, SPE*, 2016. DOI: 10.2118/179009-MS.

12. Chen T., Wang Q., Chang F.F., Al-Janabi Y.T. New Developments in Iron Sulfide Scale Dissolvers. *CORROSION, NASE*, 2016.

13. Al-Hafiz T., Hoegerl M., Alsuwajj A., Almathami A. Synthetic Iron Sulfide Scale and Polymeric Scale Dissolvers. *2017 Middle East Oil & Gas Show and Conference, SPE*, 2017. DOI: 10.2118/183954-MS.

14. Elkhatny S. New Formulation for Iron Sulfide Scale Removal. *2017 Middle East Oil & Gas Show and Conference, SPE*, 2017. DOI: 10.2118/183914-MS.

15. Mahmoud M., Hussein I.A., Sultan A., et al. Development of Efficient Formulation for the Removal of Iron Sulphide Scale in Sour Production Wells. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2018, Vol. 96, No. 12, pp. 2526-2533. DOI: <https://doi.org/10.1002/cjce.23241>.

16. Valekzhanin I.V., Ishmiyarov E.R., Presnyakov A.Yu., et al. The Problem of Halite Deposits in Highly Mineralized Environments: Causes, Mechanism, Control. *Oilfield Engineering*, 2019, Vol. 10, No. 610, pp. 65-78. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-65-78.

17. Itoro O., Sylvester O., Appah D. Barium Sulphate Scaling Prevention. *International Journal of Engineering and Technology*, 2015, Vol. 5, No. 4, pp. 254-263.

18. Al-Roomi Y.M., Hussain K.F. Potential Kinetic Model for Scaling and Scale Inhibition Mechanism. *Desalination*, 2016, Vol. 393, pp. 186-195. DOI: 10.1016/j.desal.2015.07.025.

19. Antony A., Low J.H., Gray S., et al. Scale Formation and Control in High Pressure Membrane Water Treatment Systems: A Review. *Journal of Membrane Science*, 2011, Vol. 383, No. 1-2, pp. 1-16. DOI: 10.1016/j.memsci.2011.08.054.

20. Kelland M.A. *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry*. Second Edition. USA, Boca Raton: CRC Press Inc., 2014. 436 p. URL: <https://archive.org/details/productionchemic0000kell> (дата обращения: 12.04.2024).

21. Mahmoud M.A., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A., et al. Evaluation of a New Environmentally Friendly Chelating Agent for High-Temperature Applications // *SPE Journal*, 2011, Vol. 16, No. 3, P. 559-574. DOI: 10.2118/127923-PA.

22. De Yoreo J.J., Vekilov P.G. Principles of Crystal Nucleation and Growth // *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2003, Vol. 54, No. 1, P. 57-93. DOI: 10.2113/0540057.

23. Ferguson R. Thermodynamics and Kinetics of Cooling Water Treatment // *Association of Water Technologies Annual Meeting*, 2011.

24. Baugh T.D., Lee J., Winters K., et al. A Fast and Information-Rich Test Method for Scale Inhibitor Performance // *2012 Offshore Technology Conference (OTC)*, 2012. DOI: 10.4043/23150-MS.

25. Ramzi M., Hosny R., El-Sayed M., et al. Evaluation of Scale Inhibitors Performance under Simulated Flowing Field Conditions using Dynamic Tube Blocking Test // *International Journal of Chemical Sciences*, 2016, Vol. 14, No. 1, P. 16-28.

26. Przybylinski J.L. Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatments // *1989 International Symposium on Oilfield Chemistry, SPE*, 1989. DOI: 10.2118/18486-MS.

27. Hatch G.B., Rice O. Surface-Active Properties of Hexametaphosphate // *Industrial and Engineering Chemistry*, 1939, Vol. 31, No. 1, P. 51-58. DOI: 10.1021/ie50349a012.

28. Buehrer T.F., Reitemeier R.F. The Inhibiting Action of Minute Amounts of Sodium Hexametaphosphate on the Precipitation of Calcium Carbonate from Ammoniacal Solutions. II. Mechanism of the Process, with Special Reference to the Formation of Calcium Carbonate Crystals // *The Journal of Physical Chemistry*, 1940, Vol. 44, No. 5, P. 552-574. DOI: 10.1021/j150401a002.

29. Dyer S.J., Anderson C.E., Graham G.M. Thermal Stability of Amine Methyl Phosphonate Scale Inhibitors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, Vol. 43, No. 3-4, P. 259-270. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.02.018.

30. Elayatt A.K., Altarhoni H.K., Elaoud M.A.M. Evaluation of Diethylene Triamine-pentamethylene Phosphonic Acid (DTPMP) as Scale Inhibitor of Calcium Carbonate Scales in Oil Field Water // *American Journal of Engineering Research*, 2016, Vol. 5, No. 12, P. 130-142.

31. Farooqui N.M., Sorbie K.S., Boak L.S. Molecular Weight Effects in Polymeric Scale Inhibitor Precipitation Squeeze Treatments // *2015 European Formation Damage Conference and Exhibition, SPE*, 2015. DOI: 10.2118/174214-MS.

32. Shaw S.S., Sorbie K.S. Synergistic Properties of Phosphonate and Polymeric Scale Inhibitor Blends for Barium Sulphate Scale Inhibition // *2014 Interna-*

20. Kelland M.A. *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry*. Second Edition. USA, Boca Raton: CRC Press Inc., 2014. 436 p. URL: <https://archive.org/details/productionchemic0000kell> (accessed 12.04.2024).

21. Mahmoud M.A., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A., et al. Evaluation of a New Environmentally Friendly Chelating Agent for High-Temperature Applications. *SPE Journal*, 2011, Vol. 16, No. 3, pp. 559-574. DOI: 10.2118/127923-PA.

22. De Yoreo J.J., Vekilov P.G. Principles of Crystal Nucleation and Growth. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2003, Vol. 54, No. 1, pp. 57-93. DOI: 10.2113/0540057.

23. Ferguson R. Thermodynamics and Kinetics of Cooling Water Treatment. *Association of Water Technologies Annual Meeting*, 2011.

24. Baugh T.D., Lee J., Winters K., et al. A Fast and Information-Rich Test Method for Scale Inhibitor Performance. *2012 Offshore Technology Conference (OTC)*, 2012. DOI: 10.4043/23150-MS.

25. Ramzi M., Hosny R., El-Sayed M., et al. Evaluation of Scale Inhibitors Performance under Simulated Flowing Field Conditions using Dynamic Tube Blocking Test. *International Journal of Chemical Sciences*, 2016, Vol. 14, No. 1, pp. 16-28.

26. Przybylinski J.L. Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatments. *1989 International Symposium on Oilfield Chemistry, SPE*, 1989. DOI: 10.2118/18486-MS.

27. Hatch G.B., Rice O. Surface-Active Properties of Hexametaphosphate. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1939, Vol. 31, No. 1, pp. 51-58. DOI: 10.1021/ie50349a012.

28. Buehrer T.F., Reitemeier R.F. The Inhibiting Action of Minute Amounts of Sodium Hexametaphosphate on the Precipitation of Calcium Carbonate from Ammoniacal Solutions. II. Mechanism of the Process, with Special Reference to the Formation of Calcium Carbonate Crystals. *The Journal of Physical Chemistry*, 1940, Vol. 44, No. 5, pp. 552-574. DOI: 10.1021/j150401a002.

29. Dyer S.J., Anderson C.E., Graham G.M. Thermal Stability of Amine Methyl Phosphonate Scale Inhibitors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, Vol. 43, No. 3-4, pp. 259-270. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.02.018.

30. Elayatt A.K., Altarhoni H.K., Elaoud M.A.M. Evaluation of Diethylene Triamine-pentamethylene Phosphonic Acid (DTPMP) as Scale Inhibitor of Calcium Carbonate Scales in Oil Field Water. *American Journal of Engineering Research*, 2016, Vol. 5, No. 12, pp. 130-142.

31. Farooqui N.M., Sorbie K.S., Boak L.S. Molecular Weight Effects in Polymeric Scale Inhibitor Precipitation Squeeze Treatments. *2015 European Formation Damage Conference and Exhibition, SPE*, 2015. DOI: 10.2118/174214-MS.

32. Shaw S.S., Sorbie K.S. Synergistic Properties of Phosphonate and Polymeric Scale Inhibitor Blends for Barium Sulphate Scale Inhibition. *2014*

tional Oilfield Scale Conference and Exhibition, SPE, 2014. P. 64-78. DOI: 10.2118/169752-MS.

33. McCartney E.R., Alexander A.E. The Effect of Additives upon the Process of Crystallization: I. Crystallization of Calcium Sulfate // *Journal of Colloid Science*. 1958. Vol. 13. No. 4. P. 383-396. DOI: 10.1016/0095-8522(58)90047-3.

34. Hasson D., Shemer H., Sher A. State of the Art of Friendly «Green» Scale Control Inhibitors: A Review Article // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2011. Vol. 50. No. 12. P. 7601-7607. DOI: 10.1021/ie200370v.

35. Kumar T., Vishwanatham S., Kundu S.S. A Laboratory Study on Pteroyl-L-Glutamic Acid as a Scale Prevention Inhibitor of Calcium Carbonate in Aqueous Solution of Synthetic Produced Water // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010. Vol. 71. No. 1-2. P. 1-7. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.014.

36. Bonoli M., Bendini A., Cerretani L., et al. Qualitative and Semiquantitative Analysis of Phenolic Compounds in Extra Virgin Olive Oils as a Function of the Ripening Degree of Olive Fruits by Different Analytical Techniques // *Journal of Agricultural and Food Chemistry*. 2004. Vol. 52. No. 23. P. 7026-7032. DOI: 10.1021/jf048868m.

37. Miksic B.A., Kharshan M.A., Furman A.Y. Vapor Corrosion and Scale Inhibitors Formulated from Biodegradable and Renewable Raw Materials // 2005 European Symposium on Corrosion Inhibitors (10 SEIC). 2005.

38. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Khalek D.E. Investigation of Fig Leaf Extract as a Novel Environmentally Friendly Antiscalant for CaCO<sub>3</sub> Calcareous Deposits // *Desalination*. 2008. Vol. 230. No. 1-3. P. 314-328. DOI: 10.1016/j.desal.2007.12.005.

39. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Khalek D.E. A Natural Extract as Scale and Corrosion Inhibitor for Steel Surface in Brine Solution // *Desalination*. 2011. Vol. 278. No. 1-3. P. 337-342. DOI: 10.1016/j.desal.2011.05.048.

40. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Rhmann H., et al. Green Antiscalant for Cooling Water Systems // *International Journal of Electrochemical Science*. 2012. Vol. 7. No. 12. P. 11930-11940. DOI: 10.1016/S1452-3981(23)16515-1.

41. Suharso B., Syaiful B., Teguh E. Gambier Extracts as an Inhibitor of Calcium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>) Scale Formation // *Desalination*. 2011. Vol. 265. No. 1-3. P. 102-106. DOI: 10.1016/j.desal.2010.07.038.

42. Gao Y., Liu Z., Zhang L., Wang Y. Synthesis and Performance Research of Biodegradable Modified Polyaspartic Acid // 2010 4th International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering. 2010. DOI: 10.1109/ICBBE.2010.5516477.

43. Martinod A., Neville A., Euvrad M., Sorbie K. Electrodeposition of a Calcareous Layer: Effects of Green Inhibitors // *Chemical Engineering Science*. 2009. Vol. 64. No. 10. P. 2413-2421. DOI: 10.1016/j.ces.2009.01.024.

*International Oilfield Scale Conference and Exhibition, SPE*, 2014, pp. 64-78. DOI: 10.2118/169752-MS.

33. McCartney E.R., Alexander A.E. The Effect of Additives Upon the Process of Crystallization: I. Crystallization of Calcium Sulfate. *Journal of Colloid Science*, 1958, Vol. 13, No. 4, pp. 383-396. DOI: 10.1016/0095-8522(58)90047-3.

34. Hasson D., Shemer H., Sher A. State of the Art of Friendly «Green» Scale Control Inhibitors: A Review Article. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2011, Vol. 50, No. 12, pp. 7601-7607. DOI: 10.1021/ie200370v.

35. Kumar T., Vishwanatham S., Kundu S.S. A laboratory Study on Pteroyl-L-Glutamic Acid as a Scale Prevention Inhibitor of Calcium Carbonate in Aqueous Solution of Synthetic Produced Water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, Vol. 71, No. 1-2, pp. 1-7. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.014.

36. Bonoli M., Bendini A., Cerretani L., et al. Qualitative and Semiquantitative Analysis of Phenolic Compounds in Extra Virgin Olive Oils as a Function of the Ripening Degree of Olive Fruits by Different Analytical Techniques. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 2004, Vol. 52, No. 23, pp. 7026-7032. DOI: 10.1021/jf048868m.

37. Miksic B.A., Kharshan M.A., Furman A.Y. Vapor Corrosion and Scale Inhibitors Formulated from Biodegradable and Renewable Raw Materials. *2005 European Symposium on Corrosion Inhibitors (10 SEIC)*, 2005.

38. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Khalek D.E. Investigation of Fig Leaf Extract as a Novel Environmentally Friendly Antiscalant for CaCO<sub>3</sub> Calcareous Deposits. *Desalination*, 2008, Vol. 230, No. 1-3, pp. 314-328. DOI: 10.1016/j.desal.2007.12.005.

39. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Khalek D.E. A Natural Extract as Scale and Corrosion Inhibitor for Steel Surface in Brine Solution. *Desalination*, 2011, Vol. 278, No. 1-3, pp. 337-342. DOI: 10.1016/j.desal.2011.05.048.

40. Abdel-Gaber A.M., Abd-El-Nabey B.A., Khamis E., Abd-El-Rhmann H., et al. Green Antiscalant for Cooling Water Systems. *International Journal of Electrochemical Science*, 2012, Vol. 7, No. 12, pp. 11930-11940. DOI: 10.1016/S1452-3981(23)16515-1.

41. Suharso B., Syaiful B., Teguh E. Gambier Extracts as an Inhibitor of Calcium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>) Scale Formation. *Desalination*, 2011, Vol. 265, No. 1-3, pp. 102-106. DOI: 10.1016/j.desal.2010.07.038.

42. Gao Y., Liu Z., Zhang L., Wang Y. Synthesis and Performance Research of Biodegradable Modified Polyaspartic Acid. *2010 4th International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering*, 2010. DOI: 10.1109/ICBBE.2010.5516477.

43. Martinod A., Neville A., Euvrad M., Sorbie K. Electrodeposition of a Calcareous Layer: Effects of Green Inhibitors. *Chemical Engineering Science*,

44. Euvrad M., Martinod A., Neville A. Effects of Carboxylic Polyelectrolytes on the Growth of Calcium Carbonate // *Journal of Crystal Growth*. 2011. Vol. 317. No. 1. P. 70-78. DOI: 10.1016/j.jcrysgro.2011.01.006.
45. Sun Y., Xiang W., Wang Y. Study on Polyepoxysuccinic Acid Reverse Osmosis Scale Inhibitor // *Journal of Environmental Sciences Supplement*. 2009. Vol. 21. P. 73-75. DOI: 10.1016/s1001-0742(09)60041-3.
46. Tang C.-H., Ten Z., Wang X.-S., Yang X.-Q. Physicochemical and Functional Properties of Hemp (*Cannabis sativa* L.) Protein Isolate // *Journal of Agricultural and Food Chemistry*. 2006. Vol. 54. No. 23. P. 8945-8950. DOI: 10.1021/jf0619176.
47. Verraest D.L., Peters J.A., Bekkum H., et al. Carboxymethyl Inulin: A New Inhibitor for Calcium Carbonate Precipitation // *Journal of the American Oil Chemists' Society*. 1996. Vol. 73. No. 1. P. 55-62.
48. Kirboga S., Öner M. The Inhibitory Effects of Carboxymethyl Inulin on the Seeded Growth of Calcium Carbonate // *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*. 2012. Vol. 91. P. 18-25. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2011.10.031.
49. Fakhreeva A.V., Nosov V.V., Voloshin A.I., Dokichev V.A. Polysaccharides as Effective and Environmentally Friendly Inhibitors of Scale Deposition from Aqueous Solutions in Technological Processes // *Polymers*. 2023. Vol. 15. No. 6. 1478 p. DOI: 10.3390/polym15061478.
50. Fakhreeva A.V., Gusakov V.N., Voloshin A.I., Tomilov Y.V., et al. Effect of Sodium-Carboxymethylcellulose on Inhibition of Scaling by Calcium Carbonate and Sulfate // *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2016. Vol. 89. No. 12. P. 1955-1959. DOI: 10.1134/S1070427216120053. EDN: YVGXYV.
51. Волошин А.И., Гусаков В.Н., Фахреева А.В., Докичев В.А. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче // *Нефтепромышленное дело*. 2018. № 11. С. 60-72. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-60-72. EDN: PIJXF.
52. Ishmuratov F.G., Koptyaeva E.I., Voloshin A.I., Telin A.G., et al. Arabinogalactan as Effective Inhibitor of Calcium Carbonate Scaling // *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2015. Vol. 88. No. 12. P. 1920-1922. DOI: 10.1134/S10704272150120022. EDN: WUIOWD.
53. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Telin A.G., Magadova L.A., et al. Inhibitors Based on New Polysaccharides in Technological Processes of Oil Production. Efficiency of inhibition of Scale Formation and Influence on Stability of Water-Oil Emulsion // *2020 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 848. DOI: 10.1088/1757-899X/848/1/012018. EDN: BJDZTQ.
54. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Musin F.F., et al. Carboxymethylcellulose Sodium Salt - Effective «Green» Regent for Management of Calcium Carbonate Crystallization and Natural Gas Hydrate Formation // *2019 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2019. Vol. 525. 012050 p. 2009, Vol. 64, No. 10, pp. 2413-2421. DOI: 10.1016/j.ces.2009.01.024.
44. Euvrad M., Martinod A., Neville A. Effects of Carboxylic Polyelectrolytes on the Growth of Calcium Carbonate. *Journal of Crystal Growth*, 2011, Vol. 317, No. 1, pp. 70-78. DOI: 10.1016/j.jcrysgro.2011.01.006.
45. Sun Y., Xiang W., Wang Y. Study on Polyepoxysuccinic Acid Reverse Osmosis Scale Inhibitor. *Journal of Environmental Sciences Supplement*, 2009, Vol. 21, pp. 73-75. DOI: 10.1016/s1001-0742(09)60041-3.
46. Tang C.-H., Ten Z., Wang X.-S., Yang X.-Q. Physicochemical and Functional Properties of Hemp (*Cannabis sativa* L.) Protein Isolate. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 2006, Vol. 54, No. 23, pp. 8945-8950. DOI: 10.1021/jf0619176.
47. Verraest D.L., Peters J.A., Bekkum H., et al. Carboxymethyl Inulin: A New Inhibitor for Calcium Carbonate Precipitation. *Journal of the American Oil Chemists' Society*, 1996, Vol. 73, No. 1, pp. 55-62.
48. Kirboga S., Öner M. The Inhibitory Effects of Carboxymethyl Inulin on the Seeded Growth of Calcium Carbonate. *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*, 2012, Vol. 91, pp. 18-25. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2011.10.031.
49. Fakhreeva A.V., Nosov V.V., Voloshin A.I., Dokichev V.A. Polysaccharides as Effective and Environmentally Friendly Inhibitors of Scale Deposition from Aqueous Solutions in Technological Processes. *Polymers*, 2023, Vol. 15, No. 6, 1478 p. DOI: 10.3390/polym15061478.
50. Fakhreeva A.V., Gusakov V.N., Voloshin A.I., Tomilov Y.V., et al. Effect of Sodium-Carboxymethylcellulose on Inhibition of Scaling by Calcium Carbonate and Sulfate. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 2016, Vol. 89, No. 12, pp. 1955-1959. DOI: 10.1134/S1070427216120053. EDN: YVGXYV.
51. Voloshin A.I., Gusakov V.N., Fakhreeva A.V., Dokichev V.A. Ingibitory dlya predotvrashcheniya soleotlozheniya v nefte dobyche [Scaling Prevention Inhibitors in Oil Production]. *Neftepromyslovoe delo – Oilfield Business*, 2018, No. 11, pp. 60-72. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-60-72. EDN: PIJXF. [in Russian].
52. Ishmuratov F.G., Koptyaeva E.I., Voloshin A.I., Telin A.G., et al. Arabinogalactan as Effective Inhibitor of Calcium Carbonate Scaling. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 2015, Vol. 88, No. 12, pp. 1920-1922. DOI: 10.1134/S10704272150120022. EDN: WUIOWD.
53. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Telin A.G., Magadova L.A., et al. Inhibitors Based on New Polysaccharides in Technological Processes of Oil Production. Efficiency of inhibition of Scale Formation and Influence on Stability of Water-Oil Emulsion. *2020 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, Vol. 848. DOI: 10.1088/1757-899X/848/1/012018. EDN: BJDZTQ.
54. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Musin F.F., et al. Carboxymethylcellulose Sodium Salt - Effective

DOI: 10.1088/1757-899X/525/1/012050.

55. Докичев В.А., Коптяева Е.И., Ишмуратов Ф.Г. и др. Углеводы - новый класс «зеленых» ингибиторов солеотложений // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 92-94. EDN: VXEGAF.

«Green» Regent for Management of Calcium Carbonate Crystallization and Natural Gas Hydrate Formation. 2019 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, Vol. 525, 012050 p. DOI: 10.1088/1757-899X/525/1/012050.

55. Dokichev V.A., Koptyaeva E.I., Ishmuratov F.G., et al. Uglevody - novyi klass «zelenykh» ingibitorov soleotlozhenii [Carbohydrates - a New Class of «Green» Scale Inhibitors]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2016, No. 5, pp. 92-94. EDN: VXEGAF. [in Russian].

#### Информация об авторе

• Валекжанин Илья Владимирович  
ООО «РН-БашНИПИнефть»  
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)  
Начальник отдела борьбы с осложнениями  
Россия, 450103, Уфа, ул. Сочинская, 12  
ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

#### Information about the author

• Valekzhanin Ilya V.  
RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group)  
Head of Complications Control Department  
12, Sochinskaya str., Ufa, 450103, Russia  
ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 01.04.2024.*

*The article was submitted 20.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 01.04.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 86-98. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 86-98. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 544.2, 544.7, 620.193

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-86-98

EDN: WXURZG

## ИЗУЧЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ КЕТОКСИМОВ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ

Даниил Юрьевич Карачевский<sup>1, 2</sup>, Ахат Газизьянович Мустафин<sup>3</sup>,

Илья Владимирович Валекжанин<sup>4</sup>

<sup>1, 4</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

<sup>2, 3</sup>Уфимский Институт химии – обособленное структурное подразделение

Федерального государственного бюджетного научного учреждения

Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук,

Уфа, Россия

<sup>1</sup>DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

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

<sup>4</sup>ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

**Автор, ответственный за переписку:** Карачевский Даниил Юрьевич,  
DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

**Аннотация.** Создание и развитие технологии получения высокоэффективных экологически чистых ингибиторов является важным направлением для современной малотоннажной химии и нефтегазовой промышленности. Применение в данном вопросе принципов «зеленой химии» и циркулярной экономики позволяет сократить стоимость затрат на производство ингибирующих композиций путем использования в качестве сырья отходов или избытков производства органических соединений. Одним из таких классов соединений являются кетоны и их производные, производство которых распространено на предприятиях мало- и крупнотоннажной химии.

Малоизученными производными кетонов являются кетоксимы - продукт взаимодействия кетонов и аминсоединений; важным достоинством в разрезе изучения ингибирующих свойств кетоксимов является наличие в их структуре функциональной группы C=N-OH с электроотрицательными атомами N, O и двойной связью одновременно, которые имеют хорошую растворимость в воде, нетоксичны и биоразлагаемы. Отобранные соединения, в частности бутанон оксим (метилэтилкетоксим), который является достаточно распространенным органическим соединением, используемым в промышленности для ингибирования процесса полимеризации.

Изучено влияние ряда кетоксимов (с длиной цепи C<sub>4</sub>) на коррозионную стойкость углеродистой стали в имитате пластовой воды NACE, насыщенной углекислым газом и сероводородом. Установлено влияние температуры среды и времени экспозиции на ингибирующие свойства.

Исследованы влияние «структура - свойство», кинетические и физико-химические параметры взаимодействия, а также механизм адсорбции на поверхность металла.

---

**Ключевые слова:** кетоксим, ингибитор коррозии, сероводородная и углекислотная коррозия, диффузия к поверхности, адсорбция на металле, энтальпия процесса ингибирования, энтропия процесса ингибирования, уравнение Аррениуса

---

**Для цитирования:** Карачевский Д. Ю., Мустафин А. Г., Валекжанин И. В. Изучение ингибирующих свойств кетоксимов в сероводородсодержащих средах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 86-98. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-86-98>. EDN: WXURZG.

Original article

## STUDYING THE INHIBITORY PROPERTIES OF KETOXIMES IN HYDROGEN SULFIDE-CONTAINING ENVIRONMENTS

Daniil Yu. Karachevsky<sup>1,2</sup>, Akhat G. Mustafin<sup>3</sup>, Ilya V. Valekzhanin<sup>4</sup>

<sup>1,4</sup>RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

<sup>2,3</sup>Ufa Institute of Chemistry - a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia

<sup>1</sup>DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

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

<sup>4</sup>ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

**Corresponding author:** Daniil Yu. Karachevsky, DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

**Abstract.** The creation and development of technology for the production of highly effective environmentally friendly inhibitors is an important area for modern low-tonnage chemistry and the oil and gas industry. The application of the principles of «green chemistry» and circulation economics in this matter makes it possible to reduce the cost of production of inhibitory compositions by using waste or excess production of organic compounds as raw materials.

One of these classes of compounds are ketones and their derivatives, the production of which is common in small- and large-tonnage chemical enterprises. Poorly studied ketone derivatives are ketoximes, a product of the interaction of ketones and amino compounds; an important advantage in the context of studying the inhibitory properties of ketoximes is the presence in their structure of the functional group

$C=N-OH$  with electronegative N, O atoms and a double bond at the same time, which have good solubility in water, are nontoxic and biodegradable. Selected compounds, in particular butanone oxime (methyl ethyl ketoxime), which is a fairly common organic compound used in industry to inhibit the polymerization process. The effect of a number of ketoximes (with a  $C_4$  chain length) on the corrosion resistance of carbon steel in an imitation of NACE formation water saturated with carbon dioxide and hydrogen sulfide has been studied. The influence of medium temperature and exposure time on inhibitory properties has been established. The influence of the «structure - property», kinetic and physico-chemical parameters of interaction, as well as the mechanism of adsorption on the metal surface are investigated.

---

---

**Keywords:** ketoxime, corrosion inhibitor, hydrogen sulfide and carbon dioxide corrosion, diffusion to the surface, adsorption on metal, enthalpy of the inhibition process, entropy of the inhibition process, Arrhenius equation

---

---

**For citation:** Karachevsky D. Yu., Mustafin A. G., Valekzhanin I. V. Study of the inhibitory properties of ketoximes in hydrogen sulfide-containing media [Studying the Inhibitory Properties of Ketoximes in Hydrogen Sulfide-Containing Environments]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 86-98. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-86-98>. EDN: WXURZG.

### *Введение*

С каждым годом увеличивается количество зрелых месторождений, важной характеристикой которых является большая обводненность добываемого флюида, вместе с постоянным увеличением добычи нефти растет и количество потребляемой высокоэффективной химии [1-3].

Главными причинами, влияющими на разрушение оборудования, являются недос-

таточная защита оборудования химическими и физическими методами, а также степень минерализации и солевой (анионный) состав пластовых вод, изменение содержания (в основном увеличение)  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $CO-S$ ,  $R-SH$ , органических кислот, температуры, pH среды и т.п. [4, 5].

Важно отметить, что среди всех соединений сероводород обладает редкими агрессивными свойствами, вызывающими наиболее серьезные разрушения и повреждения

оборудования. Для борьбы с данными осложнениями требуется применение ингибиторов коррозии [5].

Гетероатомные соединения являются наиболее эффективными органическими ингибиторами коррозии [1]. Органические ингибиторы обычно содержат кислород, азот и серу. Среди органических ингибиторов можно выделить летучие амины, органические кислоты и их соли, меркаптаны (тиолы), органические сульфиды и дисульфиды, такие как тиомочевина, бензотриазол, алифатические меркаптаны, дибензилсульфоксид, многоосновные спирты, включая этиленгликоль и глюконат натрия [2]. Принято считать, что органические соединения оказывают ингибирующее действие за счет адсорбции на поверхности через атомы N, S и O, а также атомы с тройной или сопряженной двойной связью или ароматическим кольцом в их молекулярной структуре.

Сырье для приготовления ингибиторов синтезируется на производствах мало- и среднетоннажной химии, поэтому их стоимость в связи с малым выпуском может быть достаточно высокой. При этом на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) производится достаточно большой объем различных органических соединений, которые не находят технологического применения (являются отходами производства) или производятся крупнотоннажными партиями (спрос на которые меньше предложения).

Одним из подобных соединений является кетон различного строения, из которого при взаимодействии с гидроксиламином можно получить аналогичный по строению кетоксим. Важным достоинством кетоксимов является наличие в их структуре функциональной группы  $C=N-OH$  с электроотрицательными атомами N, O и двойной связью одновременно, которые имеют хорошую растворимость в воде, нетоксичны и биоразлагаемы [3].

Эти факторы значительны в контексте текущего приоритета производства экологически чистых ингибиторов. Однако данных об

использовании оксимных соединений в качестве ингибиторов коррозии практически нет. В 1998 году Мюллер и др. [4] исследовали влияние на ингибирование в водно-щелочной среде коррозии трех ароматических 2-гидроксиоксимных соединений: 2-гидроксibenзальдоксима (салицилальдоксима), 2-гидроксиацетофеноноксима (HAO) и 2-гидроксипропиофенон-оксима (HPO) алюминия. Результаты показали, что степень защиты образцов металла оксимными соединениями может достигать 99 %. Эти превосходные ингибирующие свойства оксимных соединений подразумевают, что они обладают хорошим потенциалом для ингибирования коррозии.

Однако на данный момент важной задачей является защита от коррозии в сероводородсодержащих средах.

Необходимо отметить, что информация о способности оксимных соединений к ингибированию в сильно коррозионно-агрессивных средах не изучена.

В настоящей работе была изучена ингибирующая способность трех кетоксимов различного строения: 3-метибутанон-2-оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3). Данные соединения позволят установить влияние структуры на ингибирующие свойства соединений.

Исследования проводились на стали Ст3 с составом, масс. %: Fe - 98,36; C - 0,2; Mn - 0,5; Si - 0,15; P - 0,04; S - 0,05; Cr - 0,3; Ni - 0,2; Cu - 0,2, в имитате пластовой воды NACE, состава: NaCl - 5 г/л,  $CH_3COOH$  - 0,25 мг/л. Среда насыщалась сероводородом и углекислым газом отдельно. Давление  $CO_2$  составляло 1 изб. атм. (манометрический контроль). Сероводород (400 мг/л) получали непосредственно в рабочем растворе (в среду вводились соответствующие количества  $Na_2S$  и HCl), концентрация которого контролировалась йодометрическим титрованием [6]. Коррозионные испытания проводились в герметичных сосудах емкостью 1 л на образцах стали размером  $30 \times 15 \times 3$  мм продолжительностью 24, 240 и 720 ч.



1. Изучение ингибирующих свойств  
кетоксимов

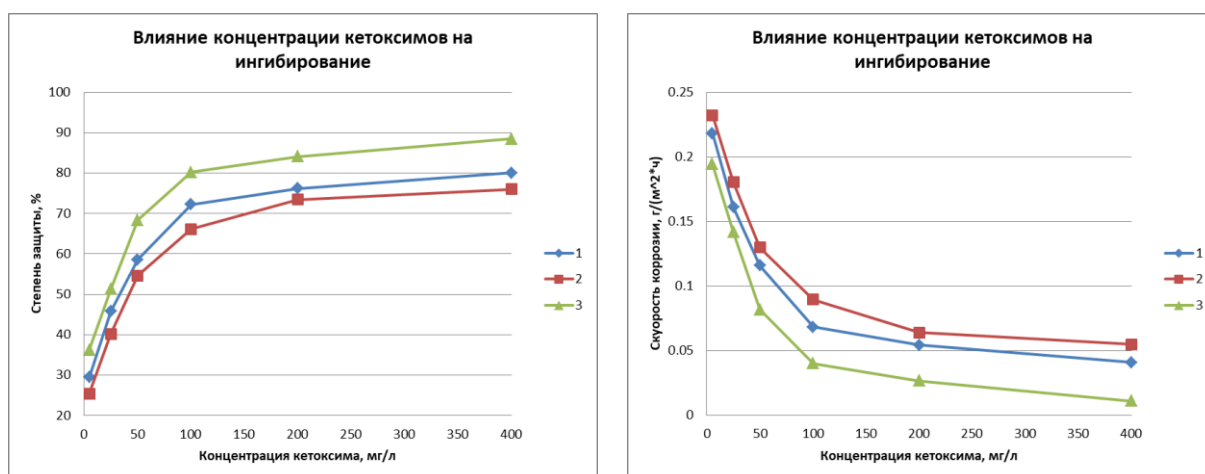
1.1. Влияние концентрации кетоксимов  
на ингибирование

На рисунке 2 изображено влияние концентрации кетоксима на степень защиты металлической поверхности при 20 °С, время экспозиции - 24 ч.

По представленным данным видно, что циклобутанон оксим (3) лучше защищает поверхность металла от коррозии, чем соединения линейного строения (1) и (2), степень

защиты которых достаточно близка. Наиболее эффективной дозировкой является 100 мг/л, после которой степень защиты растет не столь значительно.

Фундаментальные сведения по адсорбции ингибитора на поверхности металла можно определить по изотерме адсорбции. Несколько изотерм, включая Фрумкина, Ленгмюра, Темкина, Фрейндлиха, Бокриса-Свинкелса и Флори-Хаггинса, используются для изучения соответствия экспериментальным данным. В ходе изучения адсорбции кетоксимов были построены изотермы адсорбции Фрейндлиха, Темкина, Эль-Авади.



**Рисунок 2.** Влияние концентрации кетоксимов на степень защиты и скорость коррозии для соединений: 3-метилбутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3). Температура среды - 20 °С, время экспозиции - 24 ч

**Figure 2.** Effect of ketoxime concentration on the protection degree and corrosion rate of the compounds: 3-methylbutanone-2-oxime (1), butanone oxime (2), cyclobutanone oxime (3). Ambient temperature - 20 °С, exposure time - 24 h

Установлено, что адсорбция изученных оксимных соединений на поверхности подчиняется модели изотермы адсорбции Ленгмюра:

$$\frac{C}{\theta} = \frac{1}{K} + C, \quad (5)$$

где  $K$  - константа адсорбции;

$C$  - концентрация ингибитора, мг/л;

$\theta$  - краевые значения смачивания.

Графики зависимости  $C/\theta$  от концентрации дают прямые линии, как показано на рисунке 3, и соответствующие параметры линейной регрессии перечислены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры адсорбции, полученные из изотермы адсорбции Ленгмюра

Table 1. Adsorption parameters obtained from Langmuir adsorption isotherm

Соединение	Константа скорости адсорбции, моль/г	$\Delta G^\circ$ , кДж/моль
1	$5,81 \cdot 10^3$	-30,9
2	$3,37 \cdot 10^3$	-29,6
3	$9,00 \cdot 10^3$	-32,0

Коэффициент линейной корреляции (R) и наклон очень близки к 1, это указывает на

то, что адсорбция трех оксимных соединений на поверхности подчиняется изотерме адсорбции Ленгмюра.

Также значение адсорбции следует порядку: (3) > (1) > (2).

Обычно большое значение K означает, что ингибитор легко и прочно адсорбируется на поверхности металла, что приводит к лучшей эффективности ингибирования. Это хорошо соотносится со значениями эффективности, показанными на рисунке 2.

Значение адсорбции для соединения (3) является более низким среди исследуемых соединений; это говорит о том, что соединение (3) имеет большую тенденцию к адсорбции на поверхности металла.

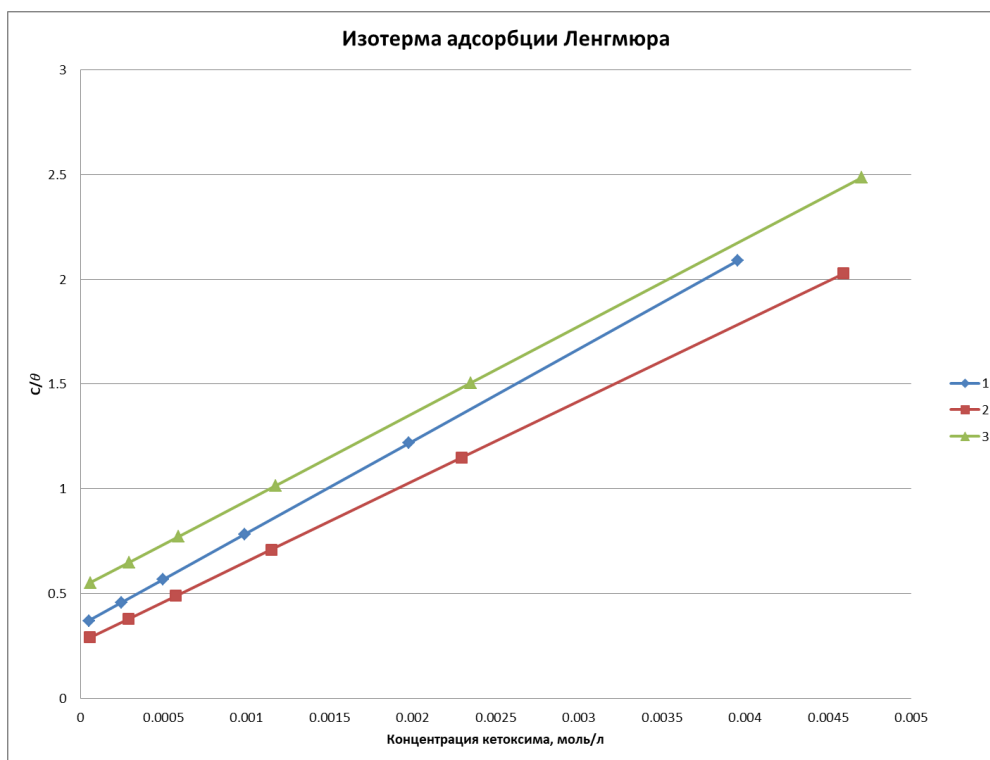


Рисунок 3. Изотерма адсорбции Ленгмюра для соединений 3-метибутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3). Температура среды 20 °С

Figure 3. Langmuir adsorption isotherm for the compounds 3-methylbutanone-2-oxime (1), butanone oxime (2), cyclobutanone oxime (3). Ambient temperature - 20 °С

1.2. Влияние температуры на ингибирующие свойства кетоксимов

На рисунке 4 изображено влияние температуры на степень защиты металлической поверхности, концентрация - 100 мг/л, время экспозиции - 24 ч.

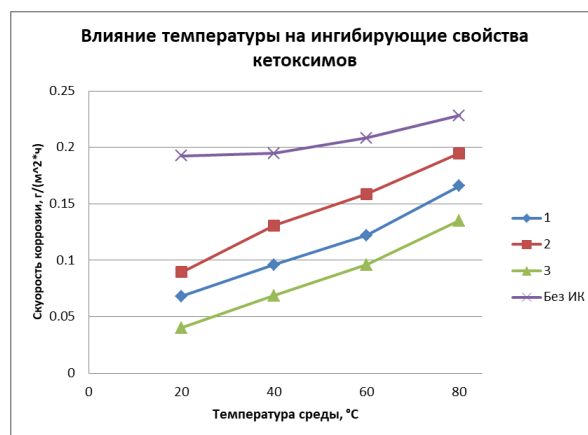
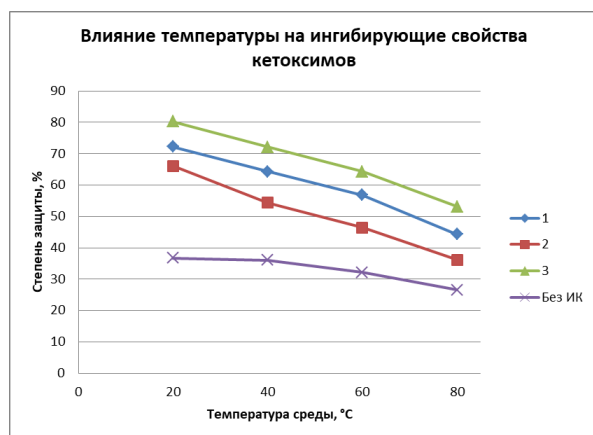
Температура является важным кинетическим фактором, влияющим на скорость коррозии металла и, соответственно, на адсорбцию ингибитора на поверхности образца. Чтобы изучить влияние температуры на ингибирующие свойства кетоксимов, эксперименты проводились в интервале температур 20-80 °С с интервалом 20 °С. На рисунке 4 показана связь между степенью защиты и температурой (время погружения составляет 24 ч). Очевидно, что эффективность ингибирования снижается по мере роста температуры, это особенно заметно при изменении температуры от 40 °С до 80 °С. Данное явление говорит о том, что более высокие температуры могут вызвать десорбцию молекулы ингибитора с поверхности металла.

Для изучения энергии активации построен график Аррениуса, который является

отношением скорости коррозии к линейной функции  $1/T$ .

Параметры, полученные из графика Аррениуса, представлены на рисунке 5 и в таблице 2.

Известно, что низкие значения  $E_a$  (не более 10 кДж/моль) свидетельствуют о протекании физической сорбции за счет электростатических сил между активными сорбционными центрами на поверхности металла и реагентами (ингибиторами) [7-9]. В свою очередь, более высокие значения  $E_a$ , как правило, свидетельствуют о протекании хемосорбции. В данном случае наблюдаемые значения  $E_a$  в присутствии ингибитора можно объяснить протеканием химической сорбции наряду с одновременно протекающей физической сорбцией. При этом реакция коррозии будет подавляться на поверхности металла и происходить на непокрытых ингибитором металлических поверхностях, что приводит к эффекту увеличения  $E_a$ . Таким образом, в процессе взаимодействия кетоксимов с поверхностью стали в серосодержащих средах протекает как физическая, так и химическая сорбция.



**Рисунок 4.** Влияние температуры на ингибирующее свойство соединений: 3-метибутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3). Концентрация - 100 мг/л, время экспозиции - 24 ч

**Figure 4.** Temperature effect on the inhibitory property of the compounds: 3-methylbutanone-2-oxime (1), butanone oxime (2), cyclobutanone oxime (3). Concentration - 100 mg/l, exposure time - 24 h

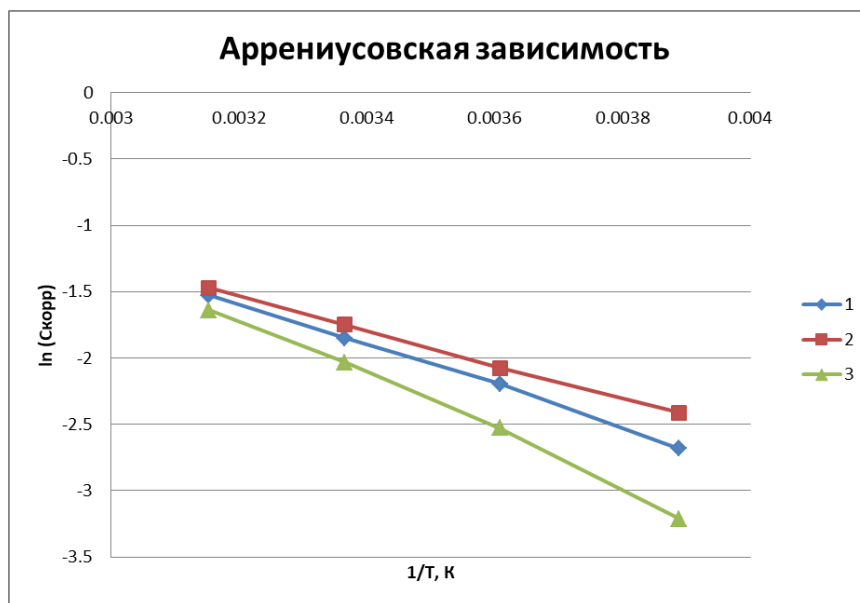


Рисунок 5. Кривая Аррениуса для соединений: 3-метибутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3)

Figure 5. Arrhenius curve for compounds: 3-methylbutanone-2-oxime (1), butanone oxime (2), cyclobutanone oxime (3)

Таблица 2. Параметры, полученные из зависимости Аррениуса

Table 2. Parameters obtained from the Arrhenius equation

Соединение	$\Delta G^\circ$ , кДж/моль	$E_a$ , кДж/моль	$\Delta H^\circ$ , кДж/моль	$\Delta S^\circ$ , Дж/(моль·К)
1	-30,9	72,77	69,75	305,64
2	-29,6	63,44	60,11	266,45
3	-32,0	89,97	87,01	377,75

Энтропия активации ( $\Delta S^\circ$ ) в отсутствие и в присутствии ингибитора показала положительные значения. Наблюдаемые значения свидетельствуют о так называемом диссоциативном механизме, в котором нестабильный активированный комплекс, образованный ингибитором и активными центрами на поверхности стали, слабо связан и может диссоциировать. При этом, чем выше концентрация ингибитора, тем большее количество активированного комплекса образуется на металлической поверхности, что также влияет на скорость коррозионного процесса. Сле-

дует отметить, что упорядоченность в системе повышается по мере перехода ингибиторов в активированный комплекс при взаимодействии с активными центрами на поверхности металла.

Значения энтальпии активации ( $\Delta H^\circ$ ) в присутствии и в отсутствие ингибитора также показали близкие по значениям положительные величины, что указывает на протекание одновременно хемосорбции и физической сорбции кетоксимов с частью активных центров на поверхности стали, обладающих высоким сродством к молекулам ингибитора.

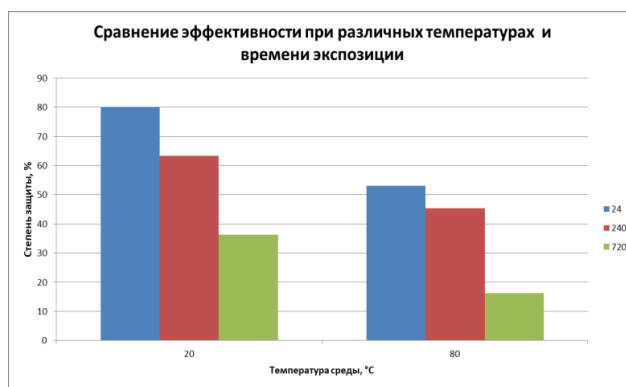
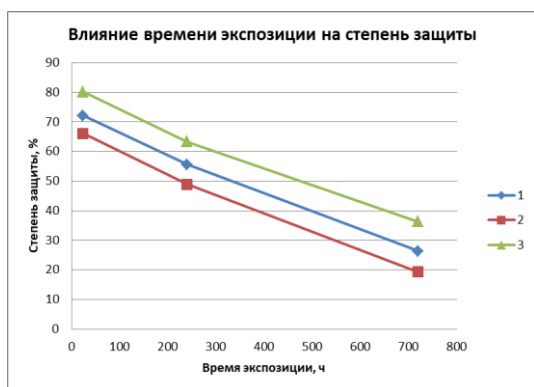
### 1.3. Влияние времени экспозиции на степень защиты

На рисунке 6 изображено влияние времени экспозиции на степень защиты металлической поверхности, концентрация - 100 мг/л, температура среды - 20 °С.

Установлено, что время экспозиции значительно влияет на степень защиты. По итогам 720 ч экспозиции степень защиты для каждого из соединений сокращается практически в 2 раза, что объясняется уменьшением значения энергии Гиббса. При этом до

24 ч степень защиты растет, что объясняется хемосорбционным механизмом адсорбции, установленным в пункте 1.2. Иными словами, длительное нахождение кетоксимов приводит к десорбции с поверхности, что видно из анализа рисунка 6. Соединение (3) при этом показывает лучшие ингибирующие свойства в отличие от соединений (1) и (2), вероятно, из-за циклического строения.

Дополнительно установлено, что при увеличении температуры степень защиты падает еще больше, что объясняется преобладанием процесса десорбции над адсорбцией.



**Рисунок 6.** Влияние времени экспозиции на степень защиты образцов для соединений 3-метибутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3). Концентрация соединений - 100 мг/л, температура среды - 20 °С

**Figure 6.** Effect of exposure time on the degree of protection of samples for compounds: 3-methylbutanone-2-oxime (1), butanone oxime (2), cyclobutanone oxime (3). Concentration of compounds - 100 mg/l, medium temperature - 20 °С

Дальнейшее развитие работы предполагает изучение кетоксимов с длиной углеводородной цепи от  $C_3$  до  $C_{15}$ . Благодаря данным исследованиям планируется установить влияние структуры соединения (расположение метильных, этильных групп, длины углеводородной цепи, класса кетоксимов) на ингибирующие свойства, установить механизм взаимодействия кетоксимов с поверхностью металла.

### Выводы

В результате проведенной работы были установлены следующие закономерности:

1. Исследованные кетоксимы 3-метибутанон-2- оксим (1), бутанон оксим (2), циклобутанон оксим (3) обладают схожим строением и имеют перспективы в качестве ингибиторов коррозии в сероводородсодержащих средах.

2. Установлено, что нахождение в структуре метильной группы (1) незначительно влияет на степень защиты при сравнении его с соединением (2).

3. Циклическое строение (3) при этом влияет более значительно на ингибирующие свойства соединений.

4. Изучено влияние температуры на ингибирующие свойства, для промежутка температур от 20 °С до 40 °С степень защиты для всех исследуемых кетоксимов является достаточной, последующее увеличение температуры значительно увеличивает скорость коррозии [10-15].

5. Время экспозиции ухудшает ингибирующие свойства кетоксимов, так как не по-

зволяет образовать прочную пленку на поверхности (возможно, из-за достаточно короткой длины цепи кетоксимы, имеющие длину цепи более 8, могут образовывать более крепкую пленку).

Полученные результаты позволяют в дальнейшем применять кетоксимы в качестве новой активной основы для ингибиторов коррозии. С учетом требований к защите оборудования можно выбирать кетоксимы различного строения, что позволит сократить экономические затраты на покупку ингибиторов коррозии, так как кетоксимы различного строения обладают различной степенью защиты от коррозии.

#### Список источников

1. Ryl J., Wysocka J., Cieřlik M. e.a. Understanding the Origin of High Corrosion Inhibition Efficiency of Bee Products towards Aluminium Alloys in Alkaline Environments // *Electrochimica Acta*. 2019. Vol. 304. P. 263-274. DOI: 10.1016/j.electacta.2019.03.012.
2. Avdeev Ya.G., Kuznetsov Yu.I. Inhibitory Protection of Steels from High-Temperature Corrosion in Acid Solutions. A Review. Part 1 // *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*. 2020. Vol. 9. No. 2. P. 394-426. DOI: 10.17675/2305-6894-2020-9-2-2.
3. Аббасов В.М., Алиева Л.И., Эфендиева Л.М. и др. Эффективность действия имидазолинов на основе нефтяных кислот в условиях кислотной коррозии стали // *Практика противокоррозионной защиты*. 2012. № 2 (64). С. 38-41. EDN: RVOMDH.
4. El-Deeb M.M., Abdel-Shafi N.S., Shamroukh A.H. Electrochemical, DFT and Mont Carlo Simulations Studies to Evaluate the Inhibition Effect of Novel Pyridazine Derivatives on Iron Pitting Corrosion in 3.5 % NaCl // *International Journal of Electrochemical Science*. 2018. Vol. 13. No. 6. P. 5352-5369. DOI: 10.20964/2018.06.70.
5. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2022. 296 с. ISBN: 978-5-903404-22-3. EDN: FIEMPJ.
6. Грег С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. М.: Мир, 1984. 310 с. EDN: ZTYAXD.
7. Han J., Brown B.N., Neřic S. Investigation of the Galvanic Mechanism for Localized Carbon Dioxide Corrosion Propagation using the Artificial Pit

#### References

1. Ryl J., Wysocka J., Cieřlik M. e.a. Understanding the Origin of High Corrosion Inhibition Efficiency of Bee Products Towards Aluminium Alloys in Alkaline Environments. *Electrochimica Acta*, 2019, Vol. 304, pp. 263-274. DOI: 10.1016/j.electacta.2019.03.012.
2. Avdeev Ya.G., Kuznetsov Yu.I. Inhibitory Protection of Steels from High-Temperature Corrosion in Acid Solutions. A Review. Part 1. *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*, 2020, Vol. 9, No. 2, pp. 394-426. DOI: 10.17675/2305-6894-2020-9-2-2.
3. Abbasov V.M., Alieva L.I., Efendieva L.M. e.a. Effektivnost' deistviya imidazolinov na osnove neftyanykh kislot v usloviyakh kislotnoi korrozii stali [Efficiency of Imidazolines on the Basis of Oil Acids in the Condition of Acid Corrosion of Steel]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity – Practice of Corrosion Protection*, 2012, No. 2 (64), pp. 38-41. EDN: RVOMDH. [in Russian].
4. El-Deeb M.M., Abdel-Shafi N.S., Shamroukh A.H. Electrochemical, DFT and Mont Carlo Simulations Studies to Evaluate the Inhibition Effect of Novel Pyridazine Derivatives on Iron Pitting Corrosion in 3.5 % NaCl. *International Journal of Electrochemical Science*, 2018, Vol. 13, No. 6, pp. 5352-5369. DOI: 10.20964/2018.06.70.
5. Tkacheva V.E., Markin A.N. *Lokal'naya SO<sub>2</sub>-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [Local CO<sub>2</sub>-Corrosion of Oilfield Equipment]. Ufa, RN-BashNIPIneft' Publ., 2022. 296 p. ISBN: 978-5-903404-22-3. EDN: FIEMPJ. [in Russian].
6. Greg S., Sing K. *Adsorbtsiya, udel'naya poverkhnost', poristost'* [Adsorption, Specific Surface Area, Porosity]. Moscow, Mir Publ., 1984. 310 p.

Technique // CORROSION. 2010. Vol. 66. No. 9. P. 095003-1-095003-12. DOI: 10.5006/1.3490308.

8. Vargel C. Corrosion of Aluminium. Holland, Elsevier Inc., 2004. 626 p. URL: <https://archive.org/details/corrosionofalumi0000varg> (дата обращения: 12.04.2024).

9. Kharitonov D.S., Dobryden I.B., Sefer B., et al. Corrosion of AD31 (AA6063) Alloy in Chloride-Containing Solutions // Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces. 2018. Vol. 54. No. 2. P. 291-300. DOI: 10.1134/S2070205118020077.

10. Романов В.В. Методы исследования коррозии металлов. М.: Metallurgiya, 1965. 280 с.

11. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии. М.: Химия, 1977. 352 с.

12. Антропов Л.И. Диффузия водорода через железные мембраны при их коррозии в растворах серной кислоты // Труды третьего международного конгресса по коррозии металлов. Т.2. М.: Мир, 1968. С. 54-62.

13. Цыганкова Л.Е., Можаров А.В., Иванющенков С.С., Косьяненко Е.С., Болдырев А.В. Антикоррозионная защита стали продуктами полимеризации аминоксидов в углекислотных и сероводородных средах // Практика противокоррозионной защиты. 2003. № 2 (28). С. 25-29.

14. Лунин Д.А., Минченко Д.А., Носков А.Б. и др. Промысловый опыт эксплуатации внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2023. № 3. С. 47-92. DOI: <https://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2023-3-47-92>. URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3\\_2023/ogbus\\_3\\_2023\\_p47-92.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2023/ogbus_3_2023_p47-92.pdf). EDN: ETUXGT.

15. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Углекислотное растрескивание под напряжением в нефтедобыче // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2023. Т. 21. № 3. С. 161-168. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-161-168>. URL: <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2023/3/ngdelo-3-2023-p161-168.pdf>.

EDN: ZTYAXD. [in Russian].

7. Han J., Brown B.N., Nešić S. Investigation of the Galvanic Mechanism for Localized Carbon Dioxide Corrosion Propagation using the Artificial Pit Technique. CORROSION, 2010, Vol. 66, No. 9, pp. 095003-1-095003-12. DOI: 10.5006/1.3490308.

8. Vargel C. Corrosion of Aluminium. Holland, Elsevier Inc., 2004. 626 p. URL: <https://archive.org/details/corrosionofalumi0000varg> (accessed 12.04.2024).

9. Kharitonov D.S., Dobryden I.B., Sefer B., et al. Corrosion of AD31 (AA6063) Alloy in Chloride-Containing Solutions. Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces, 2018, Vol. 54, No. 2, pp. 291-300. DOI: 10.1134/S2070205118020077.

10. Romanov V.V. Metody issledovaniya korrozii metallov [Methods of Metal Corrosion Research]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1965. 280 p. [in Russian].

11. Rozenfel'd I.L. Ingibitory korrozii [Corrosion Inhibitors]. Moscow, Khimiya Publ., 1977. 352 p. [in Russian].

12. Antropov L.I. Diffuziya vodoroda cherez zheleznye membrany pri ikh korrozii v rastvorakh sernoi kisloty [Diffusion of Hydrogen Through Iron Membranes During Their Corrosion in Sulfuric Acid Solutions]. Trudy tret'ego mezhdunarodnogo kongressa po korrozii metallov. Vol. 2 [Proceedings of the Third International Congress on Metal Corrosion. Vol. 2]. Moscow, Mir Publ., 1968, pp. 54-62. [in Russian].

13. Tsygankova L.E., Mozharov A.B., Ivanishchenkov S.S., Kos'yanenko E.S., Boldyrev A.V. Antikorroziionnaya zashchita stali produktami polimerizatsii aminoamidov v uglekislotnykh i serovodorodnykh sredakh [Corrosion Protection of Steel by Products of Polymerization of Aminoamides in Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Media]. Praktika protivokorroziionnoi zashchity – Practice of Corrosion Protection, 2003, No. 2 (28), pp. 25-29. [in Russian].

14. Lunin D.A., Minchenko D.A., Noskov A.B., et al. Promyslovyi opyt ekspluatatsii vnutriskvazhinnogo oborudovaniya v serovodorodsoderzhashchikh sredakh [Field Experience of Downhole Equipment Operation in Hydrogen Sulfide-Containing Environments]. Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» – Online Edition «Oil and Gas Business», 2023, No. 3, pp. 47-92. DOI: <https://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2023-3-47-92>. URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3\\_2023/ogbus\\_3\\_2023\\_p47-92.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2023/ogbus_3_2023_p47-92.pdf). EDN: ETUXGT. [in Russian].

15. Tkacheva V.E., Markin A.N. Uglekislotoe rastreskivanie pod napryazheniem v nefteдобыче [Carbon Dioxide Stress Cracking in Oil Production]. Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» – Online Edition «Oil and Gas Business», 2023, Vol. 21, No. 3, pp. 161-168. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-161-168>. URL: <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2023/3/ngdelo-3-2023-p161-168.pdf>. [in Russian].

**Информация об авторах**

• Карачевский Даниил Юрьевич  
ООО «РН-БашНИПИнефть»  
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)  
Специалист отдела борьбы с осложнениями  
Россия, 450103, Уфа, ул. Сочинская, 12;  
Уфимский Институт химии – обособленное  
структурное подразделение Федерального  
государственного бюджетного научного  
учреждения Уфимского федерального  
исследовательского центра Российской  
академии наук  
Аспирант, Лаборатория органических  
функциональных материалов  
Россия, 450054, Уфа, пр. Октября, 71  
DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

• Мустафин Ахат Газизьянович, доктор  
химических наук, профессор, академик Академии  
наук Республик Башкортостан  
Уфимский Институт химии – обособленное  
структурное подразделение Федерального  
государственного бюджетного научного  
учреждения Уфимского федерального  
исследовательского центра Российской академии  
наук  
Главный научный сотрудник  
Заведующий лабораторией органических  
функциональных материалов  
Россия, 450054, Уфа, пр. Октября, 71  
agmustafin@gmail.com

• Валежжанин Илья Владимирович  
ООО «РН-БашНИПИнефть»  
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)  
Начальник отдела борьбы с осложнениями  
Россия, 450103, Уфа, ул. Сочинская, 12  
ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

**Information about the authors**

• Karachevsky Daniil Yu.  
RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group)  
Specialist of Complications Control Department  
12, Sochinskaya str., Ufa, 450103, Russia;  
Ufa Institute of Chemistry - a separate structural unit  
of the Federal State Budgetary Scientific Institution  
of the Ufa Federal Research Center of the Russian  
Academy of Sciences, Ufa, Russia  
Postgraduate Student, Organic Functional Materials  
Laboratory  
71, October ave., Ufa, 450054, Russia  
DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

• Mustafin Akhat G., Doctor of Chemical Sciences,  
Professor, Academician of the Academy of Sciences  
of the Republic of Bashkortostan  
Ufa Institute of Chemistry - a separate structural unit  
of the Federal State Budgetary Scientific Institution  
of the Ufa Federal Research Center of the Russian  
Academy of Sciences, Ufa, Russia  
Chief Researcher  
Head of Organic Functional Materials Laboratory  
71, October ave., Ufa, 450054, Russia  
agmustafin@gmail.com

• Valekzhanin Ilya V.  
RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group)  
Head of Complications Control Department  
12, Sochinskaya str., Ufa, 450103, Russia  
ValekzhaninIV@bnipi.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 01.04.2024.*

*The article was submitted 20.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 01.04.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 99-106. ISSN 1998-8443 (print)*  
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 99-106. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 624.953

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-99-106

EDN: DQTHKA

## ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДА ОТРИЦАТЕЛЬНОЙ ВОЛНЫ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УТЕЧКИ НА ГАЗОПРОВОДЕ

**Анар Фуад оглы Багиров**

Национальное Аэрокосмическое Агентство, Баку, Азербайджанская Республика  
anar.baghirovOI@gmail.com

**Аннотация.** Статья посвящена оптимизации метода отрицательной волны давления, предназначенного для определения мест утечки из газопровода.

Предложенный метод отрицательной волны давления обеспечивает более точное определение места утечки, т.к. используется группа считываемых равностоящих сенсоров. Для определения места утечки используется признак появления минимума некоторого функционала, содержащего в качестве подынтегрального выражения произведе-

ние двух экспоненциальных функций, характеризующих ослабление негативной волны давления, распространяющейся от места утечки до позиции выбранных левого и правого сенсоров.

Приведены расчетные формулы для вычисления оптимального расстояния между смещаемой парой считываемых сенсоров, а также установлен вид оптимальной функциональной зависимости между расстояниями от места утечки до позиции сенсоров.

---

---

**Ключевые слова:** газопровод, утечка, оптимизация, метод отрицательной волны давления, функционал цели

---

---

**Для цитирования:** Багиров А. Ф. Оптимизация метода отрицательной волны давления для определения места утечки на газопроводе // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 99-106. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-99-106>. EDN: DQTHKA.

Original article

## AN NEGATIVE PRESSURE WAVE METHOD OPTIMIZATION FOR GAS PIPELINE LEAK LOCATION

**Anar F. Baghirov**

National Aerospace Agency, Baku, Republic of Azerbaijan  
[anar.baghirovOI@gmail.com](mailto:anar.baghirovOI@gmail.com)

**Abstract.** The article is devoted to the optimization of the negative pressure wave method, designed to determine the location of leaks from a gas pipeline.

The proposed negative pressure wave method provides a more accurate determination of the leak location, because a group of readable equally spaced sensors is used. To determine the location of a leak, the sign of the appearance of a minimum of a certain functional is used, which contains, as an integrand, the

product of two exponential functions that characterize the weakening of a negative pressure wave propagating from the location of the leak to the position of the selected left and right sensors.

Calculation formulas are given for calculating the optimal distance between a displaced pair of readable sensors, and the form of the optimal functional relationship between the distances from the place of leakage to the position of the sensors is established.

---

---

**Keywords:** gas pipeline, leak, optimization, negative pressure wave method, goal functionality

---

---

**For citation:** Baghirov A. F. Optimizatsiya metoda otritsatel'noy volny davleniya dlya opredeleniya mesta utechki na gazoprovode [An Negative Pressure Wave Method Optimization for Gas Pipeline Leak Location]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 99-106. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-99-106>. EDN: DQTHKA.

*Введение*

Хорошо известно, что газопроводы, по которым перекачивают углеводородный газ под давлением, содержат риск появления утечки, что может оказать существенное отрицательное влияние на окружающую среду [1-3].

Согласно [1], общая длина глобальной сети трубопроводов составляет 2034065 км, из них 379000 км - трубопроводы для перекачки сырой нефти, 267000 км - для перекачки нефтепродуктов, 1300000 км - для перекачки природного газа.

Тенденция преобладания суммарной длины газопроводов также сохраняется в Северной Америке, где их суммарная длина равна 495555 км, в то время как сырая нефть перекачивается по трубопроводам суммарной длиной 154200 км, а нефтепродукты - 103106 км.

Согласно [2], перекачка углеводородов по трубопроводам является самым экономичным и безопасным методом по сравнению с перевозкой углеводородов автотранспортом, на морских судах или в железнодорожных цистернах. Вместе с тем, наблюдается рост различных (умышленных или неумышленных) случаев аварий на газопроводах. Такие аварии влекут за собой большие финансовые потери, значительное негативное воздействие на окружающую среду, в особенности если возникающие при этом утечки из трубопровода не обнаруживаются оперативным образом.

Как отмечается в работе [3], для оперативного обнаружения утечек из нефтегазопроводов могут быть использованы различные методы, такие как акустический, инфракрасный, баланс массы, а также аналитические методы (статистический метод, анализ перепада давления, моделирование переходных процессов) и др.

Среди методов, основанных на анализе перепада давления, безусловно, значительное место занимает метод отрицательной волны давления (Negative Pressure Wave (NPW)) [4-7]. Как отмечается в работе [4], ме-

тод негативной волны давления является экономически наиболее выгодным среди методов анализа перепада давления.

Согласно [5], основным принципом этого метода является то, что утечка вызывает отрицательную волну давления, которая распространяется во всех направлениях. При этом место утечки определяется по времени достижения негативной волной датчиков давления, имеющихся на трубопроводе.

Согласно [6], для этой цели могут быть использованы оптоволоконные решетки Брега с целью обнаружения негативной волны.

В настоящее время существуют квазираспределенные оптоволоконные решетки Брега, которые могут быть использованы для обнаружения утечек из трубопровода [7-11]. При этом, согласно [12], для регистрации прихода отрицательной волны перепада давления могут быть использованы оптоволоконные датчики круговой напряженности, возникающей на стенах трубопровода.

Как отмечается в работе [12], при отсутствии утечки давление газа в трубопроводе имеет постоянную величину.

При возникновении утечки возникает перепад давления, что приводит к появлению отрицательной волны перепада давления, и, соответственно, к некоторому уменьшению давления в трубопроводе. При этом место утечки определяется путем фиксации времени прихода этой волны на установленные на трубопроводе оптоволоконные измерительные сенсоры.

Вместе с тем, в указанном методе существует некоторая неопределенность выбора наиболее информативных сенсоров, используемых для фиксации прихода отрицательной волны. Дело в том, что место предполагаемых утечек заранее неизвестно, что вызывает некоторую неопределенность выбора пар сенсоров, которые наиболее информативно позволили бы определить место утечки.

Далее излагается предлагаемый метод определения взаимосвязанных позиций сенсоров, используемых для вычисления места утечки.

Материалы и методы

Как отмечается в работе [12], распространение отрицательной волны давления, по сути, является распространением некоторого количества выделенной исходной энергии, и ослабление этой энергии во времени неизбежно.

Согласно [13], такое ослабление происходит по экспоненциальному закону, т.е.

$$\Delta P_x = \Delta P_0 \exp(-\alpha l), \quad (1)$$

где  $\Delta P_0$  - величина перепада давления в точке утечки;

$\Delta P_x$  - величина перепада давления в точке  $l$ , отсчитанной от точки перепада давления;

$\alpha$  - коэффициент ослабления, определяемый внутренним диаметром трубы, коэффициентом гидравлического трения, коэффициентом компрессии газа, скоростью рас-

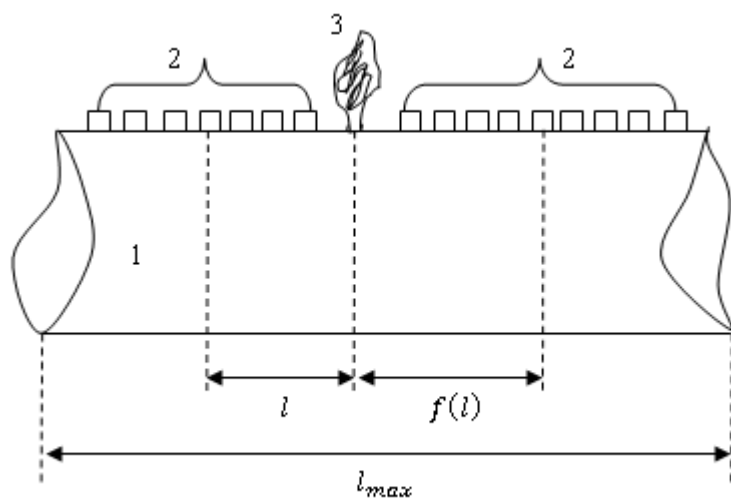
пространения негативной волны давления и другими факторами.

На рисунке 1 схематически представлен трубопровод с установленными на нем сенсорами.

Так как место утечки заранее неизвестно и подлежит вычислению, то целью проводимой оптимизации является нахождение такого соотношения между  $l$  и  $f(l)$ , при котором появится четкая возможность выбрать левый и правый сенсоры, с которых полученная информация позволила бы сформировать некоторый функционал цели, экстремум которого соответствует его экстремали, т.е. вычисленной функциональной зависимости между  $l$  и  $f(l)$ .

Для решения данной оптимизационной задачи, прежде всего, сформулируем следующее ограничительное условие, налагаемое на выбор показателей  $l$  и  $f(l)$ :

$$\int_0^{l_{max}} [l + f(l)] dl = C; C = const. \quad (2)$$



- 1 - трубопровод;
- 2 - группа сенсоров;
- 3 - поток газа, исходящий из места утечки;
- $l$  - расстояние от выбранного левого сенсора до места утечки;
- $f(l)$  - расстояние от выбранного правого сенсора до места утечки;
- $l_{max}$  - длина трубопровода
- 1 - pipeline; 2 - group of sensors;
- 3 - gas flow from the leak;
- $l$  - distance from the selected left sensor to the leak point;
- $f(l)$  - distance from the selected right sensor to the leak point;
- $l_{max}$  - pipeline length

Рисунок 1. Схематическое представление трубопровода с установленными на нем сенсорами

Figure 1. Schematic representation of a pipeline with sensors installed on it

Сигнал, получаемый от предполагаемого левого сенсора  $P_1$ , в общем случае определим как

$$P_1 = \Delta P_0 \exp(-\alpha l). \quad (3)$$

В соответствии с (3) сигнал  $P_2$  от правого предполагаемого сенсора определим как

$$P_2 = \Delta P_0 \exp[-\alpha f(l)]. \quad (4)$$

Функционал цели  $F$  проводимой оптимизации определим как

$$F = \int_0^{l_{max}} P_1 P_2 dl = \int_0^{l_{max}} \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) \cdot \exp[-\alpha f(l)] dl. \quad (5)$$

С учетом выражений (2) и (5) составим функционал безусловной вариационной оптимизации  $F_0$  в виде:

$$F_0 = \int_0^{l_{max}} \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) \cdot \exp[-\alpha f(l)] dl + \lambda \left[ \int_0^{l_{max}} [l + f(l)] dl - C \right], \quad (6)$$

где  $\lambda$  - множитель Лагранжа.

Решение оптимизационной задачи (6) должно удовлетворить условию [14]:

$$\frac{d\{\Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) \cdot \exp[-\alpha f(l)] + \lambda [l + f(l)]\}}{df(l)} = 0. \quad (7)$$

Из условия (7) получим:

$$-\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) \cdot \exp[-\alpha f(l)] + \lambda = 0. \quad (8)$$

Из выражения (8) находим:

$$\exp[-\alpha f(l)] = \frac{\lambda}{\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)}. \quad (9)$$

Из выражения (9) получаем

$$f(l) = \frac{1}{\alpha} \ln \left[ \alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) - \frac{1}{\alpha} \ln \lambda \right]. \quad (10)$$

С учетом выражений (2) и (10) запишем:

$$\int_0^{l_{max}} \left[ l + \frac{1}{\alpha} \ln[\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)] - 1 \right] \ln \lambda dl = C. \quad (11)$$

Из выражения (11) запишем:

$$\int_0^{l_{max}} \frac{1}{\alpha} \ln \lambda dl = \int_0^{l_{max}} \left[ l + \frac{1}{\alpha} \ln[\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)] \right] dl - C. \quad (12)$$

Из выражения (12) находим:

$$\frac{l_{max}}{\lambda} \ln \lambda = \int_0^{l_{max}} \left[ l + \frac{1}{\alpha} \ln[\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)] \right] dl - C. \quad (13)$$

Из выражения (13) получаем

$$\ln \lambda = \frac{1}{l_{max}} \left[ \int_0^{l_{max}} \left[ l + \frac{1}{\alpha} \ln[\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)] \right] dl - C \right]. \quad (14)$$

Из выражения (14) окончательно получаем:

$$\lambda = \exp \left[ \frac{1}{l_{max}} \int_0^{l_{max}} \left[ l + \frac{1}{\alpha} \ln[\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)] \right] dl - C \right]. \quad (15)$$

Обозначим величину множителя  $\lambda$ , вычисленную по формуле (15), как  $\lambda_0$ . В этом случае выражение (8) запишем как:

$$-\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l) \cdot \exp[-\alpha f(l)] + \lambda_0 = 0. \quad (16)$$

Из выражения (16) получим:

$$\exp[-\alpha f(l)] = \frac{\lambda_0}{\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)}. \quad (17)$$

Логарифмирование (17) дает:

$$f(l) = \left(\frac{1}{\alpha}\right) \left[ \ln \frac{\alpha \Delta P_0^2 \exp(-\alpha l)}{\lambda_0} \right]. \quad (18)$$

Выражение (18) перепишем как:

$$f(l) = A - l, \quad (19)$$

где  $A = (1/\alpha) \ln \frac{\alpha \Delta P_0^2}{\lambda_0}$ ,  $A = const.$  (20)

Таким образом, зная значения  $\lambda_0$ ,  $\Delta P_0$ ,  $\alpha$ ,  $C$ ,  $l_{max}$  можно вычислить значение  $f(l)$  при произвольно заданной величине  $l$ .

При решении (19) функционал цели достигает минимума, так как производная выражения (16) по искомой функции оказывается положительной величиной.

Таким образом, предлагаемая процедура оптимизации позволяет определить точку утечки по признаку минимума функционала  $F_0$  при вычислении  $l$  и  $f(l)$ , используя выражения (19) и (20).

Следовательно, может быть предложена следующая процедура поиска места утечки:

- 1) вычисляется величина  $A_{n0}$  формуле (20);
- 2) выбираются пары сенсоров, расстояние между которыми равно  $A$ ;
- 3) смещая выбранную пару сенсоров, достигают позиции, в которой фиксируется минимум функционала  $F_0$ ;
- 4) по определенной позиции пары сенсоров вычисляется точка утечки, проводя вычисления  $f(l)$  определяют конечную позицию

реальной пары точек, которая более точно характеризуют позицию точки утечки.

#### Обсуждение

Таким образом, предложен оптимизированный и усовершенствованный метод определения места утечки из газопровода. Предлагаемый метод позволяет определить место утечки, используя дополнительный нововведенный признак - достижение минимума вновь введенного целевого функционала. Экстремум этого функционала достигается при определенной функциональной связи между расстояниями от места утечки до левого и правого сенсоров, определяемой по специальной методике вычисления расстояния между указанными сенсорами.

#### Вывод

Предложенная модификация и дальнейшая оптимизация метода отрицательной волны давления обеспечивает более точное определение места утечки, т.к. предполагается использовать не одну пару сенсоров давления, а группу равностоящих сенсоров. Наличие целого ряда датчиков позволяет более точно определить места утечки, используя для этого признак появления минимума некоторого функционала, содержащего в качестве подынтегрального выражения произведение двух экспоненциальных членов, характеризующих ослабление отрицательной волны давления при распространении от места утечки до позиций левого и правого сенсоров. Приведены расчетные формулы для вычисления оптимального расстояния между сенсорами, составляющими смещаемую пару, а также вид функциональной оптимальной зависимости между расстояниями от места утечки до сенсоров.

#### Список источников

1. Idachaba F., Rabiei M. Current Technologies and the Applications of Data Analytics for Crude Oil Leak Detection in Surface Pipelines // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2021. Vol. 1. No.

#### References

1. Idachaba F., Rabiei M. Current Technologies and the Applications of Data Analytics for Crude Oil Leak Detection in Surface Pipelines. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2021, Vol. 1, No. 6, pp.

6. P. 436-451. DOI: 10.1016/j.jpse.2021.10.001.
2. Adegboye M.A., Fung W.K., Karnik A. Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and Approaches // *Sensors*, 2019, Vol. 19, No. 11, 2548 p. DOI: 10.3390/s19112548.
3. Oyedeko K.F.K., Balogun H.A. Modeling and Simulation of a Leak Detection for Oil and Gas Pipelines via Transient Model: a Case Study of the Niger Delta // *Journal of Energy Technologies and Policy*, 2015, Vol. 5, No. 1.
4. Moryan N.C. High Precision Pipeline Leak Detection and Localization Using Negative Pressure Wave Technique: an Application in Real Field Case Study // *Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports*, 2022, 11479 p. DOI: 10.33915/etd.11479.
5. Han Ya., Feng X., Todd M.D. A Novel Methodology for Quantitative Identification of Pipeline Leakage and Negative Pressure Wave Velocity // *Structural Health Monitoring*, 2022, P. 1-13. DOI: 10.1177/14759217221123403.
6. Wang J., Zhao L., Liu T., Li Z., Sun T., Grattan K.T.V. Novel Negative Pressure Wave-Based Pipeline Leak Detection System Using Fiber Bragg Grating-Based Pressure Sensors // *Journal of Lightwave Technology*, 2017, Vol. 35, No. 16, P. 3366-3373. DOI: 10.1109/JLT.2016.2615468.
7. Park H.J., Song M. Linear FBG Temperature Sensor Interrogation with Fabry-Perot ITU Multi-Wavelength Reference // *Sensors*, 2008, Vol. 8, No. 10, P. 6769-6776. DOI: 10.3390/s8106769.
8. Takeda N., Okabe Y., Kuwahara J., Kojima S., Ogisu T. Development of Smart Composite Structures with Small-Diameter Fiber Bragg Grating Sensors for Damage Detection: Quantitative Evaluation of Delamination Length in CFRP Laminates Using Lamb Wave Sensing // *Composites Science and Technology*, 2005, Vol. 65, No. 15-16, P. 2575-2587. DOI: 10.1016/j.compscitech.2005.07.014.
9. Dandridge A., Kirkendall C.K. *Passive Fibre Optic Sensor Networks. Handbook of Optical Fibre Sensing Technology*. USA, John Wiley & Sons Inc., 2002. P. 433-448. URL: [https://www.researchgate.net/publication/275961869\\_Passive\\_Fibre\\_Optic\\_Sensor\\_Networks](https://www.researchgate.net/publication/275961869_Passive_Fibre_Optic_Sensor_Networks) (дата обращения: 04.04.2024).
10. Tsuda H. Ultrasound and Damage Detection in CFRP Using Fiber Bragg Grating Sensors // *Composites Science and Technology*, 2006, Vol. 66, No. 5, P. 676-683. DOI: 10.1016/j.compscitech.2005.07.043.
11. Hou Q.M., Jiao W.L., Ren L., Cao H.Z., Song G.B. Experimental Study of Leakage Detection of Natural Gas Pipeline Using FBG Based Strain Sensor and Least Square Support Vector Machine // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2014, Vol. 32, P. 144-151. DOI: 10.1016/j.jlp.2014.08.003.
12. Hou Q. An FBG Strain Sensor-Based NPW Method for Natural Gas Pipeline Leakage Detection // *Mathematical Problems in Engineering*, 2021, Vol. 436-451. DOI: 10.1016/j.jpse.2021.10.001.
2. Adegboye M.A., Fung W.K., Karnik A. Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and Approaches. *Sensors*, 2019, Vol. 19, No. 11, 2548 p. DOI: 10.3390/s19112548.
3. Oyedeko K.F.K., Balogun H.A. Modeling and Simulation of a Leak Detection for Oil and Gas Pipelines Via Transient Model: a Case Study of the Niger Delta. *Journal of Energy Technologies and Policy*, 2015, Vol. 5, No. 1.
4. Moryan N.C. High Precision Pipeline Leak Detection and Localization Using Negative Pressure Wave Technique: an Application in Real Field Case Study. *Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports*, 2022, 11479 p. DOI: 10.33915/etd.11479.
5. Han Ya., Feng X., Todd M.D. A Novel Methodology for Quantitative Identification of Pipeline Leakage and Negative Pressure Wave Velocity. *Structural Health Monitoring*, 2022, pp. 1-13. DOI: 10.1177/14759217221123403.
6. Wang J., Zhao L., Liu T., Li Z., Sun T., Grattan K.T.V. Novel Negative Pressure Wave-Based Pipeline Leak Detection System Using Fiber Bragg Grating-Based Pressure Sensors. *Journal of Lightwave Technology*, 2017, Vol. 35, No. 16, pp. 3366-3373. DOI: 10.1109/JLT.2016.2615468.
7. Park H.J., Song M. Linear FBG Temperature Sensor Interrogation with Fabry-Perot ITU Multi-Wavelength Reference. *Sensors*, 2008, Vol. 8, No. 10, pp. 6769-6776. DOI: 10.3390/s8106769.
8. Takeda N., Okabe Y., Kuwahara J., Kojima S., Ogisu T. Development of Smart Composite Structures with Small-Diameter Fiber Bragg Grating Sensors for Damage Detection: Quantitative Evaluation of Delamination Length in CFRP Laminates Using Lamb Wave Sensing. *Composites Science and Technology*, 2005, Vol. 65, No. 15-16, pp. 2575-2587. DOI: 10.1016/j.compscitech.2005.07.014.
9. Dandridge A., Kirkendall C.K. *Passive Fibre Optic Sensor Networks. Handbook of Optical Fibre Sensing Technology*. USA, John Wiley & Sons Inc., 2002. pp. 433-448. URL: [https://www.researchgate.net/publication/275961869\\_Passive\\_Fibre\\_Optic\\_Sensor\\_Networks](https://www.researchgate.net/publication/275961869_Passive_Fibre_Optic_Sensor_Networks) (accessed 04.04.2024).
10. Tsuda H. Ultrasound and Damage Detection in CFRP Using Fiber Bragg Grating Sensors. *Composites Science and Technology*, 2006, Vol. 66, No. 5, pp. 676-683. DOI: 10.1016/j.compscitech.2005.07.043.
11. Hou Q.M., Jiao W.L., Ren L., Cao H.Z., Song G.B. Experimental Study of Leakage Detection of Natural Gas Pipeline Using FBG Based Strain Sensor and Least Square Support Vector Machine. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2014, Vol. 32, pp. 144-151. DOI: 10.1016/j.jlp.2014.08.003.
12. Hou Q. An FBG Strain Sensor-Based NPW Method for Natural Gas Pipeline Leakage Detection. *Mathematical Problems in Engineering*, 2021, Vol. 2021, 8 p. DOI: 10.1155/2021/5548503.

2021. 8 p. DOI:10.1155/2021/5548503.

13. Barabanov S.A., Lesnov O.F. Waves Attenuation and the Pressure Surge Method Performance // Paper presented at the PSIG Annual Meeting, Calgary, Alberta, October 2007. Calgary, 2007. Paper No. PSIG-07B3.

14. Эльсгольц Л.Э. Дифференциальные уравнения и вариационное исчисление. М.: Наука, 1965. 424 с.

13. Barabanov S.A., Lesnov O.F. Waves Attenuation and the Pressure Surge Method Performance. Paper presented at the PSIG Annual Meeting, Calgary, Alberta, October 2007, Calgary, 2007. Paper No. PSIG-07B3.

14. El'sgolts L.E. *Differentsial'nye uravneniya i variatsionnoe ischislenie* [Differential Equations and Calculus of Variations]. Moscow, Nauka Publ., 1965. 424 p. [in Russian].

#### Информация об авторе

• Багиров Анар Фуад оглы  
Национальное Аэрокосмическое Агентство  
Докторант  
Азербайджанская Республика, AZ1115, Баку,  
ул. С.С. Ахундова, 1  
anar.baghirovOI@gmail.com

#### Information about the author

• Baghirov Anar F.  
National Aerospace Agency  
Post-Graduate Student  
1, S.S. Akhundov str., Baku, AZ1115, Azerbaijan  
Republic  
anar.baghirovOI@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 18.01.2024; одобрена после рецензирования 16.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 18.01.2024; approved after reviewing 16.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 107-122. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 107-122. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.691.4

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-107-122

EDN: JFCGMT

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗОК НА ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИМЫКАЮЩИХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Юлия Александровна Рахматуллина<sup>1</sup>, Вадим Александрович Алексеев<sup>2</sup>,

Тимур Султанмагомедович Султанмагомедов<sup>3</sup>,

Султанмагомед Магомедтагирович Султанмагомедов<sup>4</sup>

<sup>1, 2, 3, 4</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>1</sup>yrahmat@bk.ru

<sup>2</sup>alex\_vadiim@mail.ru

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

<sup>4</sup>ftt2010@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: Юлия Александровна Рахматуллина,  
yrahmat@bk.ru

**Аннотация.** Актуальность исследования обусловлена апробацией результатов численного расчета напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода в программном обеспечении ANSYS посредством экспериментального исследования. Целью работы является экспериментальное исследование воздействия опорно-центрирующего устройства на трубопровод при центровке граничных участков при вырезке дефектной катушки в процессе прове-

дения аварийно-восстановительного ремонта. Объектом исследования является экспериментальный стенд трубопровода  $D_n = 40$  мм, выбранный прототипом трубопровода  $D_n = 1020$  мм. Методы исследования: математическое моделирование, экспериментальные исследования, обработка экспериментальных данных.

Получены следующие результаты:

- максимальные деформации конца трубопровода в компьютерной модели натурного трубопровода при приложенной на-

грузке в 10 кН составляют 62,9 мм, максимальное напряжение равно 87,2 МПа;

- определены факторы: нагрузка  $F = 0-50$  Н, длина свободного конца трубопровода  $l = 0,5-1,5$  м, глубина заложения трубопровода  $h = 50-80$  мм) и отклик эксперимента - деформации  $u$ ;

- в ходе обработки экспериментальных значений деформаций выявлено, что глубина заложения трубопровода не влияет на результаты измерения перемещения оси трубопровода от приложенных поперечных сил, следовательно, было решено проводить

измерения при постоянной глубине заложения, равной 0,08 м;

- по результатам эксперимента построены графики теоретических и экспериментальных зависимостей перемещения оси трубопровода от продольной нагрузки: разница двух схем закрепления трубопровода составляет 41 %, в расчетах необходимо учитывать часть трубопровода, находящегося в грунте;

- относительная погрешность результатов эксперимента с учетом теоретических ошибок составляет не более 10 %.

---

---

**Ключевые слова:** ремонт, дефектный участок, проектное положение, экспериментальный стенд, графические зависимости

---

---

**Для цитирования:** Рахматуллина Ю. А., Алексеев В. А., Султанмагомедов Т. С., Султанмагомедов С. М. Экспериментальное исследование влияния нагрузок на деформированное состояние примыкающих участков трубопровода при использовании опорно-центрирующего устройства // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 107-122. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-107-122>. EDN: JFCGMT.

Original article

## EXPERIMENTAL STUDY OF LOAD EFFECT ON DEFORMED STATE OF ADJACENT PIPELINE SECTIONS WHEN USING A SUPPORT-CENTERING DEVICE

Yuliya A. Rakhmatullina<sup>1</sup>, Vadim A. Alekseev<sup>2</sup>, Timur S. Sultanmagomedov<sup>3</sup>, Sultanmagomed M. Sultanmagomedov<sup>4</sup>

<sup>1, 2, 3, 4</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>1</sup>[yraxmat@bk.ru](mailto:yraxmat@bk.ru)

<sup>2</sup>[alex\\_vadiim@mail.ru](mailto:alex_vadiim@mail.ru)

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

<sup>4</sup>[ftt2010@mail.ru](mailto:ftt2010@mail.ru)

Corresponding author: Yuliya A. Rakhmatullina, yraxmat@bk.ru

**Abstract.** The relevance of the study is due to the testing of the results of the numerical calculation of the stress-strain state of the support-centering device and pipeline in ANSYS software through an experimental study. The purpose of the work is to experimentally study the effect of the support-centering device on the pipeline when centering the boundary sections when cutting out a defective coil during emergency repairs. The object of the study is an experimental bench of a pipeline with diameter  $D_H = 40$  mm, chosen as a prototype of a pipeline with diameter  $D_H = 1020$  mm. Research methods: mathematical modeling, experimental research, processing of experimental data.

The following results were obtained:

- the maximum deformation of the end of the pipeline in a computer model of a full-scale pipeline with an applied load of 10 kN is 62.9 mm, the maximum stress is 87.2 MPa;

- factors identified: load  $F = 0-50$  N, length of the free end of the pipeline

$l = 0.5-1.5$  m, depth of the pipeline  $h = 50-80$  mm) and experimental response - deformation  $u$ ;

- during the processing of experimental values of deformations, it was revealed that the depth of the pipeline does not affect the results of measuring the displacement of the pipeline axis from applied transverse forces, therefore, it was decided to carry out measurements at a constant depth of 0.08 m;

- based on the results of the experiment, graphs of theoretical and experimental dependences of the movement of the pipeline axis on the longitudinal load were constructed: the difference between the two schemes for securing the pipeline is 41 %, in the calculations it is necessary to take into account the part of the pipeline located in the ground;

- the relative error of the experimental results, taking into account theoretical errors, is no more than 10 %.

---

---

**Keywords:** repair, defective section, design position, experimental bench, graphical dependencies

---

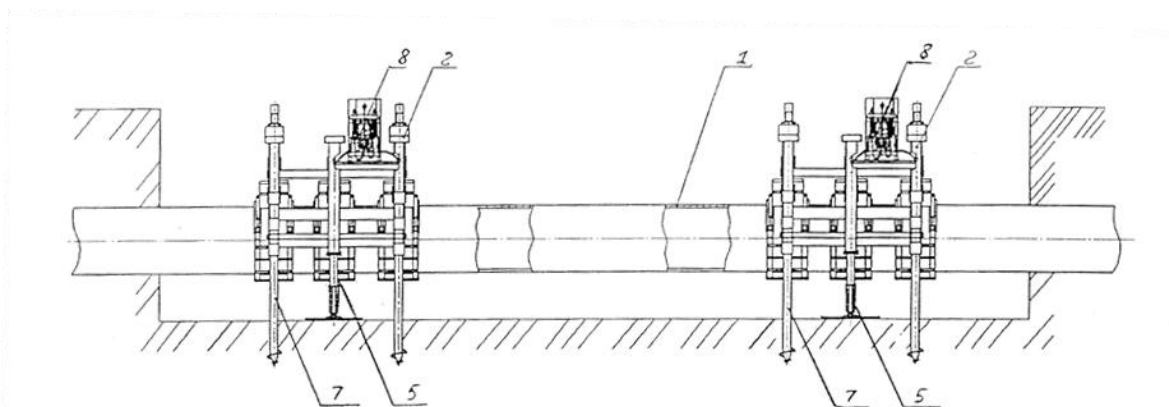
---

**For citation:** Rakhmatullina Yu. A., Alekseev V. A., Sultanmagomedov T. S., Sultanmagomedov S. M. Eksperimentalnoye issledovaniye vliyaniya nagruzok na deformirovannoye sostoyaniye primykayushchikh uchastkov truboprovoda pri ispolzovanii oporno-tsentriruyushchego ustroystva [Experimental Study of Load Effect on Deformed State of Adjacent Pipeline Sections when Using a Support-Centering Device]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 107-122. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-107-122>. EDN: JFCGMT.

### *Введение*

Опорно-центрирующее устройство (рис. 1), применяемое для трубопроводов

различного диаметра, предназначено для проведения аварийно-восстановительного ремонта при замене дефектного участка трубопровода.



1 - трубопровод; 2 - фиксирующие устройства; 5 - силовые цилиндры; 7 - винтовые анкеры; 8 - силовые станции

1 - pipeline; 2 - fixing devices; 5 - power cylinders; 7 - screw anchors; 8 - power stations

**Рисунок 1.** Схема установки опорно-центрирующего устройства на трубопровод [5]

**Figure 1.** Diagram of installation of a support-centering device on a pipeline [5]

Принцип работы устройства заключается в фиксации и центрировании относительного проектного положения осей, граничных с дефектным участком трубопровода, при вырезке дефектной катушки для точной установки нового участка без возникновения дополнительных дефектов в теле трубы [1-4].

Способ ремонта дефектных участков трубопровода (рисунок 1) в траншее путем замены дефектного участка заключается в нахождении дефектного участка, вырезке и замене его на новую катушку. После вырезки дефектного участка осуществляют центровку при помощи центровочных устройств, при этом каждое фиксирующее устройство состоит из четырех или более винтовых анкеров, предназначенных для надежной фиксации конструкции в грунте; двух или более шарнирных опор на силовых цилиндрах, имеющих возможность регулирования по высоте, включенных в единый каркас силовой станции; двух или более полузахватов, имеющих замковое устройство; и механизмов горизонтальной и вертикальной регулировки концов трубопровода.

Установка фиксирующего устройства на трубопровод содержит трубопровод 1, фиксирующие устройства 2, силовые цилиндры 5 фиксирующих устройств, винтовые анкеры 7 и силовые станции 8. При определении опасности «неконтролируемого смещение» принимается решение о необходимости фиксации относительно оси трубопровода первого ремонтного участка фиксирующими устройствами 2, имеющими возможность регулировки концов трубопровода 1 в горизонтальном и вертикальном направлениях с целью последующего совмещения их осей, при этом фиксирующие устройства 2 включают винтовые анкеры 7 с шарнирными опорами (на рисунке не обозначены) на силовых цилиндрах 5 для регулирования по высоте, содержащими полузахваты с замковыми устройствами (на рисунке не указаны) [5-7].

*Целью работы* является экспериментальное исследование воздействия опорно-центрирующего устройства на трубопровод при центровке граничных участков при вырезке дефектного участка в процессе проведения аварийно-восстановительного ремонта.

*Задачи:*

- расчет экспериментальной модели в программном комплексе ANSYS;
- планирование эксперимента по определению зависимости приложенной поперечной нагрузки на поперечную деформацию оси трубопровода;
- проведение эксперимента;
- обработка результатов проведенного эксперимента.

*Моделирование напряженно-деформированного состояния*

Моделирование напряженно-деформированного состояния заключалось в разработке 3D модели опорно-центрирующего устройства и трубопровода для расчетов с жесткой заделкой в месте закрепления сечения трубопровода и сечений свай в грунте; упругого взаимодействия по длине трубопровода и свай, находящихся в грунте.

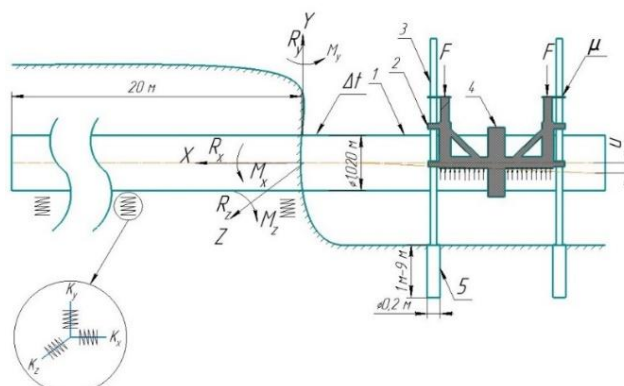
Контакт внутренней зоны охватывающего кольца и трубопровода «bonded» - без проскальзывания.

Разработанная расчетная схема приложения нагрузок, необходимая для проведения предварительного расчета напряженно-деформированного состояния, представлена на рисунке 2 [9-18].

Разработана модель экспериментальной установки (рисунок 3). Трубопровод помещен в лоток со структурно-неустойчивым грунтом [19].

Нижняя часть и левое сечение трубопровода жестко закреплено «fixed support», грунту задано перемещение «displacement» ( $Z = 0, X = 0, Y = \text{free}$ ), к правому свободному концу трубопровода приложена сила «force» равная 10 кН, направленная вниз по оси Y.

По заданным исходным данным геометрии, граничных условий и контактов взаимодействия проведены расчеты напряженно-деформированного состояния трубопровода. Получены следующие результаты расчетов, представленные на рисунках 4, 5.



- 1- трубопровод; 2- рама; 3- направляющие; 4- охватывающее кольцо; 5- анкеры;  
 $F_1$  - сосредоточенная сила;  $\Delta t$  - температурный перепад;  
 $\mu$  - коэффициент трения, задаваемый между рамой и направляющими;  
 $u$  - смещение оси трубопровода в процессе проведения ремонта

- 1- pipeline; 2- frame; 3- guides; 4- female ring; 5- anchors;  $F_1$  - concentrated force;  
 $\Delta t$  - temperature difference;  $\mu$  - friction coefficient specified between the frame and the guides;  
 $u$  - displacement of the pipeline axis during repairs

**Рисунок 2.** Расчетная схема [9]

**Figure 2.** Calculation scheme [9]

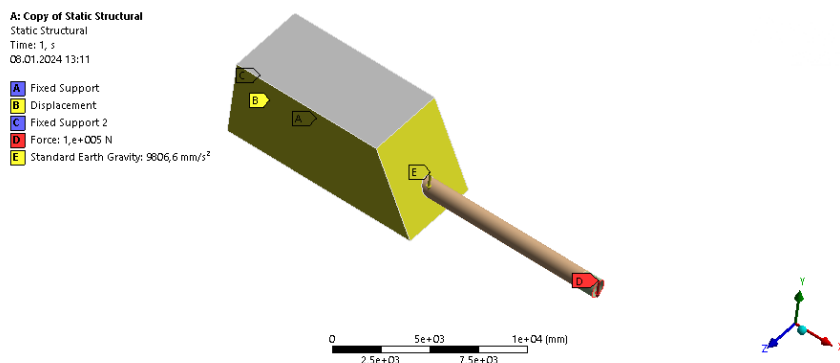


Рисунок 3. Граничные условия экспериментальной установки, смоделированной в программном комплексе

Figure 3. Boundary conditions of the experimental setup modeled in the software

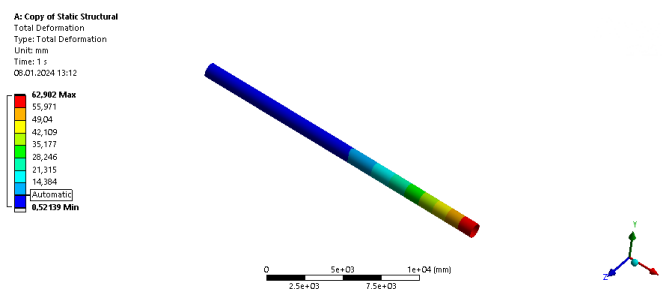


Рисунок 4. Деформированное состояние трубопровода при приложении нагрузки «сверху вниз» при моделировании экспериментальной установки

Figure 4. Deformed state of the pipeline when a load is applied «from top to bottom» when simulating an experimental setup

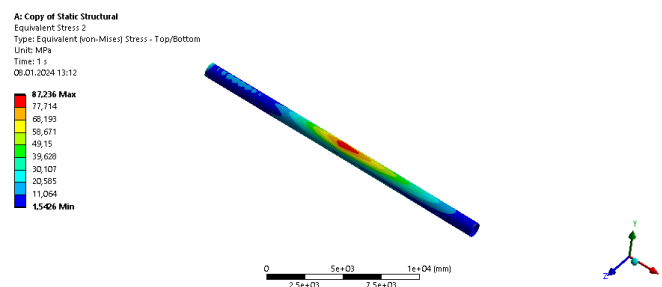


Рисунок 5. Напряженное состояние трубопровода при приложении нагрузки «сверху вниз» при моделировании экспериментальной установки

Figure 5. Pipeline stress state when a load is applied «from top to bottom» when simulating an experimental setup

Максимальные деформации в трубопроводе при приложенной нагрузке в 10 кН составляют 62,9 мм, максимальное напряжение равно 87,2 МПа. После проведения расчетов напряженно-деформированного состояния трубопровода было принято решение о проведении экспериментальных исследований для подтверждения результатов расчета. Воздействие опорно-центрирующего устройства заменим на влияние прикладываемых на трубопровод нагрузок для определения зависимости значений приложенных сил от перемещения оси трубопровода.

#### *Экспериментальное исследование*

Схема, используемая при расчете математической модели, представляет собой жесткое закрепление сечения трубопровода, находящегося в грунте (рисунок 2). Схема, рассматриваемая при проведении эксперимента, представлена на рисунке 6, а.

На рисунке 6, б представлена экспериментальная установка [20]. Трубопровод 1, имеющий наружный диаметр 40 мм и толщину стенки 0,5 мм, помещен в песчаную насыпь 2 на глубину заложения  $h_{cp}$  для определения перемещений с помощью индикатора часового типа 3 трубопровода 1 при воздействии силы  $F$  (рисунок 6, а).

Индикатор часового типа 3 представляет собой устройство для определения линейных размеров деталей и отклонений.

Характеристики датчика малых перемещений (индикатор часового типа): одно деление равно 0,01 мм, погрешность измерения 0,005 мм, максимальное измеряемое значение 10 мм, гистерезис 0,003 мм, диапазон оборота 1 мм. Количество экспериментальных замеров определялось, исходя из исследуемых факторов эксперимента.

К факторам эксперимента  $X_i$  относятся измеряемые входные данные, которые оказывают влияние на объект исследования, в нашем случае это - длина свободной части трубопровода  $l$ , прикладываемая сила  $F$ , глубина заложения  $h$ .

Откликом эксперимента  $Y_i$  является наблюдаемая случайная величина, зависящая от факторов - перемещения  $u$  [21-25].

Исходные данные, необходимые для проведения эксперимента:

$$D = 0,038 \text{ м,}$$

$$\delta = 0,0005 \text{ м,}$$

$$W = 5,45 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3,$$

$$I = 1,04 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

$$E = 6,55 \cdot 10^{10} \text{ Па.}$$

Для проведения эксперимента на данном этапе были выделены основные факторы, в большей степени влияющие на перемещение оси от приложенных на трубопровод нагрузок.

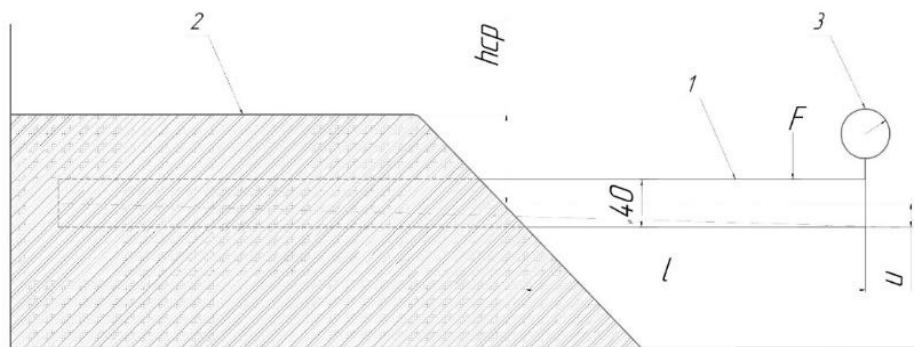
Глубина заложения варьировалась от 50 до 80 мм с шагом 15 мм, в ходе обработки измеренных значений выявлено, что глубина заложения трубопровода не влияет на результаты измерения поперечного перемещения оси трубопровода от приложенных поперечных сил.

Длина свободного конца трубопровода варьировалась от 0,5 м до 1,5 с шагом 0,25 м.

Величина груза, используемого в качестве прикладываемой нагрузки, варьировалась от 0 до 50 Н с шагом 5 Н.

#### *Ход проведения эксперимента:*

1. отрегулировать глубину заложения до верхней образующей согласно таблице и номеру эксперимента;
2. закрепить один конец трубопровода, отрегулировать свободную длину трубопровода;
3. на свободный конец трубопровода закрепить датчик часового типа с помощью магнитного штатива;
4. на свободный конец трубы закрепляются грузы согласно таблице и номеру эксперимента;
5. записываем полученные значения (увеличивая нагрузку) с датчика часового типа;
6. повторяем эксперимент, варьируя длину свободного конца трубопровода [26].



a)



b)

1 - трубопровод, 2 - песчаная насыпь (упругое основание), 3 - индикатор часового типа  
1 - pipeline, 2 - sand embankment (elastic base), 3 - dial indicator

**Рисунок 6.** Экспериментальный стенд: схема экспериментального стенда (a),  
экспериментальная установка (b)

**Figure 6.** Experimental stand: diagram of the experimental stand (a), experimental setup (b)

Для перевода полученных значений на натуральный масштаб используется следующее соотношение:

$$\frac{d_{\text{экс}}}{\delta_{\text{экс}}} = \frac{d_{\text{нат}}}{\delta_{\text{нат}}}, \quad (1)$$

где  $d_{\text{экс}}$ ,  $\delta_{\text{экс}}$  - диаметр и толщина стенки экспериментальной трубы соответственно,

$d_{\text{нат}}$ ,  $\delta_{\text{нат}}$  - диаметр и толщина стенки действительной трубы соответственно.

Подставляя в уравнение подобия (1) исходные значения получаем:

$$\frac{40}{0,5} = \frac{80}{1} = \frac{1020}{13}.$$

Следовательно, коэффициент подобия  $K_{\text{масш}} = 25$ .

Глубину заложения трубопровода, используемого в эксперименте, определим по формуле (2). По СП 36.13330.2012 и СП 86.13330.2022 [27, 28] глубина заложения трубопровода для диаметра 1020 мм (натурный размер рассматриваемого трубопровода) равна  $h_{\text{ср.нат}} = 1,2-2$  м, следовательно, чтобы определить глубину заложения экспериментального трубопровода  $h_{\text{экс}}$  диаметром 40 мм, используем отношение:

$$\frac{d_{\text{экс}}}{h_{\text{ср.экс}}} = \frac{d_{\text{нат}}}{h_{\text{ср.нат}}}, \quad (2)$$
$$h_{\text{экс}} = \frac{40 \cdot (1200-2000)}{1020}.$$

По отношению (2) получаем

$h_{\text{ср.экс}} = 47-80$  мм - глубина заложения трубопровода для диаметра 40 мм.

Полученные экспериментальные значения переводим для трубопровода диаметром 1020 мм и толщиной стенки 13 мм с учетом коэффициента масштабирования.

Графики, полученные при обработке результатов, представлены на рисунке 7.

Из рисунка 7 видно, что между теоретическими и экспериментальными графиками имеется различие в значениях, это связано с разными видами схем приложенных нагрузок в идеализированной модели эксперимента.

На графике 8,  $b$  возьмем крайнюю точку эксперимента:

$$\frac{5,1-3,0}{5,1} \cdot 100 \% = 41 \% - \text{разница двух рассматриваемых схем.}$$

В расчетах необходимо учитывать упругое основание.

На рисунке 8 представлены все экспериментальные точки из графиков рисунка 7 в одной системе координат.

Коэффициент  $K$  (рисунок 9) получен как котангенс между прямой графика зависимости (рисунок 8) и осью  $X$ .

Получение прямой для одного из графиков представлено на рисунке 9.

На рисунке 10 представлены обработанные значения эксперимента. Относительная погрешность эксперимента с учетом теоретических ошибок составляет не более 10 %.

Физический смысл коэффициента жесткости  $K$  - коэффициент показывает, насколько деформируется конечное сечение трубопровода при приложении к нему поперечной нагрузки.

Чем больше длина свободного участка, тем больше деформации при одинаковых усилиях (прямая зависимость). Между коэффициентом и длиной участка обратная зависимость.

Консольная балка:

$$K = \frac{F}{\Delta} = \frac{3 \cdot E \cdot I}{l^3}, \text{ так как } \Delta = \frac{F \cdot l^3}{3 \cdot E \cdot I},$$

$$\text{упругое основание: } K = \frac{F}{\Delta} = \cot \alpha,$$

где  $K$  - коэффициент жесткости секции на изгиб;

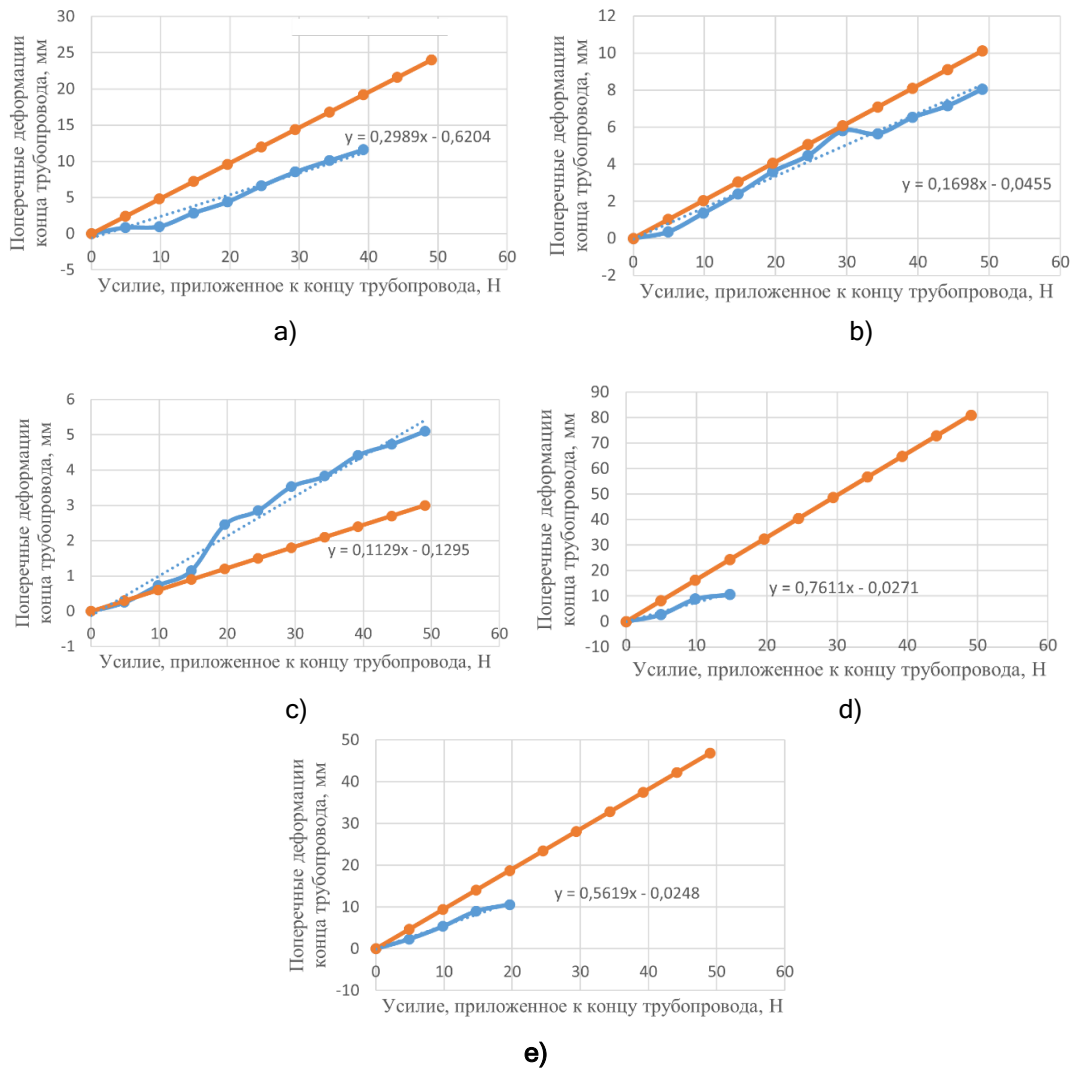
$F$  - нагрузка, Н;

$\Delta$  - деформации, мм;

$E$  - модуль Юнга, равно  $6,55 \cdot 10^{10}$  Па;

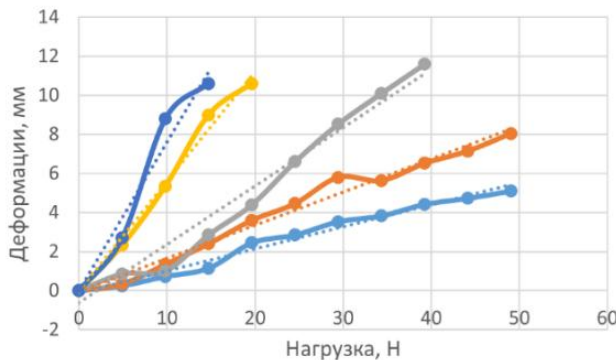
$I$  = момент инерции, равен  $1,04 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ ;

$\alpha$  - угол между легендой графика и осью  $X$ .



**Рисунок 7.** График зависимости перемещений от прикладываемой нагрузки при длине свободного конца трубопровода: 0,5 м (а); 0,75 м (б); 1 м (с); 1,25 м (д); 1,5 м (е)

**Figure 7.** Graph of displacement versus applied load for the length of the free end of the pipeline: 0.5 m (a); 0.75 m (b); 1 m (c); 1.25 m (d); 1.5 m (e)



**Рисунок 8.** Общий вид экспериментально полученных зависимостей

**Figure 8.** General view of experimentally obtained dependencies

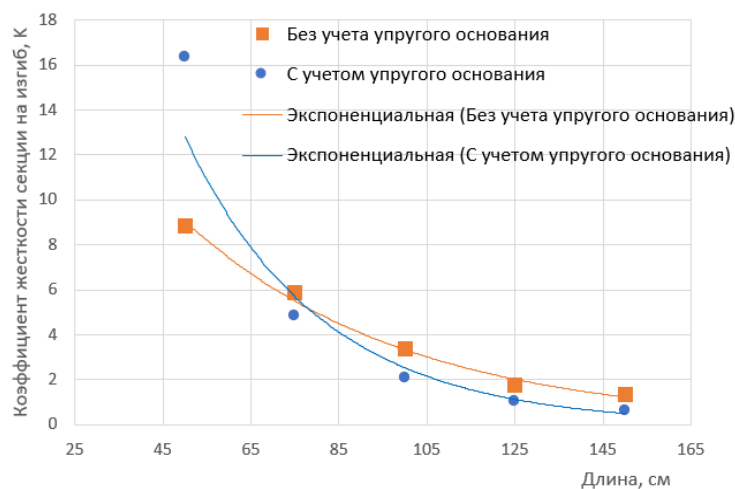


Рисунок 9. Зависимость коэффициента жесткости  $K$  от длины свободного конца трубопровода

Figure 9. Dependence of the stiffness coefficient  $K$  on the length of the free end of the pipeline

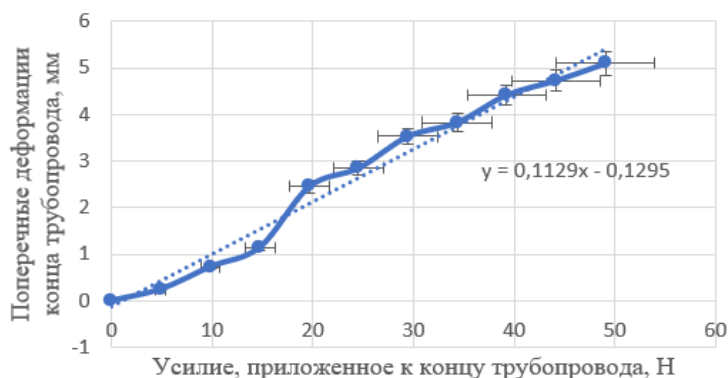


Рисунок 10. Диапазон полученных точек при длине свободного конца трубопровода 50 мм

Figure 10. Range of points obtained with a free end length of the pipeline of 50 mm

**Выводы:**

- максимальные деформации конца трубопровода в компьютерной модели натурального трубопровода при приложенной нагрузке в 10 кН составляют 62,9 мм; максимальное напряжение равно 87,2 МПа (рисунки 5, 6);  
- определены факторы: нагрузка  $F = 0-50$  Н, длина свободного конца трубо-

провода  $l = 0,5-1,5$  м, глубина заложения трубопровода  $h = 50-80$  мм) и отклик эксперимента - деформации  $u$ ;

- в ходе обработки экспериментальных значений деформаций выявлено, что глубина заложения трубопровода не влияет на результаты измерения перемещения проектной оси трубопровода от приложенных попереч-

ных сил, следовательно, было решено проводить измерения при постоянной глубине заложения, равной 0,08 м;

- по результатам эксперимента построены графики теоретических и экспериментальных зависимостей перемещения оси трубопровода от продольной нагрузки: разница двух схем закрепления трубопровода

составляет 41 %, в расчетах необходимо учитывать часть трубопровода, находящегося в грунте (рисунок 7);

- относительная погрешность результатов эксперимента с учетом теоретических ошибок составляет не более 10 % (рисунок 10).

#### Список источников

1. Пат. 148090 РФ, МПК F 16 L 1/26. Опорно-центрирующее устройство концевой участка магистрального нефте- или газопровода / Ю.Г. Матвеев, Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин. 2014111881/06, Заявлено 27.03.2014; Оpubл. 27.11.2014. Бюл. 33.
2. Рахматуллина Ю.А. Исследование существующих опорно-центрирующих устройств и выбор оптимального варианта для анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода и устройства в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта // Трубопроводный транспорт (теория и практика). 2023. № 3 (85). С. 50-60.
3. Бахтизин Р.Н., Мустафин Ф.М., Быков Л.И. и др. Сооружение и эксплуатация трубопроводов. Инновации и приоритеты // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКР. 2016. № 3. С. 52-58. DOI: 10.5510/OGP20160300289. EDN: UGKDLN.
4. Чухарева Н.В., Ревазов А.М., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Причины аварийных ситуаций при длительной эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2011. № 2. С. 56-59. EDN: NVXJLR.
5. Пат. 2708758 РФ, МПК F 16 L 1/028, F 16 L 1/10. Способ ремонта дефектных участков трубопровода в траншее / Ю.Д. Коннов, Ю.Г. Матвеев, Р.Ф. Хабидуллин, А.Ю. Чеботарев. 2016139934, Заявлено 10.10.2016; Оpubл. 11.12.2019.
6. Рахматуллина Ю.А. Перемещение оси трубопровода при нагрузках в процессе проведения аварийно-восстановительного ремонта // Neftegaz. RU. 2023. № 12.
7. Шагиахметова З.В. Способ врезки катушки трубопровода на заболоченной местности в летний период времени в районах Крайнего Севера // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: матер. Междунар. науч.-практ. конф. Альметьевск: АГНИ, 2018. С. 296-298. EDN: ZBCITR.
8. Абдрахманов А.Ж., Азметов Х.А. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода при ремонте с заменой дефектного участка. Алматы: Нефть и газ, 2004. 67 с.
9. Рахматуллина Ю.А., Алексеев В.А., Сул-

#### References

1. Matveev Yu.G., Konnov Yu.D., Sidorkin D.I. *Oporno-tsentriruyushchee ustroystvo kontseвого uchastka magistral'nogo nefte- ili gazoprovoda* [Support-Centering Device of the End Section of a Trunk Oil or Gas Pipeline]. Patent RF, No. 148090, 2014. [in Russian].
2. Rakhmatullina Yu.A. Issledovanie sushchestvuyushchikh oporno-tsentriruyushchikh ustroystv i vybor optimal'nogo varianta dlya analiza napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovoda i ustroystva v protsesse provedeniya kompleksa avariino-vosstanovitel'nogo remonta [Research of Existing Support-Centering Devices and Selection of the Optimal Option for the Analysis of the Stress Strain State of the Pipeline and the Device in the Process of Carrying Out a Complex of Emergency Repairs]. *Truboprovodnyi transport (teoriya i praktika) – Pipeline Transport (Theory and Practice)*, 2023, No. 3 (85), pp. 50-60. [in Russian].
3. Bakhtizin R.N., Mustafin F.M., Bykov L.I. e.a. Sooruzhenie i ekspluatatsiya truboprovodov. Innovatsii i priority [Pipeline Construction and Operation. Innovations and Priorities]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR – Scientific Proceedings of NIPI Neftegaz SOCAR*, 2016, No. 3, pp. 52-58. DOI: 10.5510/OGP20160300289. EDN: UGKDLN. [in Russian].
4. Chukhareva N.V., Revazov A.M., Mironov S.A., Tikhonova T.V. Prichiny avariinykh situatsii pri dlitel'noi ekspluatatsii magistral'nykh truboprovodov v usloviyakh Krainego Severa [Causes of Accidents during Long-Term Operation of Trunk Pipelines in the Far North]. *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse – Quality Management in Oil and Gas Complex*, 2011, No. 2, pp. 56-59. EDN: NVXJLR. [in Russian].
5. Konnov Yu.D., Matveev Yu.G., Khabibullin R.F., Chebotarev A.Yu. *Sposob remonta defektnykh uchastkov truboprovoda v transhee* [Method of Repair of Defective Pipeline Sections in the Trench]. Patent RF, No. 2708758, 2019. [in Russian].
6. Rakhmatullina Yu.A. Peremeshchenie osi truboprovoda pri nagruzkakh v protsesse provedeniya avariino-vosstanovitel'nogo remonta [Pipeline Axis Displacement under Loads in the Pro-

танмагомедов Т.С., Хасанов Р.Р. Методика анализа напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 7. С. 7- 16. DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4085. EDN: COZMJN.

10. Бурков П.В., Бурков В.П., Вахитов Д.Л., Тимофеев В.Ю. Изучение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с кольцевым дефектом методом конечных элементов с использованием программного комплекса ANSYS // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2019. № 5. С. 5-13. DOI: 10.26730/1999-4125-2019-5-5-13.

11. Моделирование трубопроводов с помощью ANSYS - обзор возможностей. URL: <https://www.ansys.soften.com.ua/about-ansys/blog/299-modelirovanie-truboprovodov-s-pomoshchyu-ansys-obzor-vozmozhnostej.html> (дата обращения: 08.02.2024).

12. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 136 с.

13. ГОСТ Р 57700.10-2018. Численное моделирование физических процессов. Определение напряженно-деформированного состояния. Верификация и валидация численных моделей сложных элементов конструкций в упругой области. М.: Стандартинформ, 2018. 16 с.

14. Бахтизин Р.Н., Султанмагомедов С.М., Султанмагомедов Т.С. и др. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 3. С. 243-251. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251. EDN: GWSNYC.

15. Султанмагомедов Т.С. Влияние продольных перемещений трубопровода на напряженно-деформированное состояние при оттаивании участка многолетнемерзлого грунта // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Т. 12. № 4. С. 331-339. DOI: 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339. EDN: BYAQAW.

16. Султанмагомедов Т.С., Бахтизин Р.Н., Султанмагомедов С.М., Урманова А.Р. Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 4. С. 87-96. DOI: 10.18799/24131830/2021/04/3151. EDN: MNZQYE.

17. Басов К.А. Графический интерфейс комплекса ANSYS. Саратов: Профобразование, 2017. 239 с. ISBN 978-5-4488-0061-0. EDN: ZGJVOT.

18. ГОСТ Р 57385-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция

cess of Emergency Repair]. *Neftegaz. RU – Neftegaz. RU*, 2023, No. 12. [in Russian].

7. Shagiakhmetova Z.V. Sposob vrezki katushki truboprovoda na zabolochennoi mestnosti v letnii period vremeni v raionakh Krainego Severa [The Method of Insertion of Coil Tubing on Wetlands Summer Time in the Far North]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli»* [Proceedings of the International Scientific-Practical Conference «Achievements, Problems and Prospects of Oil and Gas Industry Development»]. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2018, pp. 296-298. EDN: ZBCITR. [in Russian].

8. Abdrakhmanov A.Zh., Azmetov Kh.A. *Issledovanie napryazhenno deformirovannogo sostoyaniya truboprovoda pri remonte s zamenoi defektnogo uchastka* [Investigation of Stress-Strain State of the Pipeline during Repair with Replacement of the Defective Section]. Almaty, Neft' i gaz Publ., 2004. 67 p. [in Russian].

9. Rakhmatullina Yu.A., Alekseev V.A., Sultanmagomedov T.S., Khasanov R.R. Metodika analiza napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya oporno-tsentriruyushchego ustroystva i truboprovoda v protsesse provedeniya kompleksa avariino-vosstanovitel'nogo remonta [Methodology of Analysis of Stress-Strain State of the Support-Centering Device and Pipeline in the Process of Emergency Repair Complex]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov – Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering*, 2023, Vol. 334, No. 7, pp. 7-16. DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4085. EDN: COZMJN. [in Russian].

10. Burkov P.V., Burkov V.P., Vakhitov D.L., Timofeev V.Yu. Izuchenie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya uchastka truboprovoda s kol'tsevyim defektom metodom konechnykh elementov s ispol'zovaniem programmnoy kompleksa ANSYS [The Study of Stress-Strain State of the Pipeline with the Annular Defect by Finite Element Method using ANSYS Software]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Bulletin of Kuzbass State Technical University*, 2019, No. 5, pp. 5-13. DOI: 10.26730/1999-4125-2019-5-5-13. [in Russian].

11. Modeling of Pipelines with ANSYS - Overview of Opportunities. Available at: <https://www.ansys.soften.com.ua/about-ansys/blog/299-modelirovanie-truboprovodov-s-pomoshchyu-ansys-obzor-vozmozhnostej.html> (accessed 08.02.2024). [in Russian].

12. Rudachenko A.V., Saruev A.L. *Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov* [Studies of the Stress Strain State of Pipelines]. Tomsk, TPU Publ., 2011. 136 p. [in Russian].

13. *GOST R 57700.10-2018. Chislennoe modelirovanie fizicheskikh protsessov. Opredelenie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya.*

труб и соединительных деталей трубопроводов. М.: Стандартинформ, 2017. 31 с.

19. Пат. 2766839 РФ, МПК G 01 M 5/00, G 01 N 3/12. Стенд моделирования напряженно-деформированного состояния трубопроводов / Т.С. Султанмагомедов. 2021107209, Заявлено 19.03.2021; Оpubл. 16.03.2022.

20. Немирович С.А. Разработка испытательного стенда для опорно-центрирующего устройства трубопровода // Роль математики в становлении специалиста: матер. Междунар. науч.-метод. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 58-59. EDN: ZKFCGL.

21. Макаричев Ю.А., Иванников Ю.Н. Методы планирования эксперимента и обработки данных // СамГТУ. URL: [http://em.samgtu.ru/sites/em.samgtu.ru/files/mpe\\_posobie\\_2016.pdf](http://em.samgtu.ru/sites/em.samgtu.ru/files/mpe_posobie_2016.pdf) (дата обращения: 08.02.2024).

22. Спиринов Н.А., Лавров В.В., Зайнуллин Л.А., Бондин А.Р., Бурыкин А.А. Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента. Екатеринбург: ООО «УИНЦ», 2015. 290 с. ISBN: 978-5-99048484-9. EDN: WCTGGT.

23. Реброва И.А. Планирование эксперимента. URL: [https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/iksu/ucheb\\_rabota/literatura/special/Tab/KonspPExp.pdf](https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/iksu/ucheb_rabota/literatura/special/Tab/KonspPExp.pdf). (дата обращения: 08.02.2024).

24. Ревазов А.М., Лажнев М.А. Влияние аварий на объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов на окружающую среду // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2021. № 6 (303). С. 12-17. DOI: 10.33285/2411-7013-2021-6(303)-12-17. EDN: OEJKBU.

25. Джемилев Э.Р., Шаммазов И.А., Сидоркин Д.И. и др. Разработка технологии и устройства для ремонта магистральных трубопроводов с вырезанием их дефектных участков // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 78-82. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-78-82. EDN: KCHEON.

26. Бессонов А.С. Методология исследования и планирование эксперимента // Перспективы науки. 2019. № 4 (115). С. 63-65. EDN: LNSIWK.

27. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. 92 с.

28. СП 86.13330.2022. Магистральные трубопроводы. М.: ФГБУ «РСТ», 2022. 125 с.

*Verifikatsiya i validatsiya chislennykh modelei slozhnykh elementov konstruksii v uprugoi oblasti* [State Standard R 57700.10-2018. Numerical Modeling of Physical Processes. Determination of Stress-Strain State. Verification and Validation of Numerical Models of Complex Structural Elements in the Elastic Region]. Moscow, Standartinform, 2018. 16 p. [in Russian].

14. Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Sultanmagomedov T.S. e.a. Eksperimental'nye issledovaniya sprotivleniya merzlogo grunta prodol'nym peremeshcheniyam truboprovoda pri izmenenii temperatury i vlazhnosti [Experimental Study of the Axial Movement of the Pipeline in Permafrost Conditions with Changes in Soil Temperature and Humidity]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov – Science and Technology of Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products*, 2020, Vol. 10, No. 3, pp. 243-251. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251. EDN: GWSNYC. [in Russian].

15. Sultanmagomedov T.S. Vliyanie prodol'nykh peremeshchenii truboprovoda na napryazhenno-deformirovannoe sostoyaniye pri ottaivanii uchastka merzlogoitnemernozlogo grunta [Influence of Longitudinal Displacements of the Pipeline on the Stress-Strain State during Thawing of a Section of Permafrost Soil]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov – Science and Technology of Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products*, 2022, Vol. 12, No. 4, pp. 331-339. DOI: 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339. EDN: BYAQAW. [in Russian].

16. Sultanmagomedov T.S., Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Urmanova A.R. Modelirovaniye prodol'nykh peremeshchenii truboprovoda v mnogoletnemernozlykh gruntakh [Modeling of Longitudinal Displacements of the Pipeline in Permafrost Soils]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov – Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering*, 2021, Vol. 332, No. 4, pp. 87-96. DOI: 10.18799/24131830/2021/04/3151. EDN: MNZQYE. [in Russian].

17. Basov K.A. *Graficheskii interfeis kompleksa ANSYS* [Graphic Interface of the ANSYS Complex]. Saratov, Profobrazovanie Publ., 2017. 239 p. ISBN 978-5-4488-0061-0. EDN: ZGJVOT. [in Russian].

18. GOST R 57385-2017. *Magistral'nyi truboprovodnyi transport nefi i nefteproduktov. Stroitel'stvo magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov. Teplovaya izolyatsiya trub i soedinitel'nykh detalei truboprovodov* [State Standard R 57385-2017. Trunk Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Construction of Trunk Oil and Petroleum Product Pipelines. Thermal Insulation of Pipes and Connecting Parts of Pipelines]. Moscow, Standartinform, 2017. 31 p. [in Russian].

19. Sultanmagomedov T.S. *Stend modelirovaniya napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov* [Stand for Modeling the Stress Strain

State of a Pipeline]. Patent RF, No. 2766839, 2022. [in Russian].

20. Nemirovich S.A. Razrabotka ispytatel'nogo stenda dlya oporno-tsentriruyushchego ustroystva truboprovoda [Development of a Test Bench for the Pipeline Support-Centering Device]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-metodicheskoi konferentsii «Rol' matematiki v stanovlenii spetsialista»* [Proceedings of the International Scientific and Methodological Conference «The Role of Mathematics in the Formation of a Specialist»]. Ufa, USPTU Publ., 2017, pp. 58-59. EDN: ZKFCGL. [in Russian].

21. Makarichev Yu.A., Ivannikov Yu.N. Metody planirovaniya eksperimenta i obrabotki dannykh [Methods of Experiment Planning and Data Processing]. *SamGTU*. Available at: [http://em.samgtu.ru/sites/em.samgtu.ru/files/mpe\\_posobie\\_2016.pdf](http://em.samgtu.ru/sites/em.samgtu.ru/files/mpe_posobie_2016.pdf). (accessed 08.02.2024). [in Russian].

22. Spirin N.A., Lavrov V.V., Zainullin L.A., Bondin A.R., Burykin A.A. *Metody planirovaniya i obrabotki rezul'tatov inzhenerenogo eksperimenta* [Methods of Planning and Processing of the Engineering Experiment Results]. Ekaterinburg, OOO «UINTs» Publ., 2015. 290 p. ISBN: 978-5-9904848-4-9. EDN: WCTGGT. [in Russian].

23. Rebrova I.A. Planning of the Experiment. Available at: [https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/iksu/ucheb\\_rabota/literatura/special/Tab/KonspExp.pdf](https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/iksu/ucheb_rabota/literatura/special/Tab/KonspExp.pdf). (accessed 08.02.2024). [in Russian].

24. Revazov A.M., Lezhnev M.A. Vliyanie avarii na ob'ektakh truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov na okruzhayushchuyu sredu [Impact of Accidents at the Facilities of Pipeline Transportation of Oil and Oil Products on the Environment]. *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse – Environmental Protection in Oil and Gas Complex*, 2021, No. 6 (303), pp. 12-17. DOI: 10.33285/2411-7013-2021-6(303)-12-17. EDN: OEJKBV. [in Russian].

25. Dzhemilev E.R., Shammazov I.A., Sidorkin D.I. e.a. Razrabotka tekhnologii i ustroystva dlya remonta magistral'nykh truboprovodov s vyrezaniem ikh defektnykh uchastkov [Developing Technology and Device for the Main Pipelines Repair with Cutting out Their Defective Sections]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2022, No. 10, pp. 78-82. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-78-82. EDN: KCHEOH. [in Russian].

26. Bessonov A.S. Metodologiya issledovaniya i planirovaniya eksperimenta [Research Methodology and Design of Experiments]. *Perspektivy nauki - Perspectives of Science*, 2019, No. 4 (115), pp. 63-65. EDN: LNSIWK. [in Russian].

27. SP 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody* [SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines]. Moscow, Gosstroj, FAU «FTsS» Publ., 2013. 92 p. [in Russian].

28. SP 86.13330.2022. *Magistral'nye truboprovody* [SP 86.13330.2022. Trunk Pipelines]. Moscow, FGBU «RST» Publ., 2022. 125 p. [in Russian].

**Информация об авторах**

- Рахматуллина Юлия Александровна  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Магистрант кафедры «Проектирование  
и строительство объектов нефтяной  
и газовой промышленности»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
yrahmat@bk.ru
  
- Алексеев Вадим Александрович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Магистрант кафедры «Проектирование  
и строительство объектов нефтяной  
и газовой промышленности»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
alex\_vadiim@mail.ru
  
- Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Старший преподаватель кафедры  
«Проектирование и строительство объектов  
нефтяной и газовой промышленности»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
tsultanmaga@gmail.com
  
- Султанмагомедов Султанмагомед  
Магомедтагирович, доктор технических  
наук, доцент  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Профессор кафедры «Проектирование  
и строительство объектов нефтяной  
и газовой промышленности»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
ftt2010@mail.ru

**Information about the authors**

- Rakhmatullina Yuliya A.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Undergraduate Student of Design and Construction  
of Oil and Gas Industry Facilities Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
yrahmat@bk.ru
  
- Alekseev Vadim A.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Undergraduate Student of Design and Construction  
of Oil and Gas Industry Facilities Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
alex\_vadiim@mail.ru
  
- Sultanmagomedov Timur S.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Senior Lecturer of Design and Construction of Oil  
and Gas Industry Facilities Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
tsultanmaga@gmail.com
  
- Sultanmagomedov Sultanmagomed M.,  
Doctor of Engineering Sciences, Associated  
Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Professor of Design and Construction of Oil  
and Gas Industry Facilities Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
ftt2010@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 01.03.2024; одобрена после рецензирования 14.03.2024; принята к публикации 15.03.2024.*

*The article was submitted 01.03.2024; approved after reviewing 14.03.2024; accepted for publication 15.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 123-134. ISSN 1998-8443 (print)*  
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 123-134. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 532.517.4:004.925

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-123-134

EDN: KBQJCW

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗДЕЛЕНИЯ ЖИДКОЙ И ГАЗООБРАЗНОЙ ФАЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ В ВИХРЕВОЙ КАМЕРЕ

Алексей Михайлович Куликов<sup>1</sup>, Владимир Сергеевич Бутырин<sup>2</sup>,  
Азамат Ульфатович Якупов<sup>3</sup>, Дмитрий Андреевич Черенцов<sup>4</sup>,  
Юрий Дмитриевич Земенков<sup>5</sup>, Елена Леонидовна Чижевская<sup>6</sup>,  
Вадим Андреевич Иванов<sup>7</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5, 6, 7</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>1</sup>lis-prepod@mail.ru

<sup>2</sup>kasatkin.tolik@bk.ru

<sup>3</sup>ya.yakupov-azamat@yandex.ru

<sup>4</sup>cherentsovda@tyuiu.ru

<sup>5</sup>yd\_zemenkov@mail.ru

<sup>6</sup>chizel76@yandex.ru

<sup>7</sup>ivanovva@tyuiu.ru

Автор, ответственный за переписку: Дмитрий Андреевич Черенцов,  
cherentsovda@tyuiu.ru

**Аннотация.** Анализ процесса сепарации в вихревой камере основывается на предположении о существовании в системе фазового равновесия. Динамические процессы, возникающие при движении фаз в вихревой камере, способствуют разделению жидкой и газообразной фаз углеводородных смесей. Так, переход флюида в метастабильное состояние в вихревой камере будет осуществляться за меньшее время, чем при традиционных методах.

На основе разработанной модели вихревой камеры в ANSYS FLUENT проведена серия численных экспериментов. Определено влияние различных параметров на величину выноса жидкой и газообразной фаз углеводородных смесей. Наибольшее значение на динамику выноса жидкости вместе с газом оказывают показатели свойств жидкой фазы, в то время как характеристиками газовой фазы можно пренебречь ввиду их статистической незначимости.

При исследовании конструкции вихревой камеры наименьший вынос наблюдается при установке входного патрубка дальше от верха камеры (более заглублена в поток). Отношение  $H/D$  оказывает меньшее влияние, однако вынос монотонно снижается при увеличении параметра  $H/D$ . Влияния скорости потока и соотношения фаз, образующихся в патрубках, на величину выноса свидетельствуют о том, что при увеличении газовой фазы во входящем потоке вынос жидкости увеличивается. Скорость во входном патрубке оказывает меньшее влияние.

Выполнена статистическая обработка и регрессионный анализ результатов численного моделирования. Получены эмпирические уравнения для расчета величины выноса капельной жидкости из вихревой камеры. Рассчитана величина дисперсии и проверена значимость коэффициентов регрессии. По результатам оценки однородности, воспроизводимости, адекватности сделан вывод о пригодности разработанной модели для расчетов.

---

---

**Ключевые слова:** вихревая камера, ANSYS FLUENT, подготовка продукции скважин газоконденсатных месторождений

---

---

**Для цитирования:** Куликов А. М., Бутырин В. С., Якупов А. У., Черенцов Д. А., Земенков Ю. Д., Чижевская Е. Л., Иванов В. А. Численное моделирование разделения жидкой и газовой фаз углеводородных смесей в вихревой камере // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 123-134. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-123-134>. EDN: KBQJWCW.

Original article

## NUMERICAL MODELING OF THE SEPARATION OF LIQUID AND GASEOUS PHASES OF HYDROCARBON MIXTURES IN A VORTEX CHAMBER

Alexey M. Kulikov<sup>1</sup>, Vladimir S. Butyrin<sup>2</sup>, Azamat U. Yakupov<sup>3</sup>, Dmitriy A. Cherentsov<sup>4</sup>, Yuri D. Zemenkov<sup>5</sup>, Elena L. Chizhevskaya<sup>6</sup>, Vadim A. Ivanov<sup>7</sup>  
<sup>1, 2, 3, 4, 5, 6, 7</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>1</sup>lis-prepod@mail.ru

<sup>2</sup>kasatkin.tolik@bk.ru

<sup>3</sup>ya.yakupov-azamat@yandex.ru

<sup>4</sup>cherentsovda@tyuiu.ru

<sup>5</sup>yd\_zemenkov@mail.ru

<sup>6</sup>chizel76@yandex.ru

<sup>7</sup>ivanovva@tyuiu.ru

Corresponding author: **Dmitriy A. Cherentsov**, [cherentsovda@tyuiu.ru](mailto:cherentsovda@tyuiu.ru)

**Abstract.** Analysis of the separation process in a vortex chamber is based on the assumption of phase equilibrium existence in the system. Dynamic processes occurring while phases moving in a vortex chamber contribute to the separation of the liquid and gaseous phases of hydrocarbon mixtures. Thus, the transition of the fluid to a metastable state in the vortex chamber will occur in less time than using the traditional methods.

Based on the developed model of a vortex chamber in ANSYS FLUENT a series of numerical experiments were carried out. The influence of various parameters on the amount of removal of liquid and gaseous phases of hydrocarbon mixtures was determined. Indicators of the properties of the liquid phase have the greatest impact on the dynamics of the removal of liquid with gas, while the characteristics of the gas phase can be neglected due to their statistical insignificance.

When studying the design of a vortex chamber, the smallest removal is observed

when the inlet pipe is installed further from the top of the chamber (more recessed into the flow). The H/D ratio has less influence, but the offset decreases monotonically as the H/D parameter increases. The influence of the flow rate and the ratio of phases formed in the nozzles on the amount of carryover indicates that with an increase in the gas phase in the incoming flow, the removal of liquid increases. The inlet rate has a less influence.

Statistical processing and regression analysis of the results of numerical modeling were carried out. Empirical equations for calculating the amount of droplet liquid removal from the vortex chamber are obtained. The dispersion value was calculated and the significance of the regression coefficients was checked. Based on the results of assessing homogeneity, reproducibility, and adequacy, a conclusion was made about the suitability of the developed model for calculations.

---

---

**Keywords:** vortex chamber, ANSYS FLUENT, treatment of full well stream from gas-condensate field

---

---

**For citation:** Kulikov A. M., Butyrin V. S., Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Zemenkov Yu. D., Chizhevskaya E. L., Ivanov V. A. Chislennoye modelirovaniye razdeleniya zhidkoy i gazoobraznoy faz uglevodorodnykh smesey v vikhrevoy kamere [Numerical Modeling of the Separation of Liquid and Gaseous Phases of Hydrocarbon Mixtures in a Vortex Chamber]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 123-134. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-123-134>. EDN: KBQJCW.

### *Введение*

Моделирование является неотъемлемой частью современных научных исследований, с его помощью возможно получать достоверные знания о неизученных объектах, выполнять анализ особенностей развития и возможных изменений исследуемых процессов и явлений.

Вихревые камеры (ВК) [1-8] позволяют повысить эффективность разделения многофазных сред при подготовке нефти и газа за счет интенсификации процессов газовыделения. Эффективная конструкция ВК для конкретных условий получена в Тюменском индустриальном университете в результате проведения численных экспериментов с использованием ANSYS FLUENT. На основе

разработанной модели вихревой камеры в ANSYS FLUENT проведена серия численных экспериментов [9]. Определено влияние различных параметров на величину выноса жидкой и газообразной фаз углеводородных смесей. Наибольшее значение на динамику выноса жидкости вместе с газом оказывают показатели свойств жидкой фазы, в то время как характеристиками газовой фазы можно пренебречь ввиду их статистической незначимости.

#### Объект и метод исследования

Объектом исследования является вихревая камера. В работе [10] представлена разработка модели вихревой камеры в ANSYS FLUENT. Математическая модель представлена системой дифференциальных уравнений:

- метода объема жидкости (VOF) для описания границы разделения фаз в многофазном потоке;
- модель турбулентности - стандартная  $k-\varepsilon$  и уравнение неразрывности для описания параметров движения многофазной жидкости.

Сеточная модель построена с помощью элементов tetrahedrons с максимальным размером 10 мм.

Оценка достоверности полученных результатов моделирования в ANSYS FLUENT выполнена методом сравнения значений выноса жидкой фазы с потоком газообразной фазы с результатами натуральных экспериментов. Отклонения составили не более 8 %.

Для определения влияния значимых параметров на вынос капельной жидкости проведен комплекс численных экспериментов с использованием разработанной модели.

#### Результаты численных экспериментов

В первой серии экспериментов выполнена оценка влияния плотностей и вязкостей газовой и жидкой фаз на величину выноса (рисунки 1 и 2).

Из анализа результатов проведенных исследований следует, что наибольшее значение на динамику выноса жидкости оказывают показатели свойств жидкой фазы, в то время как характеристиками газовой фазы можно пренебречь ввиду их статистической незначимости.

В экспериментах оценивалось влияние геометрических параметров вихревой камеры при различных значениях показателей свойств газовой и жидкой фаз (рисунок 3).

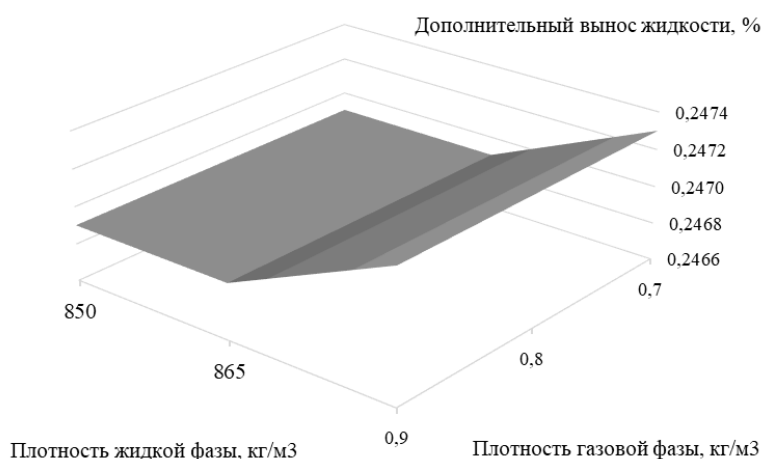


Рисунок 1. Влияние плотностей фаз на величину выноса жидкости

Figure 1. The effect of phase densities on the amount of liquid removal

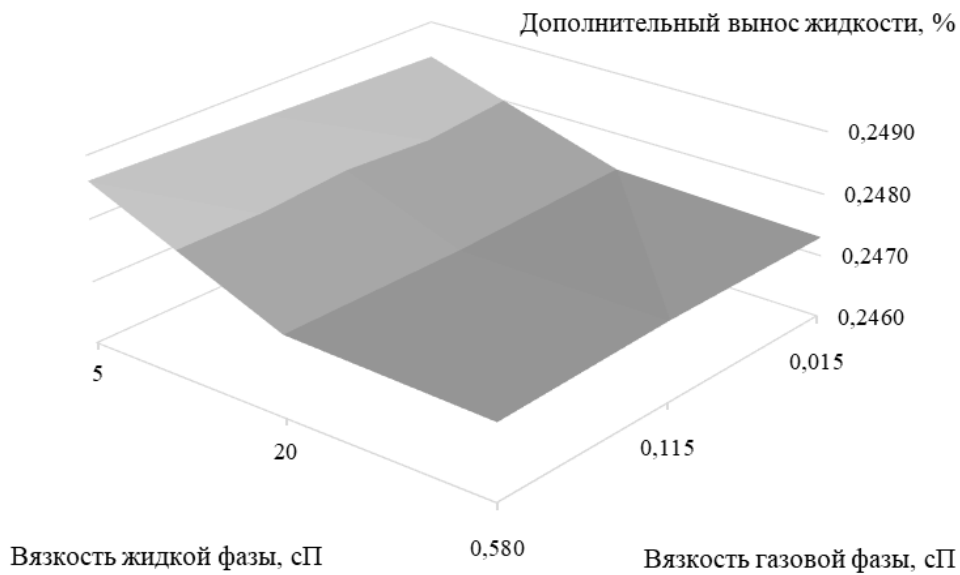


Рисунок 2. Влияние вязкостей фаз на величину выноса жидкости

Figure 2. The effect of phase viscosities on the amount of liquid removal

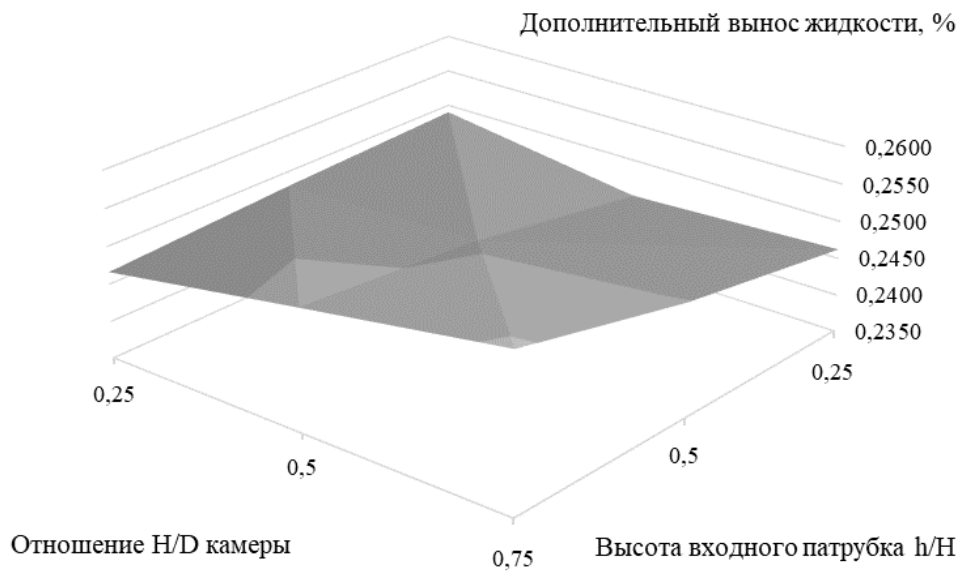


Рисунок 3. Влияние геометрических параметров вихревой камеры на величину выноса жидкости

Figure 3. The influence of vortex chamber geometric parameters on liquid removal amount

Результаты оценки показали, что наименьший вынос наблюдается при установке входного патрубка дальше от верха камеры (более заглублена в поток). Отношение H/D оказывает меньшее влияние, однако вынос монотонно снижается при увеличении параметра H/D. Экспериментальные исследования влияния скорости потока и соотношения

фаз, образующихся в патрубках, на величину выноса свидетельствуют о том, что при увеличении газовой фазы во входящем потоке вынос жидкости увеличивается. Скорость во входном патрубке оказывает меньшее влияние.

В качестве примера частично результаты представлены на рисунке 4.

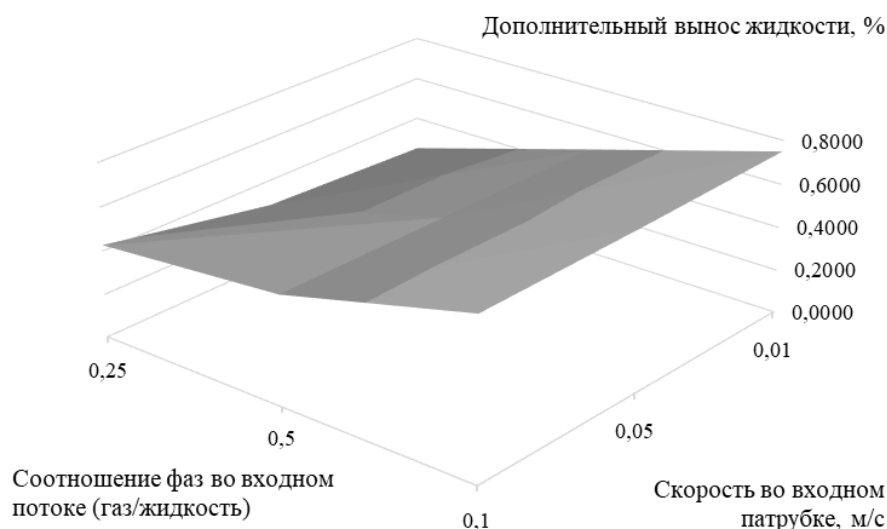


Рисунок 4. Влияние скорости потока и соотношения фаз во входном потоке на величину выноса жидкости

Figure 4. The effect of the flow velocity and the phase ratio in the inlet flow on the amount of liquid removal

#### Обработка результатов численных экспериментов

При обработке результатов численного эксперимента получена зависимость для оценки величин жидкой и газообразной фаз углеводородных смесей при изменении технологических параметров разрабатываемых газоконденсатных месторождений.

Получено эмпирическое уравнение вида:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (1)$$

где  $y$  - значение функции;  $x_n$  - значения аргументов (факторов).

Варьируемые факторы представляются в виде безразмерных величин:

$$\bar{x}_i = \frac{2 \cdot x_i - (x_{max} + x_{min})}{x_{max} - x_{min}}. \quad (2)$$

В качестве примера в работе описан комплекс численных экспериментов для оценки влияния различных факторов на процесс разделения многофазных сред в вихревой камере:

• отношение длины к диаметру патрубка;

- высота ввода потока;
- скорость потока;
- отношение фаз;
- плотность жидкой фазы.

Следует отметить, что для каждой серии экспериментов определялась величина выноса жидкой фазы из газовой с расчетом величины дисперсии по формуле:

$$S_i^2 = \frac{\sum_1^n (y_{iq} - \bar{y}_i)^2}{k \cdot (k-1)}, \quad (3)$$

где  $k$  - число наблюдений в отдельном опыте;

$y_{iq}$  - результат отдельного наблюдения;

$\bar{y}_i$  - среднее арифметическое значение результата опыта.

Проверка однородности дисперсии проведена с помощью критерия Кохрена согласно:

$$G = \frac{\sigma_{i\max}^2}{\sum_1^N \sigma_i^2}, \quad (4)$$

где  $\sigma_{i\max}^2$  - максимальное значение дисперсии.

Воспроизводимость оценена по:

$$\sigma_y^2 = \frac{\sum_1^N \sum_1^k (y_{iq} - \bar{y}_i)^2}{N \cdot (k-1)}, \quad (5)$$

где  $N$  - число опытов;

$k$  - число наблюдений в отдельном опыте.

Адекватность модели определена по критерию Фишера:

$$F = \frac{\sigma_{ад}^2}{\sigma_y^2}, \quad (6)$$

где  $\sigma_{ад}^2$  - дисперсия адекватности, которая находится по формуле:

$$\sigma_{ад}^2 = \sum_{i=1}^N \frac{(\bar{y}_i - \hat{y}_i)^2}{f}, \quad (7)$$

где  $\hat{y}_i$  - выходные параметры, рассчитанные по уравнению регрессии;

$f$  - число степеней свободы дисперсии адекватности:

$$f = N - (r + 1), \quad (8)$$

где  $r$  - количество рассматриваемых параметров.

Оценка значимости коэффициентов регрессии выполнена по:

$$\Delta b_i = \pm \frac{t \cdot \sigma_y}{N}, \quad (9)$$

где  $t$  - критерий Стьюдента.

Характеристическое уравнение представлено линейной моделью с влиянием пяти факторов:

$$y = x_0 + x_1 \cdot \bar{l} + x_2 \cdot \bar{h} + x_3 \cdot \bar{w} + x_4 \cdot \bar{c} + x_5 \cdot \bar{\rho}, \quad (10)$$

где коэффициенты регрессии  $x_i$  характеризующие влияние соответствующего фактора на величину выноса.

Значения коэффициентов представлены в таблице 1.

**Таблица 1.** Значения факторов в характеристическом уравнении (10)

**Table 1.** Values of factors in the characteristic equation (10)

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$
0,4997	-0,00102	0,00102	-0,00097	0,23197	0,00026

Регрессионный анализ линейной модели (10) показал, что табличное значение критерия Фишера (6) для числа степеней свободы числителя 5 и знаменателя 75, по [11], равно 2,34, что больше экспериментальной величины критерия 2,16.

Таким образом, была принята гипотеза об адекватности модели.

Величина критерия Стьюдента для уровня значимости 0,05 и числе степеней свободы, с которым определялась факторная дисперсия, равна 1,96.

Доверительный интервал

$$\Delta b_i = \pm 1,96 \cdot 0,00143.$$

Абсолютные величины коэффициентов регрессии меньше доверительного интервала, гипотеза о незначимости коэффициентов  $x_1, x_2, x_3, x_5$  регрессии подтверждается. Единственным значимым аргументом оказался фактор  $x_4$  - соотношение фаз.

Рассмотрим вариант с линейным и квадратичным влиянием факторов:

$$y = x_0 + x_1 \cdot \frac{\bar{L}}{D} + x_2 \cdot \bar{h} + x_3 \cdot \bar{w} + x_4 \cdot \bar{c} + x_5 \cdot \left(\frac{\bar{L}}{D}\right)^2 + x_6 \cdot \bar{h}^2 + x_7 \cdot \bar{w}^2 + x_8 \cdot \bar{c}^2. \quad (11)$$

Коэффициенты регрессии представлены в таблице 2.

Результаты регрессионного анализа представлены в таблице 3. Табличное значение критерия Фишера равно 2,06, что меньше экспериментальной величины критерия, гипотеза об адекватности модели отвергается.

Учитывая результаты статистической обработки и регрессионного анализа проведенных экспериментов, определены величины факторов для моделей без учета незначимых коэффициентов в окончательном виде:

$$y = 0,492 + 0,214 \cdot \bar{c} + 0,011 \cdot \bar{h}^2. \quad (12)$$

Результаты статистической обработки моделей представлены в таблице 4.

**Таблица 2.** Значения факторов в характеристическом уравнении (11)

**Table 2.** Values of factors in the characteristic equation (11)

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$
0,496	-0,00184	0,00264	-0,0014	0,2138	-0,0018	0,0111	-0,0019	-0,002

**Таблица 3.** Результат обработки результатов эксперимента

**Table 3.** Result of processing the experimental results

$\sigma_y^2$	$\sigma_{ад}^2$	F	$\Delta b_i$
0,0006	0,00136	2,25	0,0054

**Таблица 4.** Результаты регрессионного анализа эксперимента

**Table 4.** Results of regression analysis of the experiment

$\sigma_y^2$	$\sigma_{ад}^2$	F	$\Delta b_i$
0,0006	0,00125	2,08	0,0054

По критерию Фишера обе модели адекватны, по критерию Стьюдента все параметры значимы.

Аналогичным образом выполнены многочисленные верификации моделей по целому комплексу проведенных исследований.

### Выводы

На основе разработанной модели вихревой камеры в ANSYS FLUENT выполнено численное моделирование, получены эмпирические уравнения для расчета величины выноса капельной жидкости из вихревой камеры, дана оценка влияния различных параметров на величину выноса. Проведены статистическая обработка и регрессионный ана-

лиз результатов численного моделирования. Определена величина дисперсии и проверена значимость коэффициентов регрессии.

По результатам оценки однородности, воспроизводимости, адекватности модели сделан вывод о возможности ее использования при описании процесса подготовки многокомпонентных углеводородов к трубопроводному транспорту в сложных природно-климатических условиях.

С помощью разработанной модели представляется возможным оценить величину жидкой и газообразной фаз углеводородных смесей при изменении технологических параметров разрабатываемых газоконденсатных месторождений.

### Список источников

1. Тривус Н.А., Сеидали-заде Б.М. Оптимальные режимы ступенчатой дегазации конденсата и ее эффективность // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1974. № 6. С. 17-22.
2. Бахмат Г.В. Исследование процесса дегазации многокомпонентных газонасыщенных жидкостей // НТС. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1981. С. 34-37.
3. Бахмат Г.В. Использование вихревого эффекта для дегазации сырого конденсата // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1981. № 49. С. 15-18.
4. Куликов А.М., Тарасова О.В. К вопросу повышения эффективности подготовки к транспорту углеводородной смеси в сложных условиях // Нефтегазовый терминал: матер. международной науч.-техн. конф. Тюмень: ТИУ, 2021. С. 58-62. EDN: ZWUUQW.
5. Kulikov A.M., Gladenko A.A., Alexandrov M.A. Method for Improving the Liquid Hydrocarbon Preparation Efficiency // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020 International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials (ETSaP). 2020. 012007 p. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012007.
6. Kulikov A.M. Swirl-Chamber Experimental Model Creation // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018 International Conference «Transport and Storage of Hydrocarbons». 2018. P. 012023 DOI: 10.1088/1757-

### References

1. Trivus N.A., Seidali-Zade B.M. Optimal'nye rezhimy stupenchatoi degazatsii kondensata i ee effektivnost' [Optimal Modes of Step by Stgasic Condensate and Its Effectiveness]. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii - Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields*, 1974, No. 6, pp. 17-22. [in Russian].
2. Bakhmat G.V. Issledovanie protsessa degazatsii mnogokomponentnykh gazonasyshchenykh zhidkostei [Study of the Degassing Process of Multicomponent Gas -Saturated Liquids]. *N.T.S. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i morskikh neftyanykh mestorozhdenii* [N.T.S. Development and Operation of Gas and Sea Oil Fields]. Moscow, VNIIEGazprom Publ., 1981, pp. 34-37. [in Russian].
3. Bakhmat G.V. Ispol'zovanie vikhrevogo effekta dlya degazatsii syrogo kondensata [The Use of a Vortex Effect for the Degassing of Raw Condensate]. *Problemy nefli i gaza Tyumeni - Problems of Oil and Gas of Tyumen*, 1981, No. 49, pp. 15-18. [in Russian].
4. Kulikov A.M., Tarasova O.V. K voprosu povysheniya effektivnosti podgotovki k transport uglevodorodnoi smesi v slozhnykh usloviyakh [On the Issue of Increasing the Effectiveness of Preparation for Transport by a Hydrocarbon Mixture in Difficult Conditions]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Neftegazovyi terminal»* [Materials of the International Scientific and Technical Conference «Oil and Gas Terminal»]. Tyumen, TIU Publ., 2021, pp. 58-62. EDN: ZWUUQW. [in Russian].

899X/357/1/012023. EDN: PBHEPH.

7. Коркодинов Я.А. Обзор семейства k-ε моделей для моделирования турбулентности // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Машиностроение, материаловедение. 2013. Т. 15. № 2. С. 5-16. EDN: QYXPQP.

8. Рекомендации по качеству сетки для FLUENT // Клуб пользователей CAE. URL: <https://cae-club.ru/publications/rekomendacii-po-kachestvu-setki-dlya-fluent> (дата обращения: 08.02.2024).

9. Куликов А.М., Бутырин В.С., Черенцов Д.А., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л., Пономарёва Т.Г. Разработка модели вихревой камеры с целью оценки величин жидкой и газообразной фаз // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 1 (147), С. 172-182. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-172-182>. EDN: TRKRTU.

10. Куликов А.М., Бутырин В.С., Черенцов Д.А., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л., Пономарёва Т.Г. Разработка модели вихревой камеры с целью оценки величин жидкой и газообразной фаз // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 1 (147). С. 172-182. DOI: <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-172-182>. EDN: TRKRTU.

11. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976. 280 с. EDN: TOBZDM.

5. Kulikov A.M., Gladenko A.A., Alexandrov M.A. Method for Improving the Liquid Hydrocarbon Preparation Efficiency. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020 International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials (ETSaP)*, 2020, 012007 p. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012007.

6. Kulikov A.M. Swirl-Chamber Experimental Model Creation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018 International Conference «Transport and Storage of Hydrocarbons»*, 2018, 012023 p. DOI: 10.1088/1757-899X/357/1/012023. EDN: PBHEPH.

7. Korkodinov Ya.A. Obzor semeistva k-ε modelei dlya modelirovaniya turbulentsnosti [Overview of the Family k-ε Models for Modeling Turbulence]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Mashinostroenie, materialovedenie - Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Engineering, Materials Science*, 2013, Vol. 15, No. 2, pp. 5-16. EDN: QYXPQP. [in Russian].

8. Rekomedatsii po kachestvu setki dlya FLUENT [Recreation on the Quality of the Grid for FLUENT]. *Klub pol'zovatelei SAE*. Available at: <https://caeklub.ru/publications/rekomendacii-po-kachestvusetki-dlya-fluent>. (accessed 08.02.2024). [in Russian].

9. Kulikov A. M., Butyrin V. S., Cherentsov D. A., Zemenkov Yu. D., Chizhevskaya E. L., Ponomareva T. G. Razrabotka modeli vikhrevoi kamery s tsel'yu otsenki velichin zhidkoi i gazoobraznoi faz [Development of a Vortex Chamber Model to Estimate the Values of the Liquid and Gaseous Phases]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 1 (147), pp. 172-182. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-172-182>. EDN: TRKRTU.

10. Kulikov A.M., Butyrin V.S., Cherentsov D.A., Zemenkov Yu.D., Chizhevskaya E.L., Ponomareva T.G. Razrabotka modeli vikhrevoi kamery s tsel'yu otsenki velichin zhidkoi i gazoobraznoi faz [Development of a Vortex Chamber Model to Estimate the Values of the Liquid and Gaseous Phases]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 1 (147), pp. 172-182. DOI: <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-1-172-182>. EDN: TRKRTU. [in Russian].

11. Adler Yu.P., Markova E.V., Granovskii Yu.V. *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimal'nykh uslovii* [Experiment Planning when Searching for Optimal Conditions]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 280 p. EDN: TOBZDM. [in Russian].

**Информация об авторах**

- Куликов Алексей Михайлович  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Старший преподаватель кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
lis-prepod@mail.ru
- Бутырин Владимир Сергеевич  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Магистрант кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
kasatkin.tolik@bk.ru
- Якупов Азамат Ульфатович, кандидат технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
ya.yakupov-azamat@yandex.ru
- Черенцов Дмитрий Андреевич, кандидат технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
cherentsovda@tyuiu.ru
- Земенков Юрий Дмитриевич, доктор технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
yd\_zemenkov@mail.ru
- Чижевская Елена Леонидовна, кандидат экономических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
chizel76@yandex.ru

**Information about the authors**

- Kulikov Alexey M.  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Senior Lecturer of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
lis-prepod@mail.ru
- Butyrin Vladimir S.  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Undergraduate Student of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
kasatkin.tolik@bk.ru
- Yakupov Azamat U., Candidate of Engineering Sciences  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
ya.yakupov-azamat@yandex.ru
- Cherentsov Dmitriy A., Candidate of Engineering Sciences  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
cherentsovda@tyuiu.ru
- Zemenkov Yuri D., Doctor of Engineering Sciences  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
yd\_zemenkov@mail.ru
- Chizhevskaya Elena L., Candidate of Economic Sciences  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
chizel76@yandex.ru

• Иванов Вадим Андреевич, доктор технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
ivanovva@tyuiu.ru

• Ivanov Vadim A., Doctor of Engineering Sciences  
Industrial Tyumen of University  
Transport Institute  
Professor of Transport of Hydrocarbon Resources  
Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
ivanovva@tyuiu.ru

*Статья поступила в редакцию 28.02.2024; одобрена после рецензирования 06.03.2024; принята к публикации 15.03.2024.*

*The article was submitted 28.02.2024; approved after reviewing 06.03.2024; accepted for publication 15.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 135-151. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 2 (148). P. 135-151. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.692.4:665.613.22:532.135(470.13)

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-135-151

EDN: MJOXSO

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕРАВНОВЕСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ПРИ ТЕЧЕНИИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ. ТИКСОТРОПИЯ, «СВЕРХАНОМАЛИЯ» ВЯЗКОСТИ, КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА

Владимир Орович Некучаев<sup>1</sup>, Алексей Вилхович Тарсин<sup>2</sup>

<sup>1, 2</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

<sup>1</sup>vnekuchaev@ugtu.net

<sup>2</sup>atarsin@ugtu.net

Автор, ответственный за переписку: Владимир Орович Некучаев,

vnekuchaev@ugtu.net

**Аннотация.** В работе проведены лабораторные эксперименты по изучению нестационарных и неравновесных режимов течения некоторых парафинистых и высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазосной провинции в ротационном вискозиметре. Показано наличие тиксотропных свойств (сдвиговое «разжижение» и петли гистерезиса на кривых течения). Продемонстрирован пороговый характер зависимости площади петли гистерезиса от температуры нефти. опыты показали, что при определенных условиях на кривых течения исследованных нефтей наблюдаются участки снижения касательного напряжения сдвига при увеличении скорости сдвига, аналогичные участкам «сверханомалии» вязкости

(СAB) в пластических смазках. Форма и размеры этих участков, т.е. интенсивность проявления «сверханомалии», сильно зависят от условий эксперимента и плохо воспроизводимы от опыта к опыту. В экспериментах явление СAB при температурах ниже температуры гелеобразования наблюдалось всегда, когда перед деформированием образец парафинистой нефти достаточно долго находился в покое. Если же он находился в зазоре между цилиндрами вискозиметра после окончания очередного цикла измерений недолго (не более нескольких минут), то на следующем цикле записи кривой течения явление СAB практически может быть незаметно, хотя гистерезис при этом остается. опыты показывают, что если

деформировать образец высокопарафинистой нефти при постоянной небольшой скорости сдвига, т.е. постоянной угловой скорости вращения цилиндра прибора, и температуре ниже температуры гелеобразования, то

на падающей кривой зависимости напряжения сдвига от времени («сдвиговое» разжижение) могут наблюдаться колебания напряжения сдвига с периодом, равным периоду вращения цилиндра вискозиметра.

---

---

**Ключевые слова:** высокопарафинистая нефть, ротационный вискозиметр, структурированные дисперсные системы, тиксотропия, «сверханомалия» вязкости

---

---

**Для цитирования:** Некучаев В. О., Тарсин А. В. Экспериментальное изучение неравновесных реологических эффектов при течении парафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции. Тиксотропия, «сверханомалия» вязкости, колебания напряжения сдвига // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 135-151. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-135-151>. EDN: MJOXSO.

Original article

## EXPERIMENTAL STUDY OF NON-EQUILIBRIUM RHEOLOGICAL EFFECTS DURING THE FLOW OF PARAFFINIC OILS OF TIMAN-PECHORA BASIN. THIXOTROPY, SUPER ANOMALOUS VISCOSITY, OSCILLATIONS OF SHEAR STRESS

Vladimir O. Nekuchaev<sup>1</sup>, Alexey V. Tarsin<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

<sup>1</sup>[vnekuchaev@ugtu.net](mailto:vnekuchaev@ugtu.net)

<sup>2</sup>[atarsin@ugtu.net](mailto:atarsin@ugtu.net)

Corresponding author: **Vladimir O. Nekuchaev**, [vnekuchaev@ugtu.net](mailto:vnekuchaev@ugtu.net)

**Abstract.** Laboratory experiments were carried out to study the non-stationary and non-equilibrium flow regimes of some paraffinic and high paraffinic crude oils of the Timan-Pechora Basin in a rotational viscometer. The presence

of thixotropic properties (shear thinning and hysteresis loops on the flow curves) is shown. The threshold character of the dependence of the area of the hysteresis loop on the oil temperature is demonstrated. Experiments have shown

that under certain conditions on the flow curves of the studied oils, there are areas of a decrease in shear stress with an increase in shear rate, similar to areas of a «super anomalous» viscosity (SAV) in plastic lubricants. The shape and size of these areas, i.e. the intensity of the «superanomaly» manifestation strongly depends on the experiment conditions and are poorly reproducible from experiment to experiment. In experiments, the SAV phenomenon at temperatures below the gelation temperature was always observed when the sample of paraffinic oil was at rest for a sufficiently long time before deformation. If, however, it was in the gap between the viscometer cylinders after the

end of the next measurement cycle for a short time (no more than a few minutes), then at the next cycle of recording the flow curve, the SAV phenomenon can be practically imperceptible, although the hysteresis remains. Experiments show that if a sample of high paraffinic oil is deformed at a constant low shear rate, i.e. constant angular velocity of rotation of the device cylinder, and a temperature below the temperature of gelation, then on the falling curve of the dependence of shear stress on time («shear thinning»), oscillations in shear stress with a period equal to the period of rotation of the viscometer cylinder can be observed.

---

---

**Keywords:** high paraffinic crude oil, rotational viscometer, structured disperse systems, thixotropy, super anomalous viscosity

---

---

**For citation:** Nekuchaev V. O., Tarsin A. V. Eksperimental'noye izucheniye neravnovesnykh reologicheskikh effektov pri techenii parafinistykh neftey Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii. Tikсотропиya, «sverkhanomaliya» vyazkosti, kolebaniya napryazheniya sdviga [Experimental Study of Non-Equilibrium Rheological Effects during the Flow of Paraffinic Oils of Timan-Pechora Basin. Thixotropy, Super Anomalous Viscosity, Oscillations of Shear Stress]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 135-151. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-135-151>. EDN: MJOXSO.

### *Введение*

В настоящее время опубликовано большое количество работ, посвященных особенностям неньютоновского течения структурированных дисперсных систем, например, это монографии и обзорные работы [1-8], а также представленные в них источники. В этих работах приводится много экспериментальных данных, а также данных теоретического анализа, качественно, а иногда и количественно, поясняющих наблюдаемые на опытах явления. Аналогичных экспериментальных данных для таких структурированных

дисперсных систем, как парафинистые и высокопарафинистые нефти (ПН и ВПН), опубликовано существенно меньше [1, 9-15]. В то же время изучение неравновесных режимов течения таких нефтей для решения практических задач, возникающих при их добыче и транспорте, в настоящее время представляется крайне актуальным [8, 14-18]. При транспортировке парафинистых нефтей в Арктической зоне температура нефти на глубине прокладки нефтепровода может оказаться меньше температуры начала гелеобразования (температуры начала массовой кристаллизации парафина). Это может касаться и

подземных неизотермических нефтепроводов на Крайнем Севере в зимние периоды времени. В случае прекращения транспортировки по разным причинам нефть может охладиться ниже температуры появления начального (статического) напряжения сдвига и даже температуры застывания, при этом агломераты из выделившихся кристаллов парафина образуют прочную связнодисперсную среду. При возобновлении перекачки у такой нефти проявляются аномальные, неравновесные свойства: вязкоупругость, вязкопластичность, зависимость реологических параметров от времени (тиксотропия), зависимость от механической и температурной предыстории. Возникает проблема безопасного возобновления перекачки, т.е. определения величины давления пуска и времени безопасной остановки «замороженных» трубопроводов, транспортирующих такие нефти.

Цель работы - экспериментальное исследование неравновесных режимов течения наиболее характерных парафинистых и высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) в ротационном вискозиметре при температурах ниже температуры начала массовой кристаллизации парафинов, где исследуемые образцы нефтей проявляют выраженные свойства структурированных дисперсных систем: наличие начального напряжения сдвига (предела текучести), тиксотропные свойства, «сверханомалию» вязкости по терминологии [4, 5, 19], колебательные режимы зависимости напряжения сдвига от времени.

#### *Методика проведения экспериментов*

Измерения проводились на ротационном вискозиметре «НААКЕ Viscotester VT550». Для этого вискозиметра вращение внутреннего цилиндра с частотой 0,78 об/мин соответствует скорости сдвига  $1 \text{ с}^{-1}$  ( $\dot{\gamma} = M \cdot n$ , где  $M$  - постоянный параметр, равный 1,29 мин/с). В настоящей работе измерения проводились в двух режимах. В первом режиме после обычного получасового термостатирования нефти в зазоре между внешним

и внутренним цилиндрами при заданной температуре устанавливалась фиксированная малая угловая скорость вращения внутреннего цилиндра, соответствующая скорости сдвига 1 или  $2 \text{ с}^{-1}$ , и вращение происходило в течение 10 мин до установления стационарного режима течения. Затем скорость сдвига программируемо увеличивалась от 1 до  $250 \text{ с}^{-1}$  в течение, например, 20 мин и записывалась кривая течения, т.е. зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига. Во втором режиме время вращения на малой начальной угловой скорости составляло 1 мин.

Как правило, сам переходный процесс поведения напряжения сдвига в течение первых минут сотрудников реологических нефтяных лабораторий не интересует и информация об этом процессе не записывается. Однако переходные процессы установления равновесных значений напряжения сдвига могут представлять отдельный интерес как с точки зрения науки, так и практики. В научном плане такие исследования могут внести существенный вклад в установление общих закономерностей образования, устойчивости и разрушения структурированных дисперсных систем, в том числе аномальных нефтей. В практическом отношении такие работы полезны для учета нестационарных реологических свойств нефти при расчете режимов запуска нефтепроводов после остановок по тем или иным причинам или смены режимов перекачки нефти.

#### *Результаты лабораторных исследований*

Как известно [3, 15, 20-22], различают два главных свойства тиксотропных сред, в соответствии с которыми и дается их определение: 1) сдвиговое «разжижение» (снижение вязкости при деформировании среды с постоянной скоростью сдвига); 2) наличие петли гистерезиса на кривой течения при прямом и обратном ходе ротационного вискозиметра.

Пример первого эффекта, зафиксированного в настоящей работе, показан на рисунке 1 для ВПН Кыртаельского месторождения, которая поступает на ПСП «Чикшино»,

затем подкачивается в МН «Уса - Ухта» АО «Транснефть-Север». Эта нефть отличается большим содержанием парафинов (таблица 1, нефть № 3), а также высокими значениями температур застывания и массовой кристаллизации парафинов. В данном случае был реализован прерывистый «импульсный» режим измерения зависимости напряжения сдвига от времени при постоянной скорости деформирования. Сначала цилиндр вращался с постоянной заданной скоростью сдвига в течение 60 с, затем останавливался на 60 с, и далее этот цикл повторялся дважды. Затем осуществлялось деформирование с постоянной скоростью сдвига в течение 10 мин. Этот режим позволил наблюдать сдвиговое «разжижение», а также оценить скорость восстановления структур внутри нефти и скорость её выхода на равновесное для данной скорости деформирования значение вязкости.

Второй эффект тиксотропии продемонстрирован на рисунке 2, где показаны характерные кривые течения для четырех температур парафинистой смеси нефтей с выхода ГНПС «Уса» магистрального нефтепровода «Уса - Ухта» (нефть № 1 в таблице 1). Отчетливо проявляются петли гистерезиса для температур 0 °С, 5 °С и 10 °С, площадь кото-

рых растет со снижением температуры нефти. Температура начала массовой кристаллизации парафинов для этого образца нефти, измеренная по точке перегиба зависимости логарифма вязкости от обратной температуры (координаты Аррениуса), равна 19 °С. Кривая течения при 20 °С никакого гистерезиса не обнаруживает, и является фактически ньютоновской, что естественно, так как агломератов из кристаллов парафинов, способных к коагуляции в пространственную структуру, при этой температуре еще не образуется.

На рисунке 3 приведены кривые течения при разных температурах для высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения.

Видно, что помимо значительного гистерезиса на кривых течения отчетливо выражено явление «сверханомалии» вязкости, т.е. наличие участков снижения напряжения сдвига при увеличении скорости сдвига.

На основании графиков рисунка 3 можно построить зависимость площади петли гистерезиса от температуры нефти (рисунок 4). Значение этой величины можно рассматривать как количественную меру тиксотропии нефти [23].

**Таблица 1.** Концентрация парафинов, температуры массовой кристаллизации и застывания исследованных нефтей

**Table 1.** Concentration of paraffins, temperatures of mass crystallization and solidification of the oils under study

Нефть	Содержание парафинов (%)	Т массовой кристаллизации (°С)	Т застывания (°С)
№ 1 (выход ГНПС «Уса»)	5-7	17-19	2-6
№ 2 (Харьгинское месторождение)	16-18	26-28	18-21
№ 3 (Кыртаельское месторождение)	20-24	32-35	25-28

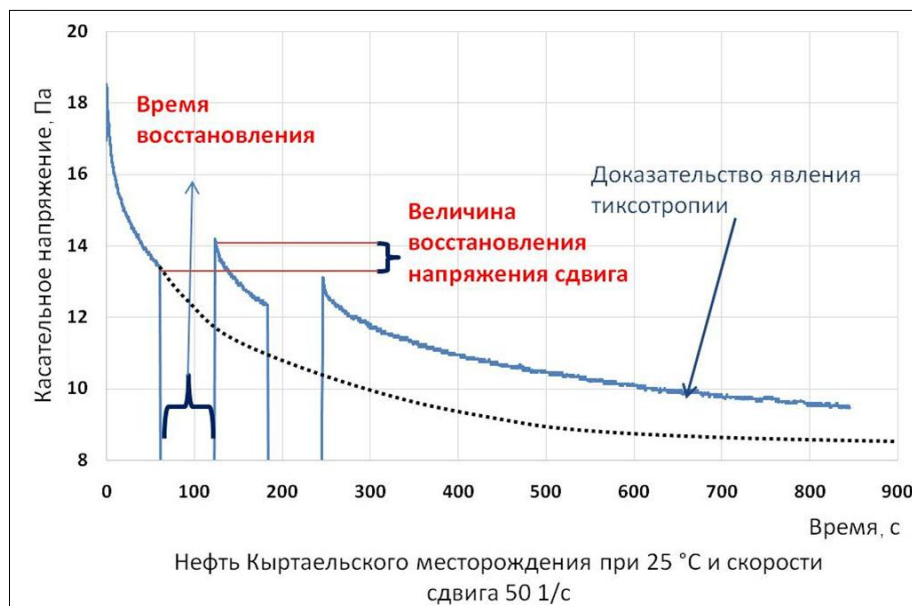


Рисунок 1. График зависимости касательного напряжения сдвига от времени для нефти Кыртаельского месторождения при прерывистом деформировании с постоянной скоростью сдвига 50 1/с

Figure 1. Graph of tangential shear stress versus time for oil from the Kyrtael field under intermittent deformation with a constant shear rate of 50 1/s

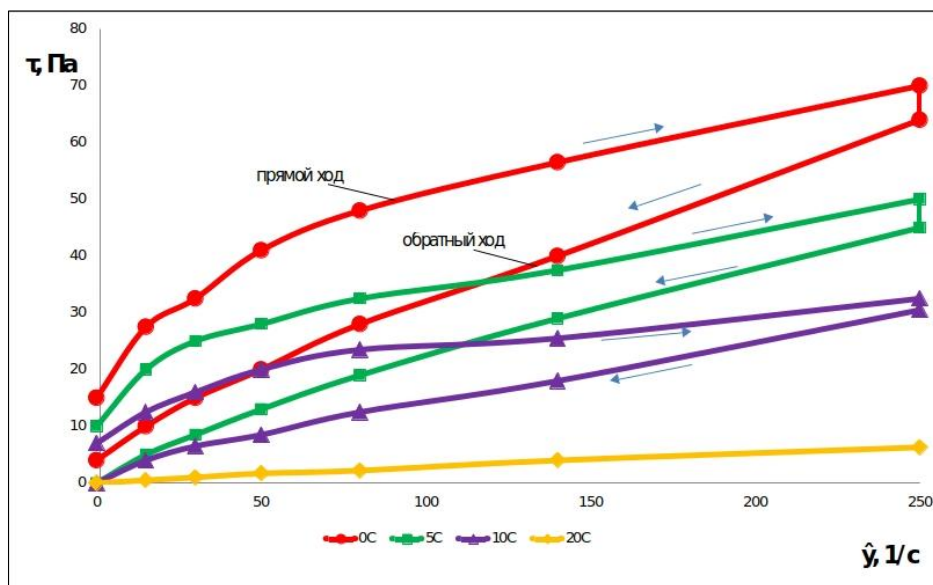


Рисунок 2. Кривые течения нефти с выхода ГНПС Уса МН «Уса - Ухта» для температур 20 °C, 10 °C, 5 °C и 0 °C

Figure 2. Oil flow curves from the outlet of the Usa Oil Pumping Station «Usa - Ukhta» for temperatures 20 °C, 10 °C, 5 °C and 0 °C

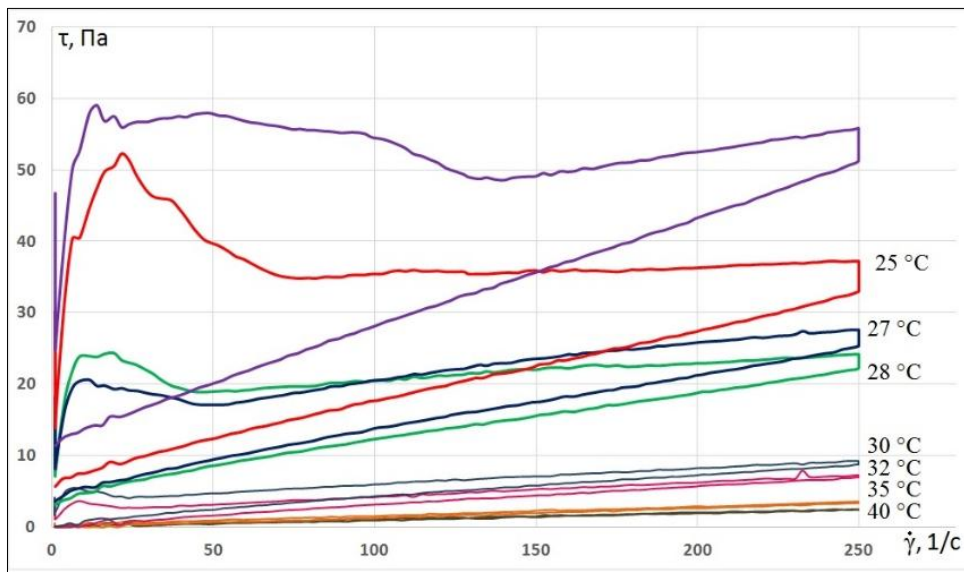


Рисунок 3. Кривые течения высокопарафинистой Кыртаельской нефти при разных температурах в диапазоне от 40 °С до 20 °С

Figure 3. Flow curves of high paraffinic Kyrtael oil at different temperatures in the range from 40 °C to 20 °C

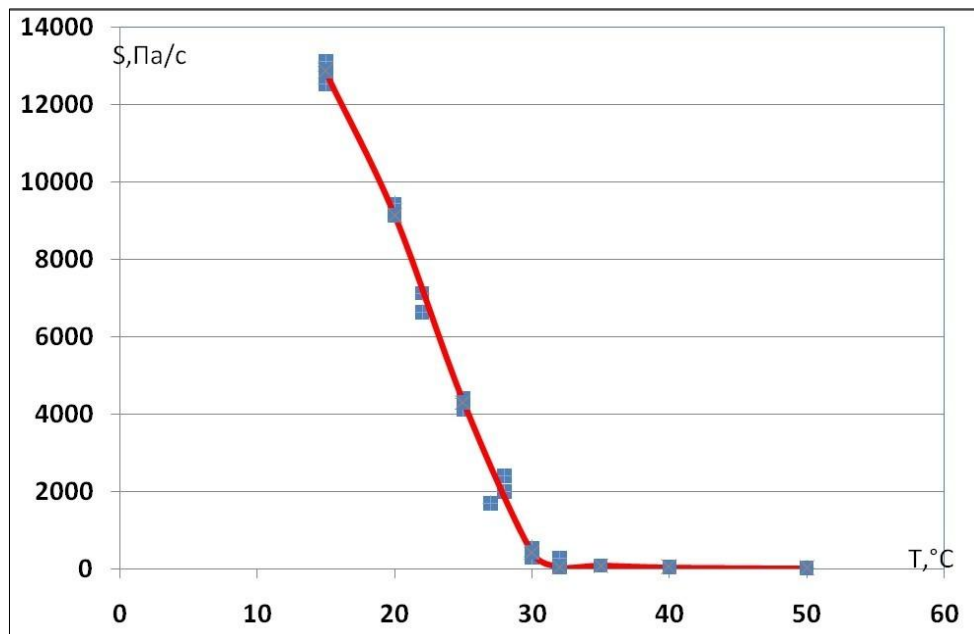


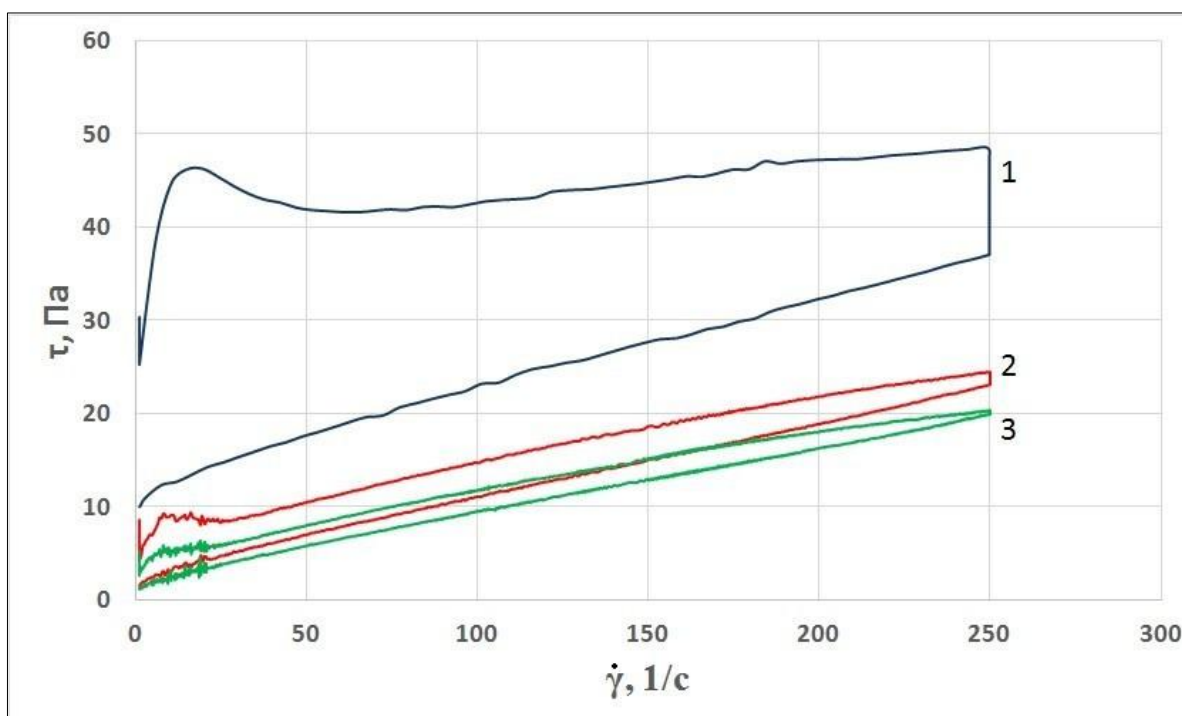
Рисунок 4. График зависимости площади петли гистерезиса на кривых течения Кыртаельской нефти от температуры

Figure 4. Graph of the dependence of hysteresis loop area on the flow curves of the Kyrtael oil on temperature

Видно, что резкий рост площади петли гистерезиса начинается при уменьшении температуры нефти ниже 32 °С. Это значение примерно равно температуре начала массовой кристаллизации парафинов (температуре начала гелеобразования).

Таким образом, точку излома на кривой зависимости площади петли гистерезиса от температуры можно рассматривать как температуру начала гелеобразования, т.е. проявления структурированных свойств.

Известно, что наличие петли гистерезиса на кривой течения для структурированных дисперсных систем, в том числе для ВПН, является следствием отклонения течения среды от равновесного. Поэтому форма и площадь петли должна зависеть от времени записи самой кривой. На рисунке 5 приведены кривые течения (прямой и обратный ход) Кыртаельской нефти для трех значений времени записи, которые подтверждают данное положение.



1 - время на прямой и обратный ход по 1 минуте; 2 - по 10 мин; 3 - по 40 мин

1 - time for forward and reverse strokes 1 min each; 2 - 10 min each; 3 - 40 min each

**Рисунок 5.** Кривые течения нефти Кыртаельского месторождения для разных времен записи (температура 25 °С)

**Figure 5.** Oil flow curves of the Kyrtael field for different recording times (temperature 25 °С)

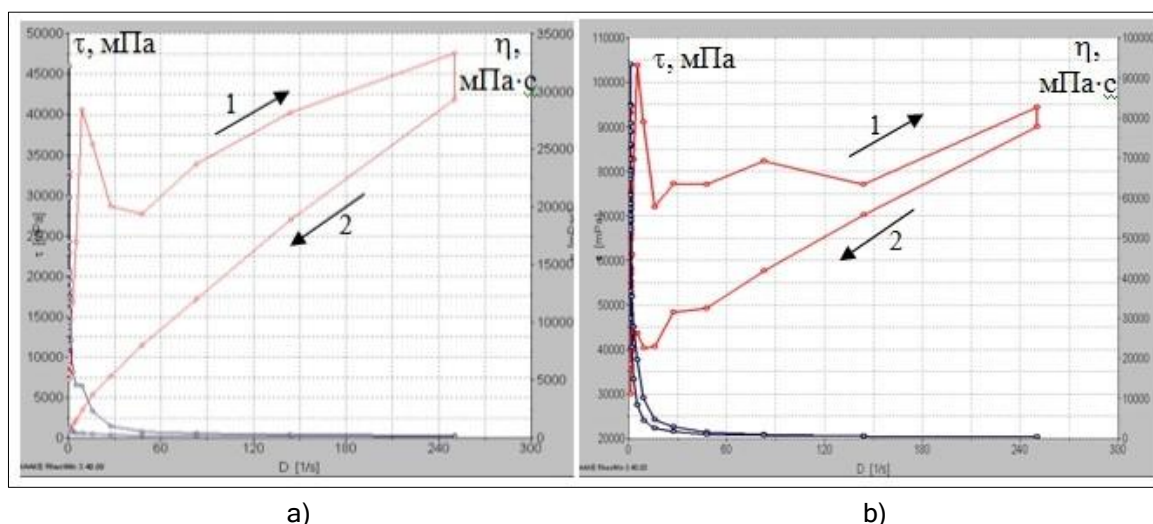
*Наблюдение «сверханомалии» вязкости*

В работе [5] Г. В. Виноградовым и В. П. Павловым впервые было обнаружено явление «сверханомалии» вязкости для пластичных смазок. Этими авторами было дано определение сверханомалии вязкости как явления снижения сопротивления сдвигу в условиях перехода между установившимися режимами деформирования: от режима течения дисперсной системы практически без разрушения коагулятивной структуры к другому режиму с интенсивным необратимым разрушением структурного каркаса. Схожее явление падения напряжения сдвига с ростом скорости сдвига в парафинистых нефтях наблюдалось в работах [4, 7, 10, 12-14].

В настоящей работе подобное явление было изучено для нескольких видов нефтей ТПНГП, транспортируемых по МН «Уса - Ухта» и «Ухта - Ярославль»: 1) для высокозастывающей нефти Кыртаельского месторождения (рисунки 3 и 5); 2) для нефти ГНПС «Уса» (рисунок 6, а); 3) для высокопарафини-

стой нефти Харьягинского месторождения (нефть № 2 в таблице 1) (рисунки 6, б, 7, 8).

На рисунке 7 показана зависимость напряжения сдвига от времени для Харьягинской нефти при температуре 18 °С, которая на несколько градусов ниже температуры массовой кристаллизации парафинов. Данный график демонстрирует динамику установления режима течения структурированной нефти при следующей методике опыта. До момента времени 60 с цилиндр вискозиметра вращается с постоянной скоростью, соответствующей скорости сдвига  $1 \text{ с}^{-1}$ . Видно, что на первой секунде происходит резкий рост напряжения сдвига, далее наблюдаются затухающие колебания на фоне спадающего напряжения сдвига. В момент времени 60 с скорость сдвига начинает увеличиваться по соответствующей программе (практически линейно со временем), и мы получаем кривую течения, т.е. зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига, при этом наблюдаем отчетливо выраженное явление «сверханомалии» вязкости.



**Рисунок 6.** Проявление «сверханомалии» вязкости на кривых течения: нефть ГНПС Уса, температура 10 °С (а); высокопарафинистая нефть Харьягинского месторождения, температура 20 °С (б)

**Figure 6.** «Super anomalous viscosity» manifestation on the flow curves: oil from the Usa Gas Pumping Station, temperature 10 °С (а); highly paraffinic oil from the Kharyaga Field, temperature 20 °С (б)

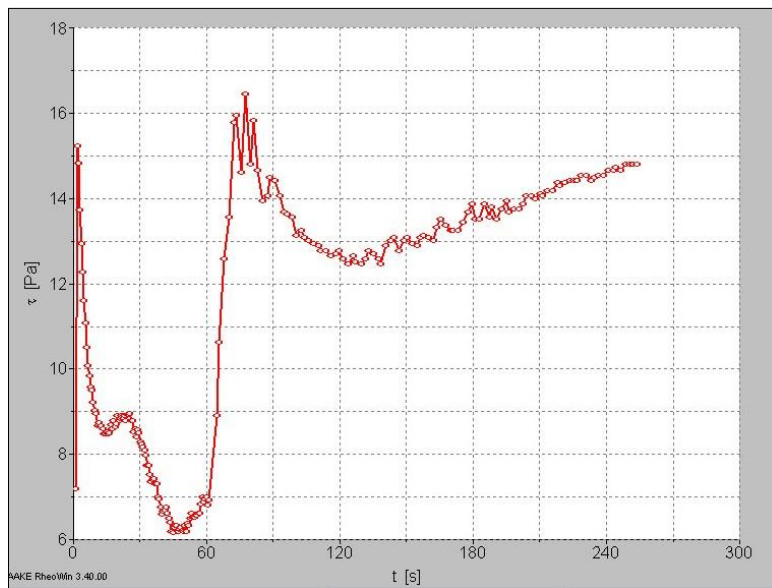


Рисунок 7. Комбинированная зависимость напряжения сдвига от времени для нефти Харьягинского месторождения при температуре 18 °С (пояснения в тексте)

Figure 7. Combined dependence of shear stress on time for oil from the Kharyaga field at temperature 18 °C (explanations in the text)

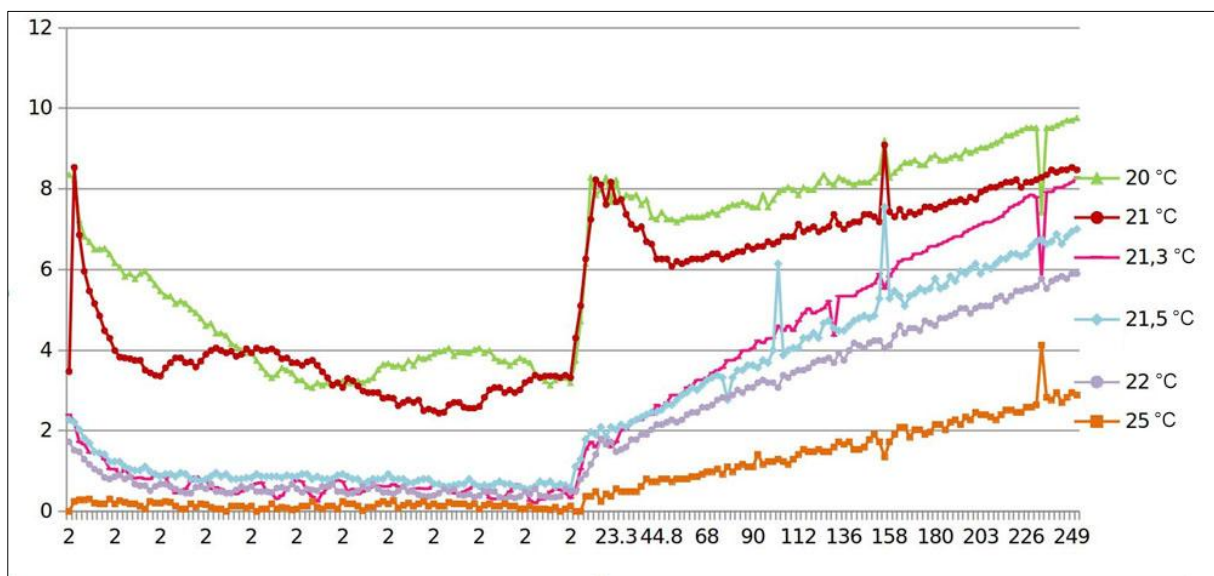


Рисунок 8. Кривые течения нефти Харьягинского месторождения при температурах 25-20 °С

Figure 8. Flow curves of oil from the Kharyaga field at temperatures of 25-20 °C

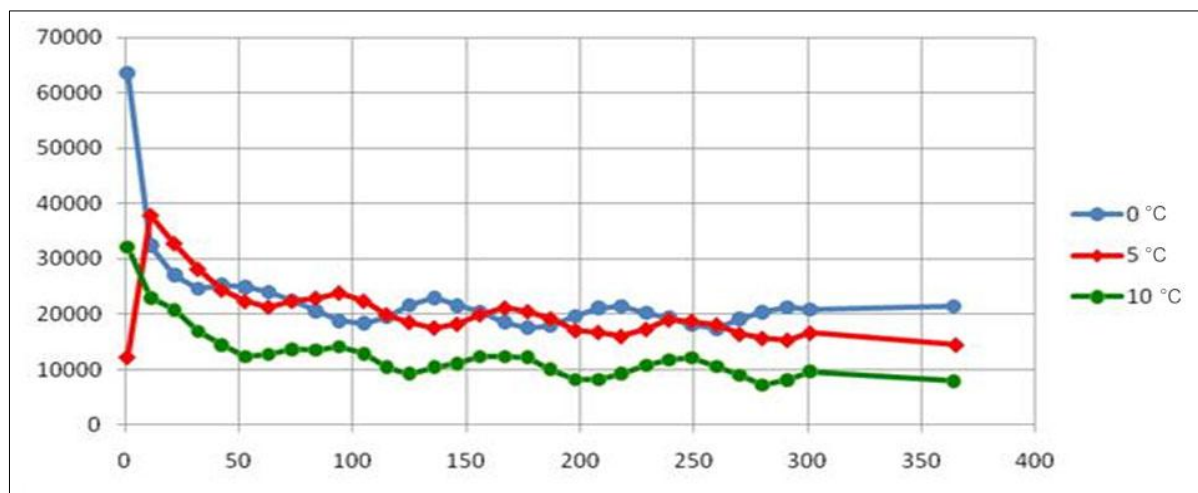
Данная комбинированная кривая зависимости (до времени 60 с скорость сдвига мала и постоянна, а после 60 с начинается ее линейный рост со временем) дает наглядное представление о том, как устанавливается стационарный режим течения высокопарафинистых нефтей в ротационном вискозиметре для температур, при которых образуется пространственная структура из парафиновых углеводородов (УВ).

Из анализа рисунка 7 видно, что наблюдаются два участка роста и последующего падения напряжения сдвига со временем: первый участок - в первые секунды измерений при постоянной малой скорости сдвига; второй участок - когда скорость сдвига начинает расти, и который трактуется как явление «сверханомалии» вязкости.

На рисунке 8 показаны комбинированные зависимости напряжения сдвига нефти Харьягинского месторождения от времени и скорости сдвига для нескольких температур. Первую минуту цилиндр вискозиметра вра-

щается с малой угловой скоростью 1,55 об/мин (что соответствует скорости сдвига  $2 \text{ с}^{-1}$ ), и записывается зависимость напряжения сдвига от времени  $\tau(t)$ .

Видно, что в целом наблюдаются падающие и выходящие постепенно на равновесные значения кривые. Для температур ниже некоторого критического значения на этих спадающих кривых наблюдаются колебания напряжения сдвига. Природа этих колебаний будет обсуждаться позднее (см. рисунок 9). После минуты такого вращения скорость сдвига начинает возрастать в соответствии с заданной программой, и записывается собственно кривая течения нефти. Для температур в диапазоне от  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $21,3 \text{ }^\circ\text{C}$  кривые ведут себя похожим образом в обеих частях комбинированной зависимости (временной развертки и развертки по скорости сдвига). Это поведение резко меняется при переходе от  $21,3 \text{ }^\circ\text{C}$  к  $21 \text{ }^\circ\text{C}$  и на временной шкале, и на шкале изменения скорости сдвига.



**Рисунок 9.** Зависимость напряжения сдвига от времени при постоянной скорости сдвига 1 1/с для смеси нефтей с выхода ГНПС Уса при температурах 0 °С, 5 °С и 10 °С

**Figure 9.** Dependence of shear stress on time at a constant shear rate of 1 1/s for a mixture of oils from the outlet of the Usa gas pumping station at temperatures of 0 °C, 5 °C and 10 °C

На временной шкале в течение первых 1-2 с появляется скачок напряжения сдвига, и далее оно спадает, стремясь к установившемуся значению. При этом видны колебания с периодом, примерно равным 38-40 с. Максимальное значение  $\tau$  здесь можно трактовать как начальное напряжение сдвига. После окончания предварительного вращения начинается программированный рост угловой скорости вращения цилиндра (скорости сдвига), и на кривой зависимости  $\tau(\dot{\gamma})$  можно отчетливо наблюдать явление «сверханомалии» вязкости. Еще раз отметим, что такое резкое изменение характера кривой течения происходит при переходе от температуры 21,3 °C до 21 °C, т.е. в интервале 0,3 °C.

Если записать кривые зависимости напряжения сдвига от времени при постоянной скорости сдвига, равной 1 с<sup>-1</sup>, и времени деформирования 10 мин, то получаются следующие графики (рисунок 9). Данные кривые имеют четко выраженный колебательный характер, который при более высоких температурах так ярко не проявляется, либо вовсе не заметен.

Опыты показывают, что обычно после термостатирования пробы нефти в зазоре между цилиндрами вискозиметра в течение 30 мин и дальнейшего вращения цилиндра с малой угловой скоростью в течение 10-20 мин постепенно устанавливается равновесный характер течения для данной скорости сдвига, вызванный конкуренцией процессов разрушения пространственной структуры, состоящей в основном из парафиновых УВ, и процессов тиксотропного восстановления этой структуры. В этом случае кривая напряжения сдвига должна монотонно спадать и постепенно выходить на стационарное значение, соответствующее данной скорости сдвига. Как видно из рисунка 9, зависимость напряжения сдвига от времени носит ярко выраженный колебательный характер с периодом, одинаковым для всех температур. Природа этих колебаний представляет безусловный интерес как для техники измерений в ротационной вискозиметрии, так и для реологии структурированных дисперсных систем. Мож-

но предположить, что скорости процессов разрушения и восстановления пространственной структуры, образованной парафиновыми УВ, при вращении нефти в вискозиметре периодически изменяются, становясь то больше, то меньше друг друга. Однако в целом амплитуда колебаний спадает на фоне монотонного снижения напряжения сдвига со временем. В итоге устанавливается стационарный режим течения для данной скорости сдвига. Для температур, превышающих температуру начала массовой кристаллизации парафинов (температуры гелеобразования), подобных колебаний в экспериментах не наблюдалось.

Для скорости сдвига 1 с<sup>-1</sup> период колебаний составляет примерно 76-78 с. При скорости сдвига 0,5 с<sup>-1</sup>, т.е. при уменьшении частоты вращения в два раза, период колебаний становится примерно 152-156 с, т.е. в два раза увеличивается по сравнению со скоростью в 1 с<sup>-1</sup>. При скорости сдвига 5 с<sup>-1</sup>, колебания тоже есть, но заметно чаще. Таким образом, простые расчеты показывают, что при температурах ниже температуры гелеобразования во всех случаях вращения цилиндра вискозиметра с постоянной угловой скоростью (постоянной скоростью сдвига) на кривых течения наблюдаются колебания напряжения сдвига, период которых равен периоду оборота цилиндра вискозиметра.

#### *Обсуждение результатов экспериментов*

Явления тиксотропии и «сверханомалии» вязкости (СAB) для парафинистых нефтей, которые изучались в настоящей работе, конечно, не тождественны, но, вероятно, вызываются одними и теми же причинами. В настоящее время общепринято, что тиксотропия характерна для структурированных дисперсных систем, к которым относятся парафинистые и высокопарафинистые нефти при температурах ниже температуры массовой кристаллизации парафина. В качестве дисперсной фазы здесь выступают кристаллы парафиновых углеводородов, способных при слиянии образовывать агрегаты различных

размеров за счет сил вторичных валентностей (сил Ван-дер-Ваальса и др.). В этом случае петля гистерезиса объясняется следующим образом: при течении структурированных дисперсных систем для каждой скорости сдвига существует равновесное состояние напряжения сдвига, определяемое балансом между процессами разрушения крупных агрегатов в более мелкие и слиянием мелких в более крупные (иначе - балансом между разрушением и восстановлением связей между частицами). При прямом ходе вискозиметра из-за реальной конечной скорости записи растущей ветви кривой течения (т.е. время измерений мало по сравнению со временем достижения равновесия) агрегаты не успевают разрушаться при каждой скорости сдвига до равновесного значения, поэтому экспериментальная кривая идет выше равновесной (вязкость среды выше равновесного значения), а при обратном ходе, т.е. при снижении скорости сдвига, разрушенные агрегаты не успевают объединяться в более крупные, соответствующие равновесным значениям, и кривая идет ниже равновесной. Если записывать кривые течения очень медленно, то гистерезис кривой течения практически пропадает. Это видно также и по результатам наших измерений (рисунок 5).

Сдвиговое «разжижение» объясняется этим же механизмом, а именно постепенным разрушением агрегатов с течением времени при деформировании с постоянной скоростью сдвига.

На практике при измерениях может наблюдаться прямой ход петли гистерезиса на кривых течения как с ярко выраженным участком САВ, так и без него (см. рисунки 2 и 3).

В наших экспериментах явление САВ всегда наблюдалось, когда перед деформированием образец парафинистой нефти достаточно долго находился в покое. Если же он находился в зазоре между цилиндрами вискозиметра после окончания очередного цикла измерений недолго (не более нескольких минут), то на следующем цикле записи кривой течения явление САВ может быть практически незаметно, хотя гистерезис при этом остается.

Форма и размеры участка «сверханомалии» на кривой течения существенно зависят от механической и термической истории при подготовке испытываемого образца нефти, от темпа повышения скорости сдвига и плохо воспроизводится от опыта к опыту. Может наблюдаться не один участок немонотонности, а несколько, что показано, например, на рисунке 10.

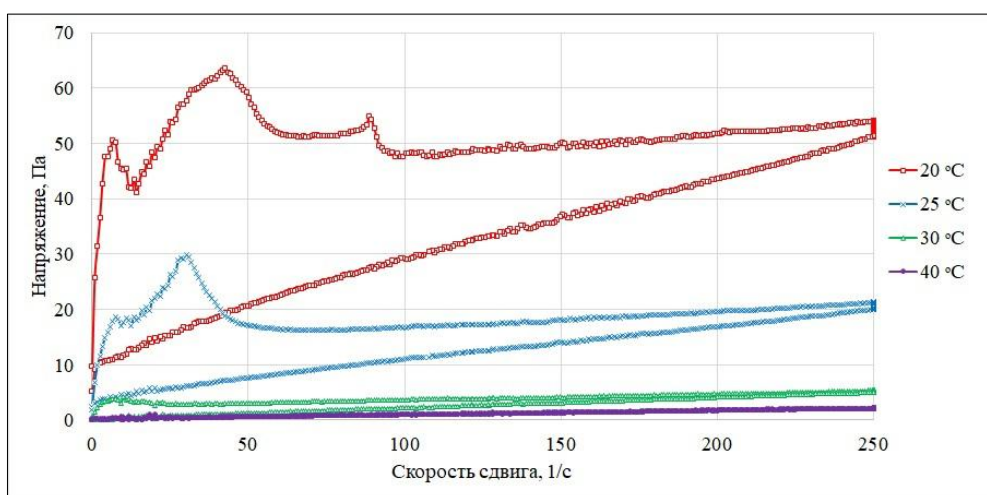


Рисунок 10. Кривые течения нефти Кыртаельского месторождения с несколькими участками немонотонности

Figure 10. Oil flow curves of the Kyrtael field with several areas of non-monotonicity

Для объяснения явления тиксотропии принято вводить в реологические уравнения, моделирующие кривые течения структурированных дисперсных систем, некий структурный параметр  $\lambda$ , зависящий от времени [4, 10, 15, 21, 24, 25], который и учитывает влияние структурообразования на реологические характеристики этих систем. В этих же работах записаны кинетические уравнения для параметра  $\lambda$ , которые построены по аналогии с уравнениями кинетики химических реакций.

Конкретные расчеты нестационарных кривых течения для реальных парафинистых нефтей, проявление тиксотропии и «сверханомалии» вязкости и сравнение с экспериментальными данными будут проведены в следующих работах авторов.

#### Выводы

1. Проведены лабораторные эксперименты по изучению нестационарных и неравновесных режимов течения некоторых парафинистых и высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в ротационном вискозиметре. Показано наличие тиксотропных свойств (сдвиговое «разжижение» и петли гистерезиса на кривых течения). Продемонстрирован пороговый характер зависимости площади петли гистерезиса от температуры нефти.

2. Опыты показали, что при определенных условиях на кривых течения исследованных нефтей наблюдаются участки снижения касательного напряжения сдвига при увели-

чении скорости сдвига, аналогичные участкам «сверханомалии» вязкости в пластических смазках. Форма и размеры этих участков, т.е. интенсивность проявления «сверханомалии», сильно зависят от условий эксперимента и плохо воспроизводимы от опыта к опыту. Может наблюдаться более одного пика «сверханомалии» на прямом ходе кривой течения.

3. На практике при измерениях может наблюдаться прямой ход петли гистерезиса на кривых течения как с участком САВ, так и без него. В проведенных экспериментах явление САВ наблюдалось всегда, когда перед деформированием образец парафинистой нефти достаточно долго находился в покое. Если же он находился в зазоре между цилиндрами вискозиметра после окончания очередного цикла измерений недолго (не более нескольких минут), то на следующем цикле записи кривой течения явление САВ может быть практически незаметно, хотя гистерезис при этом остается.

4. Если деформировать образец высокопарафинистой нефти при небольшой постоянной скорости сдвига, т.е. постоянной угловой скорости вращения цилиндра вискозиметра, и температуре ниже температуры гелеобразования, то на падающей кривой зависимости напряжения сдвига от времени («сдвиговое» разжижение) наблюдаются колебания напряжения сдвига с периодом, равным периоду вращения цилиндра вискозиметра.

#### Список источников

1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
2. Ур'ев Н.Б. Высококонтрированные дисперсные системы. М.: Химия, 1980. 320 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Уфа: Гилем, 1999. 464 с. ISBN: 5-7501-0148-7.
4. Кирсанов Е.А., Матвеев В.Н. Неньютоновское поведение структурированных систем. М.: Техносфера, 2016. 384 с. ISBN 978-5-94836-

#### References

1. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. *Anomal'nye neftri* [Abnormal Oils]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 168 p. [in Russian].
2. Ur'ev N.B. *Vysokokontsentrirrovannye dispersnye sistemy* [Highly Concentrated Dispersions]. Moscow, Khimiya Publ., 1980. 320 p. [in Russian].
3. Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Etyudy o modelirovanii slozhnykh sistem neftedobychi* [Studies on Modeling Complex Oil Production Systems]. Ufa, Gilem Publ., 1999. 464 p. ISBN: 5-7501-0148-7. [in Russian].

461-2.

5. Павлов В.П., Виноградов Г.В. Обобщенная реологическая характеристика пластичных дисперсных систем // Коллоидный журнал. 1966. Т. 28. № 3. С. 424-430.

6. Larson R.J., Wei Yu. A Review of Thixotropy and its Rheological Modeling // *Journal of Rheology*. 2019. Vol. 63. No. 3. P. 477-501. DOI:10.1122/1.5055031.

7. Матвеев В.Н., Кирсанов Е.А. Вязкость и структура дисперсных систем // Вестник Московского университета. Серия 2: химия. 2011. Т. 52. № 4. С. 243-276. EDN: OIJBV.

8. Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Юзбашиева А.О., Расулова С.Р., Гусейнов В.Г. Реологические свойства структурообразующих дисперсных систем // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. Т. 14. № 2. С. 133-140. URL: <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/2/ngdelo-2-2016-p133-140.pdf>. EDN: WXOZUF.

9. Malkin A.Y. Oil as an Object of Rheology (Review) // *Petroleum Chemistry*. 2019. Vol. 59. No. 10. P. 1092-1107. DOI: 10.1134/S0965544119100062. EDN: MELFMB.

10. Broboana D., Balan C. Investigations on the Rheology of Water-in-Crude Oil Emulsions // *UPB Scientific Bulletin. Series B: Chemistry and Materials Science*. 2007. Vol. 69. No. 3. P. 35-50.

11. Ляпин А.Ю., Некучаев В.О., Михеев М.М. Методика и результаты исследования статического напряжения сдвига парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКР. 2018. № 4. С. 18-25. DOI: 10.5510/OGP20180400367. EDN: YURILR.

12. Рогачев М.К., Колонских А.В. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое Дело». 2009. Т. 7. № 1. С. 37-42. URL: [https://ngdelo.ru/files/old\\_ngdelo/2009/1/37-42.pdf](https://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2009/1/37-42.pdf).

13. Васенева А.А., Некучаев В.О. Особенности реологических кривых течения высоковязких нефтей и их водных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 61-63.

14. Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н. Моделирование реологических свойств тиксотропных нефтей при прямом ходе измерений на вискозиметрах ротационного типа для оценки пусковых режимов работы магистрального нефтепровода // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 80-84. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-80-84. EDN: МНААКА.

15. Малкин А.Я., Сафиева Р.З. Реология нефти и нефтепродуктов: Теория и практика. СПб.: Профессия, 2019. 178 с. ISBN: 978-5-91884-117-4.

16. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 89 с. EDN: YSEVMY.

17. Зверева Т.В., Челинцев С.Н., Яковлев Е.И. Моделирование трубопроводного транспорта

4. Kirsanov E.A., Matveenko V.N. *Nen'yutonovskoe povedenie strukturirovannykh sistem* [Non-Newtonian Behavior of Structured Systems]. Moscow, Tekhnosfera Publ., 2016. 384 p. ISBN 978-5-94836-461-2. [in Russian].

5. Pavlov V.P., Vinogradov G.V. Obobshchennaya reologicheskaya kharakteristika plastichnykh dispersnykh system [Generalized Rheological Characterization of Plastic Dispersions]. *Kolloidnyi zhurnal – Colloid Journal*, 1966, Vol. 28, No. 3, pp. 424-430. [in Russian].

6. Larson R.J., Wei Yu. A Review of Thixotropy and Its Rheological Modeling. *Journal of Rheology*, 2019, Vol. 63, No. 3, pp. 477-501. DOI: 10.1122/1.5055031.

7. Matveenko V.N., Kirsanov E.A. Vyazkost' i struktura dispersnykh system [The Viscosity and Structure of Dispersed Systems]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 2: khimiya – Moscow University Chemistry Bulletin*, 2011, Vol. 52, No. 4, pp. 243-276. EDN: OIJBV. [in Russian].

8. Panakhov G.M., Abbasov E.M., Yuzbashieva A.O., Rasulova S.R., Guseinov V.G. Reologicheskie svoystva strukturoobrazuyushchikh dispersnykh sistem [Rheological Properties of Structured Disperse Systems]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» – Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2016, Vol. 14, No. 2, pp. 133-140. URL: <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/2/ngdelo-2-2016-p133-140.pdf>. EDN: WXOZUF. [in Russian].

9. Malkin A.Y. Oil as an Object of Rheology (Review). *Petroleum Chemistry*, 2019, Vol. 59, No. 10, pp. 1092-1107. DOI: 10.1134/S0965544119100062. EDN: MELFMB.

10. Broboana D., Balan C. Investigations on the Rheology of Water-in-Crude Oil Emulsions. *UPB Scientific Bulletin. Series B: Chemistry and Materials Science*, 2007, Vol. 69, No. 3, pp. 35-50.

11. Lyapin A.Yu., Nekuchaev V.O., Mikheev M.M. Metodika i rezul'taty issledovaniya staticheskogo napryazheniya sdviga parafinistykh neftei Timano-Pechorskoi provintsii s pomoshch'yu reometra s kontroliruemoi skorost'yu sdviga [Methods and Results of Static Shear Stress Study of Timan-Pechora Province Waxy Crude Oils Using a Controlled Shear Rate Rheometer]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR – Scientific Papers of NIPI Neftegaz SOCAR*, 2018, No. 4, pp. 18-25. DOI: 10.5510/OGP20180400367. EDN: YURILR. [in Russian].

12. Rogachev M.K., Kolonskikh A.V. Issledovanie vyazkoupругikh i tiktotropnykh svoistv neftei Usinskogo mestorozhdeniya [Research Viscoelastic and Thixotropy Properties of the Usinsk Deposit Oil]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe Delo» – Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2009, Vol. 7, No. 1, pp. 37-42. URL: [https://ngdelo.ru/files/old\\_ngdelo/2009/1/37-42.pdf](https://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2009/1/37-42.pdf). [in Russian].

13. Vaseneva A.A., Nekuchaev V.O. Osobennosti reologicheskikh krivykh techeniya vysokovyazkikh

нефтехимических производств. М.: Химия, 1987. 176 с.

18. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместная перекачка тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 65-70. DOI: 10.5510/OGP20180200352. EDN: XYOZSH.

19. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы: Измерение вязкости и физико-механических характеристик материалов. М.: Машиностроение, 1968. 272 с.

20. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1982. 296 с.

21. Cheng D.C.-H., Evans F. Phenomenological Characterization of the Rheological Behavior of Inelastic Reversible Thixotropic and Antithixotropic Fluids // *British Journal of Applied Physics*. 1965. Vol. 16. No. 11. P. 1599-1617. DOI:10.1088/0508-3443/16/11/301.

22. Barnes H.A. Thixotropy - a Review // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. 1997. Vol. 70. No. 1-2. P. 1-33. DOI: 10.1016/s0377-0257(97)00004-9.

23. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. М.: КолосС, 2003. 312 с. ISBN 5-9532-0234-2.

24. Столин А.М., Худяев С.И., Бучацкий Л.М. К теории сверханомалии вязкости структурированных систем // Доклады Академии наук СССР. 1978. Т. 243. № 2.

25. Хилько С.Л., Титов Е.В., Федосеева А.А. и др. О возможности применения двух моделей эффекта сверханомалии вязкости для анализа кривых течения структурированных дисперсных систем // Коллоидный журнал. 2006. Т. 68. № 1. С. 114-122. EDN: HSWNBD.

neftei i ikh vodnykh emul'sii [Peculiarities of Rheological Flow Curves of High-Viscosity Oils and Their Water Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2013, No. 8, pp. 61-63. [in Russian].

14. Tashbulatov R.R., Karimov R.M., Valeev A.R., Mastobaev B.N. Modelirovanie reologicheskikh svoystv tiksotropnykh neftei pri pryamom khode izmerenii na viskozimetrah rotatsionnogo tipa dlya otsenki puskovykh rezhimov raboty magistral'nogo nefteprovoda [Modeling Rheological Properties of Thixotropic Oils at Direct Measurements on a Rotary Viscometer for Evaluating the Start-Up Modes of the Trunk Oil Pipeline]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2020, No. 4, pp. 80-84. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-80-84. EDN: MHAACA. [in Russian].

15. Malkin A.Ya., Safieva R.Z. *Reologiya nefti i nefteproduktov: Teoriya i praktika* [Rheology of Oil and Petroleum Products: Theory and Practice]. Sankt-Petersburg, Professiya Publ., 2019. 178 p. ISBN: 978-5-91884-117-4. [in Russian].

16. Rogachev M.K., Kondrasheva N.K. *Reologiya nefti i nefteproduktov* [Rheology of Oil and Petroleum Products]. Ufa, UGNTU Publ., 2000. 89 p. EDN: YSEVMY. [in Russian].

17. Zvereva T.V., Chelintsev S.N., Yakovlev E.I. *Modelirovanie truboprovodnogo transporta neftekhimicheskikh proizvodstv* [Modeling of Pipeline Transportation of Petrochemical Plants]. Moscow, Khimiya Publ., 1987. 176 p. [in Russian].

18. Revel-Muroz P.A., Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N. Sovmestnaya perekachka tyazhelykh i vysokoparafinistykh neftei v smesi [Joint Transportation of Heavy and Wax Oil Blended]. *Nauchnye trudy NIPI Neftgaz GNGAR – Scientific Papers of NIPI Neftgas SOCAR*, 2018, No. 2, pp. 65-70. DOI: 10.5510/OGP20180200352. EDN: XYOZSH. [in Russian].

19. Belkin I.M., Vinogradov G.V., Leonov A.I. *Rotatsionnye pribory: Izmerenie vyazkosti i fiziko-mekhanicheskikh kharakteristik materialov* [Rotary Instruments: Measurement of Viscosity and Physical and Mechanical Characteristics of Materials]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1968. 272 p. [in Russian].

20. Gubin V.E., Gubin V.V. *Truboprovodnyi transport nefti i nefteproduktov* [Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 296 p. [in Russian].

21. Cheng D.C.-H., Evans F. Phenomenological Characterization of the Rheological Behavior of Inelastic Reversible Thixotropic and Antithixotropic Fluids. *British Journal of Applied Physics*, 1965, Vol. 16, No. 11, pp. 1599-1617. DOI:10.1088/0508-3443/16/11/301.

22. Barnes H.A. Thixotropy - a Review. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 1997, Vol. 70, No. 1-2, pp. 1-33. DOI: 10.1016/s0377-0257(97)00004-9.

23. Shramm G. *Osnovy prakticheskoi reologii i reometrii* [Fundamentals of Practical Rheology and Rheometry]. Moscow, KolosS Publ., 2003. 312 p. ISBN 5-9532-0234-2. [in Russian].

24. Stolin A.M., Khudyaev S.I., Buchatskii L.M. K

teorii sverkhanomalii vyazkosti strukturirovannykh sistem [On the Theory of Superanomaly of Viscosity of Structured Systems]. *Doklady Akademii nauk SSSR – Reports of the USSR Academy of Sciences*, 1978, Vol. 243, No. 2. [in Russian].

25. Khil'ko S.L., Titov E.V., Fedoseeva A.A., et al. O vozmozhnosti primeneniya dvukh modelei effekta sverkhanomalii vyazkosti dlya analiza krivykh techeniya strukturirovannykh dispersnykh sistem [On the Possibility of Using Two Models of the Viscosity Superanomaly Effect for Analyzing the Flow Curves of Structured Disperse Systems]. *Kolloidnyi zhurnal – Colloid Journal*, 2006, Vol. 68, No. 1, pp. 114-122. EDN: HSWNBD. [in Russian].

#### Информация об авторах

• Некучаев Владимир Орович, доктор физико-математических наук, профессор Ухтинский государственный технический университет  
Заведующий кафедрой физики и высшей математики  
Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13  
vnekuchaev@ugtu.net

• Тарсин Алексей Вилхович  
Ухтинский государственный технический университет  
Старший преподаватель кафедры физики и высшей математики  
Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13  
atarsin@ugtu.net

#### Information about the authors

• Nekuchaev Vladimir O., Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor  
Ukhta State Technical University  
Head of the Physics and Higher Mathematics Department  
13, Pervomayskaya str., Ukhta, 169300, Russia  
vnekuchaev@ugtu.net

• Tarsin Alexey V.  
Ukhta State Technical University  
Senior lecturer of the Physics and Higher Mathematics Department  
13, Pervomayskaya str., Ukhta, 169300, Russia  
atarsin@ugtu.net

*Статья поступила в редакцию 24.01.2024; одобрена после рецензирования 12.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 24.01.2024; approved after reviewing 12.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 152-168. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 152-168. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.692.4.07-047.58

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-152-168

EDN: OKRJDO

## ПРИМЕНЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАТИВНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ ПОЛЕВОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Дмитрий Иванович Мельников<sup>1</sup>, Дмитрий Александрович Дроздов<sup>2</sup>,  
Петр Юрьевич Мясин<sup>3</sup>, Игорь Борисович Мухин<sup>4</sup>, Сергей Юрьевич Подорожников<sup>5</sup>,  
Мария Юрьевна Земенкова<sup>6</sup>, Елена Леонидовна Чижевская<sup>7</sup>

<sup>1, 2, 5, 6, 7</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>3, 4</sup>АО «НПП «Рубин», Пенза, Россия

<sup>1, 2, 3, 4</sup>nio21-25gosnii@yandex.ru

<sup>5</sup>sergey\_urevih@mail.ru

<sup>6</sup>muzemenkova@mail.ru

<sup>7</sup>chizel76@yandex.ru

Автор, ответственный за переписку: Елена Леонидовна Чижевская,  
chizel76@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы повышения точности и оперативности подготовки исходных данных, а также проведения технических расчётов при планировании трассы полевых магистральных трубопроводов путём автоматизации решения задач по: выбору трассы трубопровода по топографической карте, построению профиля трассы трубопровода, проведению гид-

равлического расчёта трубопровода, определению мест размещения насосных станций на трассе и режимов их работы. Представлены результаты выполненных исследований по разработке программного модуля гидравлического расчёта полевого магистрального трубопровода для специального программного обеспечения АСУ МТО «Палас».

---

---

**Ключевые слова:** полевые магистральные трубопроводы, гидравлический расчёт, пикетирование трассы трубопровода, специальное программное обеспечение, перекачка топлив

---

---

**Для цитирования:** Мельников Д. И., Дроздов Д. А., Мясин П. Ю., Мухин И. Б., Подорожников С. Ю., Земенкова М. Ю., Чижевская Е. Л. Применение автоматизированного программного обеспечения при проведении оперативных гидравлических расчётов полевого магистрального трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 152-168. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-152-168>. EDN: OKRJDO.

Original article

## APPLICATION OF AUTOMATED SOFTWARE FOR OPERATIONAL HYDRAULIC CALCULATIONS OF A FIELD TRUNK PIPELINE

Dmitry I. Melnikov<sup>1</sup>, Dmitry A. Drozdov<sup>2</sup>, Petr Yu. Myasin<sup>3</sup>, Igor B. Mukhin<sup>4</sup>,  
Sergey Yu. Podorozhnikov<sup>5</sup>, Maria Yu. Zemenkova<sup>6</sup>, Elena L. Chizhevskaya<sup>7</sup>

<sup>1, 2, 5, 6, 7</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>3, 4</sup>SPE «Rubin» JSC, Penza, Russia

<sup>1, 2, 3, 4</sup>[nio21-25gosnii@yandex.ru](mailto:nio21-25gosnii@yandex.ru)

<sup>5</sup>[sergey\\_urevih@mail.ru](mailto:sergey_urevih@mail.ru)

<sup>6</sup>[muzemenkova@mail.ru](mailto:muzemenkova@mail.ru)

<sup>7</sup>[chizel76@yandex.ru](mailto:chizel76@yandex.ru)

Corresponding author: **Elena L. Chizhevskaya**, [chizel76@yandex.ru](mailto:chizel76@yandex.ru)

**Abstract.** The article discusses the issues of improving the accuracy and efficiency of initial data preparation, as well as carrying out technical calculations when planning the route of field trunk pipelines (FTP) by automating the solution of tasks for: choosing the pipeline route according to a topographic map, constructing the profile of the pipeline route, conducting hy-

draulic calculation of the pipeline, determining the locations of pumping stations on the route and their operating modes. The results of the research carried out on the development of a software module for hydraulic calculation of field trunk pipelines for special software of the automated control system of the MTO «Palas» are presented.

**Keywords:** field pipeline, reliability improvement program, pipeline repair, pipeline failures, software package

---

---

**For citation:** Melnikov D. I., Drozdov D. A., Myasin P. Yu., Mukhin I. B., Podorozhnikov S. Yu., Zemenkova M. Yu., Chizhevskaya Ye. L. *Primeneniye avtomatizirovannogo programmnogo obespecheniya pri provedenii operativnykh gidravlicheskih raschotov polevogo magistral'nogo truboprovoda* [Application of Automated Software for Operational Hydraulic Calculations of a Field Trunk Pipeline]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 152-168. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-152-168>. EDN: OKRJDO.

Особенности современной ситуации демонстрируют объективную необходимость оперативного реагирования на условия внешней среды. Современная действительность, регламентируемая указами высшего руководства РФ, характеризуется вводом различного рода режимов, позволяющих обеспечить оптимальное использование возможностей и выбор путей достижения заданного результата оптимальных в существующих условиях образом.

Особые случаи представляют собой чрезвычайные ситуации, действия в рамках которых сопряжены с обеспечением повышенной надежности и формированием резерва для принятия решений в случае непредвиденных обстоятельств. Одним из ярких примеров реализации подобных ситуаций являются факты развертывания полевых магистральных трубопроводов (ПМТ), в т.ч. в обстоятельствах повышенной неопределённости.

При развертывании и вводе в эксплуатацию ПМТ выполняется большой объём взаимосвязанных между собой работ, важное значение среди которых занимают именно работы по подготовке трубопровода к развертыванию, качество которых в дальнейшем

позволяет обеспечить его эксплуатацию с заданными расчётными параметрами [1, 2].

Планирование развертывания ПМТ является сложной и трудоёмкой работой, требующей квалифицированного подхода. Основу этого составляют такие разделы, как построение профиля трассы линейного объекта; разведка, пикетирование и рекогносцировка маршрута прокладки трассы трубопровода; гидравлический расчёт и определение пунктов местоположения насосных станций (НС) на трассе ПМТ [3, 4].

Основу процесса функционирования ПМТ как трубопроводной транспортной системы составляет работа НС на расчётных режимах.

Места установки НС на трассе ПМТ определяются в соответствии с результатами гидравлического расчёта трубопровода, который выполняется с использованием таких исходных данных, как заданная производительность перекачки, характеристики трубопровода и его планово-высотного положения, гидравлические характеристики насосов, приводящих двигателей средств перекачки, а также физико-химические характеристики перекачиваемого продукта [1, 2].

При эксплуатации ПМТ весьма важными являются операции вывода трубопровода на расчётный режим и регулирование его в течение периода работы, в том числе в аварийных ситуациях.

Заданная производительность перекачки по ПМТ на эксплуатационном режиме, а также максимально возможная в аварийных ситуациях зависят от корректности выбора режимов работы НС и качества регулирования в переходных процессах при аварийных ситуациях.

Оценка представленной в руководящих документах по эксплуатации ПМТ [1, 2] методики гидравлического расчёта и расстановки средств перекачки позволяет идентифицировать ряд недостатков, в числе которых:

- неполные справочные данные или их отсутствие по гидравлическим характеристикам насосов штатных средств перекачки по ПМТ;

- отсутствие формул для аналитического представления гидравлических характеристик насосов средств перекачки;

- не регламентирован порядок расчёта гидравлических характеристик насосов средств перекачки в зависимости от их частоты вращения;

- не регламентирован порядок расчёта значения максимально допустимой к отбору мощности приводящего двигателя в зависимости от его частоты вращения;

- отсутствие справочных данных по зависимостям развиваемой мощности от частоты вращения приводящих двигателей средств перекачки;

- отсутствие формул для аналитического представления характеристик развиваемой мощности от частоты вращения приводящих двигателей средств перекачки;

- отсутствие алгоритма расчёта для случая использования штатных средств перекачки;

- не регламентирован порядок расчёта для определения аварийных режимов работы НС;

- справочные данные по вязкостно-температурным характеристикам перекачи-

ваемых топлив устарели и не соответствуют номенклатуре выпускаемой по требованиям современной нормативной документации;

- отсутствие формул для аналитического представления вязкостно-температурных характеристик перекачиваемых топлив, а также изменения плотности в зависимости от температуры;

- отсутствие алгоритма определения наличия перевальных точек и самотёчных участков на трассе трубопровода;

- не регламентирован порядок расчёта для определения гидравлических потерь напора на местные сопротивления.

Кроме того, использование имеющихся топографических карт при планировании маршрута трассы трубопровода неизбежно ведёт к ошибкам при построении профиля.

Следует также отметить трудоёмкость проведения расчётов и оформления итоговых документов для определения местоположения НС на трассе ПМТ и режимов их работы. Кроме этого по существующей методике затрачивается не менее 8-9 ч [3]. В случае необходимости уточнения и корректировки данных гидравлического расчёта по результатам разведки трассы это время может увеличиться до 18-22 ч [3, 4].

Опыт эксплуатации ПМТ показывает, что использование недостаточно корректных исходных данных может привести к значительным ошибкам при построении профиля и определении координат положения трассы трубопровода, а также неверному выбору мест расстановки НС и режимов их работы. Как следствие - снижение ожидаемой производительности перекачки по трубопроводу (порядка 20 %) [5].

Следует отметить, что снижение ожидаемой производительности перекачки по ПМТ в отдельных случаях может быть и более значительным. Известны случаи, когда некорректная расстановка насосных станций в условиях горной местности привела к снижению производительности перекачки по ПМТ до 50 % [5, 6].

Повышение эффективности эксплуатации ПМТ зависит от ряда взаимосвязанных

мероприятий, среди которых основными являются:

- сокращение сроков подготовки исходных данных для развертывания ПМТ;
- повышение скорости разведки и пикетирования трассы ПМТ;
- повышение точности гидравлического расчёта и определения мест расстановки НС на трассе ПМТ;
- оптимизация режимов работы НС.

Для решения названных мероприятий необходимо автоматизировать рабочие процессы. Одним из этапов в области автоматизации управленческих и технологических процессов при планировании трассы ПМТ

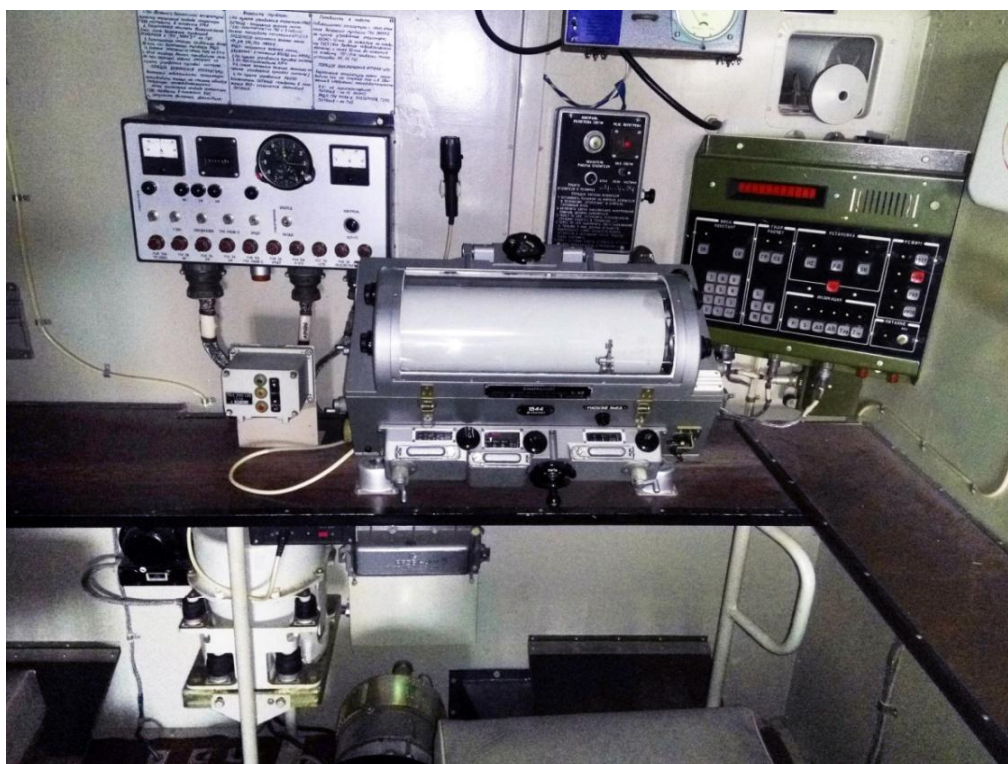
была разработка Привязчика НС в период 1985-1992 г. [7].

Комплект оборудования Привязчика НС установлен на шасси автомобиля повышенной проходимости ГАЗ-66 (рисунок 1) и включал в составе (рисунок 2): бортовую электронно-вычислительную машину (ЭВМ), в которую вводятся исходные данные для гидравлического расчёта (плотность, кинематическая вязкость продукта перекачки, заданная производительность перекачки, диаметр ПМТ); навигационную аппаратуру; автоматизированное устройство для определения местоположения на трассе ПМТ насосных станций (АУОНС); вспомогательную аппаратуру.



Рисунок 1. Привязчик насосных станций (общий вид)

Figure 1. Pumping unit anchor (general view)



1 - пульт управления оператора; 2 - пульт управления курсовой системой;  
3 - гиросуказатель курсовой системы;  
4 - пульт управления автоматизированного устройства для определения местоположения насосных станций на полевых магистральных трубопроводах;  
5 - курсопрокладчик

1 - operator control panel; 2 - course system control panel;  
3 - gyrocourse indicator of the course system;  
4 - automated device control panel for pumping unit location on the field trunk pipelines;  
5 - courseplanner

Рисунок 2. Оборудование привязчика насосных станций

Figure 2. Pumping unit anchor equipment

Навигационная аппаратура Привязчика НС включает в себя:

- курсопрокладчик КП-4, предназначенный для непрерывного автоматического вычисления и отображения на счетчиках прямоугольных координат положения, движущегося Привязчика НС и вычерчивания на топографических картах проходимого пути;
- курсовая система Маяк-2, предназначенная для непрерывного определения изме-

нения дирекционного угла продольной оси Привязчика НС и передачи информации об его величине в счётно-решающее устройство курсопрокладчика;

- визир ориентирования панорамический, предназначенный для определения горизонтальных углов между продольной осью Привязчика НС и направляющими на выбранные ориентиры;

- электромеханический датчик пути, предназначенный для передачи пути, проходимого Привязчиком НС, в курсопрокладчик и электронный блок аппаратуры АУОНС;

- перископическая артиллерийская бус-соль, предназначенная для измерения магнитных азимутов, горизонтальных и вертикальных углов на местности и для определения расстояний до 400 м по дальномерной шкале монокуляра при помощи дальномерных вешек;

- дальномер, предназначенный для определения расстояний от 50 до 2000 м по местным предметам.

Автоматизированное устройство для определения местоположения на трассе ПМТ насосных станций (АУОНС) предназначено для выполнения гидравлического расчета трубопроводов ПМТ-100, ПМТ-150, ПМТП-100, ПМТП-150 и ПМТБ-200, определения местоположения на трассе трубопровода НС, регуляторов давления и обратных клапанов (в комплексе с навигационной аппаратурой).

Вспомогательная аппаратура Привязчика НС: прибор ночного видения, радиостанция, транспортное громкоговорящее устройство и т.д.

Погрешность определения высотных отметок трассы трубопровода, при скорости движения Привязчика НС до 15 км/ч, не более:

- 4,5 м на местности при перепаде высот до 60 м;

- 5,0 м на местности при перепаде высот до 120 м;

- 5,5 м на местности при перепаде высот до 400 м;

Погрешность определения длины пути Привязчика НС на участке протяженностью 10 км не более  $\pm 60,0$  м.

В процессе движения Привязчика НС комплекс оборудования автоматически наносил высотные отметки профиля трассы ПМТ, определенные методом барометрического нивелирования, и по заданному режиму работы насосных станций определял места их расстановки [8]. За счёт повышения точности проведения расчётов производительность

перекачки повышалась на 10-12 %, испытания Привязчика НС прошли успешно в 1993 г. Однако из-за непростой экономической ситуации в стране внедрение в практическое использование Привязчика НС было затруднено.

Работы по дальнейшему развитию в области автоматизации гидравлического расчёта ПМТ и разработки прикладных расчётных программ продолжились [9], были предложены более совершенные способы определения мест установки НС на трассе ПМТ [10, 11]. В целях решения задач по качественному обеспечению подготовки к эксплуатации ПМТ и проведению исследований по разработке средств автоматизации для планирования трассы трубопровода на базе современных информационно-измерительных комплексов, цифровых технологий, средств связи и навигационного обеспечения разработана уточнённая методика гидравлического расчёта для расстановки НС по трассе ПМТ.

Разработанная методика гидравлического расчёта для расстановки НС по трассе ПМТ апробирована в период развёртывания и эксплуатации сети полевых магистральных трубопроводов ПМТП-100 (3 линии) и ПМТП-150 (12 линий) общей протяжённостью 817,5 км на направлении «Тайганский гидроузел - Симферопольское водохранилище» с целью обеспечения населения Республики Крым водой при ликвидации последствий чрезвычайной ситуации (засухи) в 2020 г.

Применение на практике предложенной методики гидравлического расчёта совместно со средством навигационного обеспечения ГЛОНАСС - мобильным диспетчерским центром МДЦ 14Ц8004 из состава автоматизированной системы мониторинга местоположения АСММ 14Ц884 (рисунок 3) позволило в автоматизированном режиме:

- определить координаты положения и высотные отметки трассы трубопровода;

- построить профиль трассы трубопровода;

- провести гидравлический расчёт;

- определить места расстановки средств перекачки и режимы их работы.

Результаты гидравлических расчётов, проведенных с использованием предложенной методики, позволили: увеличить производительность перекачки воды по трубопроводу ПМТП-150 на 13 %, по трубопроводу ПМТП-100 на 11 %; обосновать наиболее экономичный режим работы передвижных насосных установок (ПНУ-100/200М, ПНУ-100/200К и ПНУ-75), перекачивающих станций горючего (ПСГ-160) и передвижных подпорных установок (ППУ-500); снизить время проведения гидравлического расчета с 8 ч до 30 мин.

Было определено наличие на 42,5 км трассы трубопровода перевальной точки, за которой перекачка воды на конечный пункт осуществлялась самотёком. Это позволило сократить количество НС с 4 до 3 и, как следствие, снизить затраты на эксплуатацию ПНУ в 1,33 раза. Для удобства обслуживания и управления места расстановки насосных станций и режимы их работы были подобраны таким образом, чтобы все средства перекачки по трубопроводам ПМТП-100 и ПМТП-150 находились на одной площадке.



**Рисунок 3.** Использование МДЦ 14Ц8004 для определения координат положения и высотных отметок трассы трубопровода на направлении «Тайганский гидроузел - Симферопольское водохранилище»

**Figure 3.** The use of MDC 14C8004 to determine the coordinates of the position and elevation of the pipeline route in the direction of «Taigan hydroelectric complex - Simferopol reservoir»

На основании выполненных расчётов было обеспечено оптимальное распределение персонала и имеющихся средств перекачки при развёртывании и эксплуатации сети трубопроводов «Тайганский гидроузел - Симферопольское водохранилище», что позволило существенно снизить временные и ресурсные затраты.

В рамках последующей реализации результатов исследований проведены мероприятия с целью разработки программного модуля специального программного обеспечения (СПО) изделия АСУ МТО «Палас» в части автоматизации решения задач по:

- выбору маршрута трассы трубопровода по цифровой карте местности;
- определению планово-высотного положения трассы трубопровода;

- гидравлическому расчёту трубопровода;
- определению мест расстановки НС на трассе трубопровода и выбору режимов их работы.

Разработанное программное изделие имеет следующую структуру окон: справочник трубопроводов (рисунок 4), справочник продуктов перекачки (рисунок 5), справочники средств перекачки (рисунки 6, 7), рабочая карта (рисунок 8), пикеты планово-высотного положения (рисунок 9), исходные данные по характеристикам трассы трубопровода (рисунок 10), исходные данные по характеристикам перекачиваемого продукта (рисунок 11), расчёт режимов работы средств перекачки (рисунки 12, 13), вычисленные данные (рисунок 14), расстановка средств перекачки на профиле трассы трубопровода (рисунок 15).

Справочник труб		
Труба	Наименование:	
Новая труба (3)	ПМП-150	
ПМП-100	Внутренняя шероховатость: 0,03500 мм	
ПМП-150	Рабочее давление: 6,0 МПа	
	Наружный диаметр: 152,0 мм	
	Внутренний диаметр: 145,6 мм	
Наименование местного сопротивления		Значение коэффициента
Вставка-ловушка с лотком		11,2
Вставка-ловушка без лотка		0,32
Угольник 90°		0,67
Угольник 45°		0,34
Тройник (при направлении потока прямо)		0,2
Тройник (при повороте потока)		2,05
Переходник с большего на меньший диаметр		0,2
Переходник с меньшего на больший диаметр		0,1
Задвижка открытая полностью		0,15
Задвижка, открытая на 0,5 диаметра сечения		1,2
Задвижка, открытая на 0,25 диаметра сечения		8,8
Обратный клапан		0,51
Вставка с сеткой		3,8
Задвижка, открытая на 0,75 диаметра сечения		0,21

Рисунок 4. Окно справочника трубопроводов

Figure 4. Window of pipeline directory

Справочник продуктов перекачки		Наименование продукта
Жидкость	°C	ТС-1
Новый продукт ...		Температура: 20 °C
ТС-1	20	Плотность: 780,0 кг/м <sup>3</sup>
Премиум-95	20	Кинематическая вязкость: 1,3400 сСт
ЕВРО сорт С	20	Коэффициенты аппроксимации:
Вода	20	av: 0,0 * 10 <sup>0</sup> ;
		bv: 0,0 * 10 <sup>0</sup> ;
		cv: -4, * 10 <sup>-7</sup> ;
		dv: 6,1 * 10 <sup>-5</sup> ;
		ev: -8, * 10 <sup>-3</sup> ;
		fv: -5, * 10 <sup>0</sup> ;

Рисунок 5. Окно справочника продуктов перекачки

Figure 5. Window of transfer products directory

Справочник подпорных насосов	
Средство перекачки	Марка насосного агрегата (установки): ПСГ-160
Новое средство перекачки (3)	Мощность приводящего двигателя: 62,5 кВт
ПСГ-240	Запас по мощности (от 10 до 20 %): 15 %
ПСГ-160	Частота вращения вала двигателя, не более: 1900 об/мин
	Частота вращения вала насоса, не более: 2900 об/мин
	Коэффициент полезного действия редуктора: 95 %
Коэффициенты аппроксимации Q-H характеристик насоса	
aH: -3,000 м/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>3</sup> ∅ *10 <sup>-5</sup> ;	bH: 5,700 м/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>2</sup> ∅ *10 <sup>-4</sup> ;
cH: -9,300 м/(м <sup>3</sup> /ч) ∅ *10 <sup>-2</sup> ;	dH: 184,730 м ∅ *10 <sup>0</sup> ;
Коэффициенты аппроксимации Q-η характеристик насоса	
aη: -1,300 %/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>3</sup> ∅ *10 <sup>-5</sup> ;	bη: -3,330 %/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>2</sup> ∅ *10 <sup>-3</sup> ;
cη: 1,073 %/(м <sup>3</sup> /ч) ∅ *10 <sup>0</sup> ;	dη: 2,428 %(м) ∅ *10 <sup>0</sup> ;
Коэффициенты аппроксимации частот вращения вала двигателя	
aN: -6,680 кВт/(мин-1) ∅ *10 <sup>-6</sup> ;	bN: 5,240 кВт/(мин-1) ∅ *10 <sup>-2</sup> ;
cN: -12,990 кВт ∅ *10 <sup>0</sup> ;	

Рисунок 6. Окно справочника средств создания подпора

Figure 6. Window of directory of means of creating a backup

Справочник магистральных насосов	
Средство перекачки	Марка насосного агрегата (установки): ПНУ-100/200К
Новое средство перекачки (3)	Максимальное количество подключаемых на НС: 2 шт
ПНУ-100/200М	Мощность приводящего двигателя: 125 кВт
ПНУ-100/200К	Запас по мощности (от 10 до 20 %): 10 %
	Частота вращения вала двигателя, не более: 1700 об/мин
	Частота вращения вала насоса, не более: 4330 об/мин
	Минимальное давление на входе, не менее: 0,100 МПа
	Максимальное давление на входе, не более: 3,000 МПа
	Максимальное давление на выходе, не более: 4,000 МПа
	Коэффициент полезного действия редуктора: 96 %
Коэффициенты аппроксимации Q-H характеристик насоса	
aH: 0,00 м/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>3</sup> ∅ *10 <sup>0</sup> ;	bH: -5,43 м/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>2</sup> ∅ *10 <sup>-3</sup> ;
cH: 0,40 м/(м <sup>3</sup> /ч) ∅ *10 <sup>0</sup> ;	dH: 299,37 м ∅ *10 <sup>0</sup> ;
Коэффициенты аппроксимации Q-η характеристик насоса	
aη: 0,000 %/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>3</sup> ∅ *10 <sup>0</sup> ;	bη: -3,320 %/(м <sup>3</sup> /ч) <sup>2</sup> ∅ *10 <sup>-3</sup> ;
cη: 0,929 %/(м <sup>3</sup> /ч) ∅ *10 <sup>0</sup> ;	dη: 2,779 %(м) ∅ *10 <sup>0</sup> ;
Коэффициенты аппроксимации частот вращения вала двигателя	
aN: -4,82 кВт/(мин-1) ∅ *10 <sup>-5</sup> ;	bN: 20,39 кВт/(мин-1) ∅ *10 <sup>-2</sup> ;
cN: -81,87 кВт ∅ *10 <sup>0</sup> ;	

Рисунок 7. Окно справочника средств создания напора

Figure 7. Window of the directory of pressure creation tools

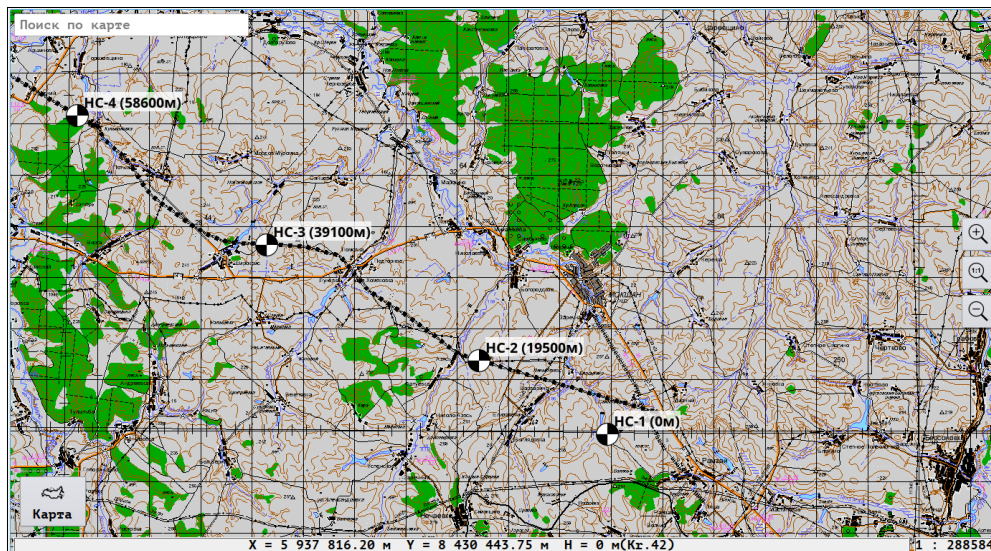


Рисунок 8. Окно «Рабочая карта»

Figure 8. Window «Working card»

Расстояние между пикетами: 500 м

Номер пикета	Доп. расстояние от пикета, м	Продольная координата положения, км	Высотная отметка, м
0	0	0	231
1	0	0,5	241
2	0	1	244
3	0	1,5	246
4	0	2	241
5	0	2,5	239
6	0	3	245
7	0	3,5	258
8	0	4	271
9	0	4,5	271
10	0	5	261
11	0	5,5	271
12	0	6	265
13	0	6,5	261
14	0	7	245
15	0	7,5	229
16	0	8	228
17	0	8,5	219
18	0	9	219
19	0	9,5	216
20	0	10	200
21	0	10,5	201

Рисунок 9. Окно «Пикеты планово-высотного положения»

Figure 9. Window «Pickets of the planned high-altitude position»

Наименование:	<b>Трубопровод 1</b>
Длина по карте местности:	78,2 км
<input type="checkbox"/> Коэффициент рельефа местности:	1,070
<input type="checkbox"/> Коэффициент изгиба трубопровода:	1,015
Расчетная длина трубопровода:	78,2 км
Массовая производительность:	2000 т/сут
Период работы: - в текущем месяце:	1 сут
- в следующем месяце:	10 сут
Время работы в течение суток:	22 ч
Труба:	<b>ПМП-150</b>
Эквивалентная шероховатость:	0,035000 мм
Внутренний диаметр:	145,6 мм
Рабочее давление:	6,0 МПа
Требуемое давление в конце трубопровода:	0,6 МПа
<input checked="" type="radio"/> Использовать коэффициент местных сопротивлений:	1,05
<input type="radio"/> Учитывать потери в рукавах и местных сопротивлениях:	
Напорный рукав: - количество:	7 шт
- длина:	9,1 м
- внутренний диаметр:	0,20 м
- коэффициент гидравлического сопротивления:	0,0900
<b>Наименование местного сопротивления</b>	<b>Количество</b>
Переходник с меньшего на больший диаметр	
Задвижка, открытая на 0,5 диаметра сечения	
Задвижка, открытая на 0,25 диаметра сечения	
Задвижка, открытая на 0,75 диаметра сечения	
Вставка-ловушка без лотка	
Обратный клапан	4
Вставка с сеткой	10
Вставка-ловушка с лотком	2
Угольник 90°	48
Угольник 45°	2
Переходник с большего на меньший диаметр	1
Задвижка открытая полностью	65
Тройник (при направлении потока прямо)	
Тройник (при повороте потока)	34

Рисунок 10. Окно «Исходные данные по характеристикам трассы трубопровода»

Figure 10. Window «Initial data on the characteristics of the pipeline route»

Средняя температура воздуха: - в текущем месяце:	17 °С
- в следующем месяце:	13 °С
Температура перекачки:	13 °С
Перекачиваемый продукт:	ТС-1 (20°С)
Плотность продукта (паспортная):	780,0 кг/м <sup>3</sup>
Плотность продукта при температуре перекачки:	785,6 кг/м <sup>3</sup>
Кинематическая вязкость (паспортная):	1,340 сСт
при температуре 20 °С	1,110 сСт
при температуре 17 °С	1,300 сСт
Кинематическая вязкость при температуре перекачки:	1,501 сСт
Упругость насыщенных паров:	0,0000 кПа
Объемная часовая подача по трубопроводу:	115,7 м <sup>3</sup> /ч

**Рисунок 11.** Окно «Исходные данные по характеристикам перекачиваемого продукта»

**Figure 11.** Window «Initial data on pumped product characteristics»

Подпор	
Средство перекачки:	ПСГ-160
Мощность приводящего двигателя:	62,5 кВт
Запас по мощности (от 10 до 20 %):	15 %
Аппроксимация характеристик	
Подача:	20 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 60 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 80 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 120 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 160 м <sup>3</sup> /ч
Напор:	66,7 м    ◊ 64,2 м    ◊ 62,2 м    ◊ 58,0 м    ◊ 52,3 м
КПД:	23 %    ◊ 58 %    ◊ 68 %    ◊ 71 %    ◊ 65 %
Количество параллельно соединенных:	1 ед
Фактическая частота вращения вала двигателя:	1710 об/мин
Фактическая частота вращения вала насоса:	2610 об/мин
Фактический развиваемый напор:	96,0 м
Фактическое развиваемое давление:	0,74 МПа
КПД:	61,9 %
Потребляемая мощность:	40,5 кВт
Максимальная разрешенная к отбору мощность:	57,1 кВт

**Рисунок 12.** Окно «Расчёт режимов работы средств создания подпора»

**Figure 12.** Window «Calculation of operating modes of means of creating a backup»

Насосные станции	
Средство перекачки:	ПНУ-100/200К
Мощность приводящего двигателя:	125,0 кВт
Запас по мощности (от 10 до 20 %):	10 %
Аппроксимация характеристик	
Подача:	54 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 100 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 140 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 200 м <sup>3</sup> /ч    ◊ 220 м <sup>3</sup> /ч
Напор:	832,4 м    ◊ 825,6 м    ◊ 812,1 м    ◊ 760,0 м    ◊ 766,0 м
КПД:	38 %    ◊ 52 %    ◊ 69 %    ◊ 73 %    ◊ 85 %
Количество последовательно соединенных:	2 ед
Расчетное значение подпора:	102,3 м
Принятое значение подпора:	102,3 м
Фактический развиваемый напор:	402,4 м
Напор на выходе:	504,7 м
Давление на выходе:	3,90 МПа
<input checked="" type="radio"/> Насос №1 <input checked="" type="radio"/> Насос №2 <input type="radio"/> Насос №3 <input type="radio"/> Насос №4	
Фактическая частота вращения вала двигателя:	1500 об/мин
Фактическая частота вращения вала насоса:	3821 об/мин
Фактически развиваемый напор:	201,2 м
Фактически развиваемое давление:	1,55 МПа
Давление на выходе:	2,34 МПа
КПД:	65,8 %
Потребляемая мощность:	79,0 кВт
Максимальная разрешенная к отбору мощность:	115,5 кВт

**Рисунок 13.** Окно «Расчёт режимов работы средств создания напора»

**Figure 13.** Window «Calculation of operating modes of pressure creation tools»

Объемная часовая подача:	149,9 м
Скорость перекачки:	2,5 м/с
Число Рейнольдса:	246362
Кoeff. гидравлического сопротивления:	0,0166
Потери на трение на 1 км:	36,24 м
Потери на местные сопротивления:	55,7 м
Потери в напорно-всасывающих рукавах:	9,1 м
Общие потери напора:	2975,9
Потери давления на 1 км:	0,28 МПа
Общие потери давления:	22,9 МПа
Расчетное количество насосных станций:	8,74
Принятое количество насосных станций:	9
Скорректированный развиваемый напор НС:	318,4 м
Скорректированное развиваемое давление:	2,46 МПа
Скорректированное давление на выходе НС:	3,22 МПа
Давление в конце трубопровода:	0,76 МПа

Рисунок 14. Окно «Вычисленные данные»

Figure 14. Window «Calculated data»

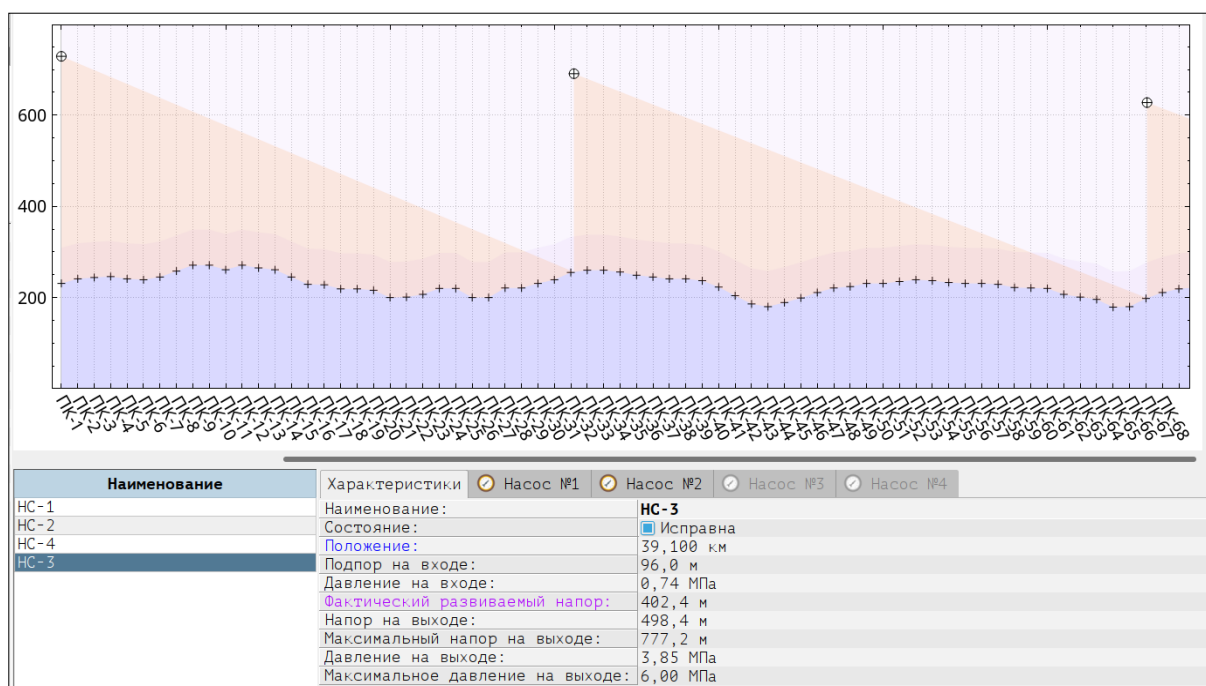


Рисунок 15. Окно «Расстановка средств перекачки на профиле трассы трубопровода»

Figure 15. Window «Arrangement of pumping means on the pipeline route profile»

*Разработанное СПО позволяет:*

- обеспечить возможность корректной привязки результатов расчётов к планово-высотному положению трассы трубопровода;
- при необходимости корректировать местоположение и режимы работы отдельных средств перекачки на трассе трубопровода;
- вносить изменения и добавления в справочники по трубопроводам, продуктам и средствам перекачки;
- проводить уточнённый расчёт гидравлических потерь напора на местные сопротивления;
- возможность проверки наличия самотёчных участков;
- возможность расчёта аварийных режимов работы трубопровода.

Отдельно следует отметить, что отличительной особенностью данного СПО явля-

ется возможность работы с электронными топографическими картами (ЭТК) геоинформационных систем с возможностью нанесения планового положения трассы трубопровода и необходимых условных обозначений. ЭТК содержит сетку высот и позволяет, кроме определения координат положения, также автоматически снимать высотные отметки пикетов трассы трубопровода. Использование спутниковой навигационной аппаратуры позволяет при необходимости уточнять и корректировать данные по фактическому планово-высотному положению трассы трубопровода.

Разработанный программный модуль гидравлического расчёта АСУ МТО «Палас» апробирован при практическом развёртывании и эксплуатации ПМТ (рисунок 16) [12].



**Рисунок 16.** Использование специального программного обеспечения гидравлического расчёта изделия АСУ МТО «Палас»

**Figure 16.** Use of special software for hydraulic calculation of the product automated control system MTO «Palas»

## Выводы

По результатам выполненных исследований разработано программное обеспечение АСУ МТО «Палас» для гидравлического расчёта полевых магистральных трубопроводов, позволяющее выбирать трассу трубопровода с использованием электронных топографических карт геоинформационных систем, а также спутниковой навигационной ап-

паратуры. Использование разработанного программного обеспечения позволяет:

- увеличить производительность перекачки воды по полевым магистральным трубопроводам на 11-13 %;
- сократить количество насосных станций и снизить затраты на их эксплуатацию в 1,33 раза;
- снизить время проведения гидравлического расчета с 8 ч до 30 мин.

## Список источников

1. Жидков Б.С. Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности: руководство по эксплуатации. М.: Воениздат, 1982. 362 с.
2. Руководство по эксплуатации полевых магистральных трубопроводов. М.: Воениздат, 1963. 160 с.
3. Тактика трубопроводных войск. М.: Воениздат, 1979. 280 с.
4. Маркин В.А., Дроздов Д.А., Мельников Д.И., Волгин С.Н. Использование средств навигационного обеспечения глобальных спутниковых систем при планировании трассы полевых магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2021. № 1 (77). С. 34-40. EDN: CMGOYY.
5. Луин В.С., Дроздов Д.А., Дячек Н.Н., Калач О.В., Сергеев Ю.Н. Использование навигационной аппаратуры потребителя глобальной навигационной системы ГЛОНАСС при применении сборно-разборных трубопроводов // Труды 25 ГОСНИИ МО РФ. 2016. № 57. С. 518-529. EDN: ZCIRLN.
6. Данильченко И.Г., Виноградов В.А., Карташов А.Г., Сиренко А.М., Ширшов Г.М. Служба горючего в Афганской войне. М.: Ветераны-пенсионеры Службы горючего ВС РФ, 2009. 703 с. ISBN: 5-903076-05-X.
7. Шейн К.Г., Середа В.В., Данильченко И.Г. Трубопроводным войскам 50 лет. Исторический очерк. М.: Воентехлит, 2002. 640 с.
8. Авторское свидетельство 1138646 СССР, МПК G 01 C 7/04. Способ определения расстояния между насосными станциями магистрального трубопровода / В.М. Попов, О.М. Науменко, Г.В. Ворогушин, С.А. Корчмидт, Н.В. Чубранова. 3627536, Заявлено 27. 07.1983; Опубл. 07. 02.1985.
9. Бартко Р.В., Безручкин В.В., Белоусов В.Н. и др. 70 лет Государственному научно-исследовательскому институту химмотологии Министерства обороны Российской Федерации: исторический очерк. М.: Перо, 2016. 647 с. ISBN

## References

1. Zhidkov B.S. *Polevye magistral'nye truboprovody povyshennoi proizvoditel'nosti: rukovodstvo po ekspluatatsii* [High-Pressure Field Trunk Pipelines Performance: Manual]. Moscow, Voenizdat Publ., 1982. 362 p. [in Russian].
2. *Rukovodstvo po ekspluatatsii polevykh magistral'nykh truboprovodov* [Operating Manual for Field Main Pipelines]. Moscow, Voenizdat Publ., 1963. 160 p. [in Russian].
3. *Taktika truboprovodnykh voisk* [Tactics of Pipeline Troops]. Moscow, Voenizdat Publ., 1979. 280 p. [in Russian].
4. Markin V.A., Drozdov D.A., Melnikov D.I., Volgin S.N. Ispol'zovanie sredstv navigatsionnogo obespecheniya global'nykh sputnikovyykh sistem pri planirovanii trassy polevykh magistral'nykh truboprovodov [Use of Navigation Aids for Global Satellite Systems when Planning the Route of Field Trunk Pipelines]. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika – Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2021, No. 1 (77), pp. 34-40. EDN: CMGOYY. [in Russian].
5. Lunin V.S., Drozdov D.A., Dyachek N.N., Kalach O.V., Sergeev Yu.N. Ispol'zovanie navigatsionnoi apparatury potrebitelya global'noi navigatsionnoi sistemy GLONASS pri primenenii sbornorazbornykh truboprovodov [Use of Navigation Equipment of the Consumer of the Global Navigation System GLONASS when Using Prefabricated Pipelines]. *Trudy 25 GOSNII MO RF – Proceedings of the 25th State Research Institute of the Ministry of Defense of the Russian Federation*, 2016, No. 57, pp. 518-529. EDN: ZCIRLN. [in Russian].
6. Danilchenko I.G., Vinogradov V.A., Kartashov A.G., Sirenko A.M., Shirshov G.M. *Sluzhba goryuchego v Afganskoj voine* [Fuel Service in the Afghan War]. Moscow, Veterans-Pensioners of the Fuel Service of the Armed Forces of the Russian Federation Publ., 2009. 703 p. ISBN: 5-903076-05-X. [in Russian].
7. Shein K.G., Sereda V.V., Danilchenko I.G. *Truboprovodnym voiskam 50 let. Istoricheskii ocherk* [The Pipeline Troops are 50 Years Old. Historical

978-5-906835-30-7.

10. Пат. 2206065 РФ, МПК G 01 C 7/04. Способ определения расстояния между насосными станциями магистрального трубопровода / А.И. Голеницкий, С.Т. Зыков, В.В. Середа, Д.И. Мельников. 2001135096/28, Заявлено 26.12.2001; Оpubл. 10.06.2003. Бюл. 16.

11. Пат. 2664871 РФ, МПК G 01 C 7/04, G 01 S 19/00. Автоматизированный способ определения мест установки насосных станций на трассе сборно-разборного нефтепродуктопровода / В.В. Середа, В.С. Луин, В.М. Михальченков, Д.И. Мельников, Д.А. Дроздов. 2017141774, Заявлено 30.11.2017; Оpubл. 23.08.2018. Бюл. 24.

12. Маркин В.А., Артёмов В.В., Кюннап Р.И. С прицелом на перспективу. Как проходит апробация экспериментальных образцов технических средств службы горючего и вспомогательного оборудования для оснащения отдельного трубопроводного батальона // Материально-техническое обеспечение Вооруженных Сил Российской Федерации. 2022. № 1. С. 48-56.

Sketch]. Moscow, Voentekhlit Publ., 2002. 640 p. [in Russian].

8. Popov V.M., Naumenko O.M., Vorogushin G.V., Korchmidt S.A., Chubranova N.V. *Sposob opredeleniya rasstoyaniya mezhdu nasosnymi stantsiyami magistral'nogo truboprovoda* [Method for Determining the Distance Between Pumping Stations of a Main Pipeline]. Copyright Certificate USSR, No. 1138646, 1985. [in Russian].

9. Bartko R.V., Bezruchkin V.V., Belousov V.N. and others. *70 let Gosudarstvennomu nauchno-issledovatel'skomu institutu khimimologii Ministerstva oborony Rossiiskoi Federatsii: istoricheskii ocherk* [70 Years of the State Research Institute of Chemmology of the Ministry of Defense of the Russian Federation: Historical Sketch]. Moscow, Pero Publ., 2016. 647 p. ISBN 978-5-906835-30-7. [in Russian].

10. Golenitsky A.I., Zykov S.T., Sereda V.V., Melnikov D.I. *Sposob opredeleniya rasstoyaniya mezhdu nasosnymi stantsiyami magistral'nogo truboprovoda* [Method for Determining the Distance Between Pumping Stations of a Main Pipeline]. Patent RF, No. 2206065, 2003. [in Russian].

11. Sereda V.V., Lunin V.S., Mikhailchenkov V.M., Melnikov D.I., Drozdov D.A. *Avtomatizirovannyi sposob opredeleniya mest ustanovki nasosnykh stantsii na trasse sborno-razbornogo nefteproduktoproveda* [Automated Method for Determining the Installation Locations of Pumping Stations on the Route of a Prefabricated Oil Product Pipeline]. Patent RF, No. 2664871, 2018. [in Russian].

12. Markin V.A., Artyomov V.V., Kunnap R.I. S pritselom na perspektivu. Kak prokhorit aprobatsiya eksperimental'nykh obraztsov tekhnicheskikh sredstv sluzhby goryuchego i vspomogatel'nogo oborudovaniya dlya osnashcheniya otdel'nogo truboprovodnogo batal'ona [With an Eye to the Future. How is the Testing of Experimental Samples of Technical Means of the Fuel Service and Auxiliary Equipment for Equipping a Separate Pipeline Battalion Going on]. *Material'no-tekhnicheskoe obespechenie Vooruzhennykh Sil Rossiiskoi Federatsii – Material and Technical Support of the Armed Forces of the Russian Federation*, 2022, No. 1, pp. 48-56. [in Russian].

#### Информация об авторах

• Мельников Дмитрий Иванович, кандидат технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
nio21-25gosnii@yandex.ru

#### Information about the authors

• Melnikov Dmitry I., Candidate of Engineering Sciences  
Industrial University of Tyumen  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Дроздов Дмитрий Александрович, кандидат технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Drozdov Dmitriy A., Candidate of Engineering Sciences  
Industrial University of Tyumen  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Мясин Петр Юрьевич  
АО «НПП «Рубин»  
Начальник НТЦ-1  
Россия, 440015, Пенза, ул. Байдукова, 2  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Myasin Petr Yu.  
SPE «Rubin» JSC  
Head of STC-1  
2, Baydukov str., Penza, 440015, Russia  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Мухин Игорь Борисович  
АО «НПП «Рубин»  
Начальник сектора НТЦ-1  
Россия, 440015, Пенза, ул. Байдукова, 2  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Mukhin Igor B.  
SPE «Rubin» JSC  
Head of Sector STC-1  
2, Baydukov str., Penza, 440015, Russia  
nio21-25gosnii@yandex.ru

• Подорожников Сергей Юрьевич, кандидат технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
sergey\_urevih@mail.ru

• Podorozhnikov Sergey Y., Candidate of Engineering Sciences  
Industrial University of Tyumen  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
sergey\_urevih@mail.ru

• Земенкова Мария Юрьевна, доктор технических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
muzemenkova@mail.ru

• Zemenkova Maria Yu., Doctor of Engineering Sciences  
Industrial University of Tyumen  
Transport Institute  
Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
muzemenkova@mail.ru

• Чижевская Елена Леонидовна, кандидат экономических наук  
Тюменский индустриальный университет  
Институт транспорта  
Доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Мельникайте, 72  
chizel76@yandex.ru

• Chizhevskaya Elena L., Candidate of Economic Sciences  
Industrial University of Tyumen  
Transport Institute  
Assistant Professor of Transport of Hydrocarbon Resources Department  
72, Melnikayte str., Tyumen, 625048, Russia  
chizel76@yandex.ru

*Статья поступила в редакцию 01.02.2024; одобрена после рецензирования 20.02.2024; принята к публикации 01.03.2024.*

*The article was submitted 01.02.2024; approved after reviewing 20.02.2024; accepted for publication 01.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 169-177. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 169-177. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-169-177

EDN: QNQGPD

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РЕКУПЕРАЦИОННЫХ УГЛЕЙ

Алексей Анатольевич Коршак<sup>1</sup>, Марат Тагирович Гайсин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

<sup>2</sup>ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

<sup>1</sup>KorshakAA@niitnn.transneft.ru

<sup>2</sup>GaisinMT@niitnn.transneft.ru

Автор, ответственный за переписку: Алексей Анатольевич Коршак,  
KorshakAA@niitnn.transneft.ru

**Аннотация.** Адсорбционные установки рекуперации паров (УРП) нефти и нефтепродуктов являются одними из наиболее распространенных в мире. Этому способствуют их сравнительно высокая пропускная способность, низкое энергопотребление, достаточно высокая достигаемая степень очистки газозооной смеси (ГВС) от углеводородов. Основным расходным материалом при этом является адсорбент - вещество, способное сначала избирательно присоединять к своей поверхности углеводородные газы, содержащиеся в ГВС, а при изменении термодинамических условий - отсоединять их. Чаще всего в качестве адсорбента используют рекуперационный (активированный) уголь. В процессе эксплуатации адсорбирующая способность рекуперационного угля постепенно снижается. Этому способствуют механическое разрушение гранул

угля, а также содержащиеся в ГВС пары воды и тяжелые углеводороды, которые не удается в полной мере выделить во время операции десорбции. Поэтому периодически рекуперационный уголь требует замены.

До недавних пор его закупали за рубежом. Обычно рекуперационный уголь поступал в комплекте с самими установками рекуперации, поставлявшимися из-за границы. Однако на сегодняшний день адсорбционные УРП начали производить и в России. Кроме того, бесконечные санкции Запада вынуждают искать источники поставки данного адсорбента внутри страны.

В статье описаны результаты сравнительных промышленных испытаний российского рекуперационного угля «Сорбер-30» и импортного угля марки «CGF4 plus», эксплуатируемого в адсорбционной УРП в ООО «Транснефть - Порт Козьмино» с 2014 г.

**Ключевые слова:** нефть и нефтепродукты, адсорбционные установки рекуперации паров, рекуперационный уголь, сравнительные испытания, газоздушная смесь, степень очистки от углеводородов

---

---

**Для цитирования:** Коршак А. А., Гайсин М. Т. Результаты испытаний отечественных рекуперационных углей // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 169-177. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-169-177>. EDN: QNQGPFZ.

Original article

## TEST RESULTS OF DOMESTIC RECUPERATIVE COALS

Alexey A. Korshak<sup>1</sup>, Marat T. Gaisin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Scientific and Technical Center, Research Institute of Transneft LLC, Ufa, Russia

<sup>2</sup>Research Institute of Transneft LLC, Moscow, Russia

<sup>1</sup>KorshakAA@niitnn.transneft.ru

<sup>2</sup>GaisinMT@niitnn.transneft.ru

Corresponding author: **Alexey A. Korshak**, KorshakAA@niitnn.transneft.ru

**Abstract.** Adsorption steam recovery plants (VRS) of oil and petroleum products are among the most common in the world. This is facilitated by their relatively high throughput, low energy consumption, and a sufficiently high achievable degree of purification of the gas-air mixture (GAM) from hydrocarbons. The main consumable material in this case is an adsorbent - a substance capable of first selectively attaching hydrocarbon gases contained in hot water to its surface, and when thermodynamic conditions change, it detaches them. Most often, recuperative (activated) coal is used as an adsorbent. During operation, the adsorption capacity of recuperative coal gradually decreases. This is facilitated by the mechanical destruction

heavy hydrocarbons contained in the hot water, which cannot be fully isolated during the desorption operation. Therefore, periodically recuperative coal requires replacement.

Until recently, it was purchased abroad. Usually, recuperative coal was supplied complete with the recuperation units themselves, supplied from abroad. However, to date, adsorption VRS have begun to be produced in Russia. In addition, the endless sanctions of the West are forcing us to look for sources of supply of this adsorbent inside the country.

The article presents the results of comparative laboratory tests of a number of recuperative coals for use in the adsorption of hydrocarbons from hot water. According to the

of coal granules, as well as water vapor and

of them was the Sorber-30 brand coal. In addition, the enterprise at which it is produced has the necessary production facilities, human resources, capabilities for conducting input quality control of raw materials and the quality of finished products, and also supplies recuperative coal to consumers in sufficiently large volumes, i.e. is a reliable supplier.

value of the integral efficiency indicator, the best

The article also describes the results of comparative industrial tests of the recovery coal «Sorber-30» and imported coal of the brand «CGF4 plus», operated in the adsorption VRS in LLC «Transneft - Port Kozmino» since 2014.

---

**Keywords:** oil and petroleum products, vapor recovery adsorption plants, recovery coal, comparative tests, gas-air mixture, degree of purification from hydrocarbons

---

---

**For citation:** Korshak A. A., Gaisin M. T. Rezultaty ispytaniy otechestvennykh rekuperatsionnykh ugley [Test Results of Domestic Recuperative Coals]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 169-177. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-169-177>. EDN: QNQGPF.

#### *Актуальность*

Эффективным методом сокращения потерь жидких углеводородов, уменьшения загрязнения окружающей среды и вредного воздействия на здоровье человека является применение установок рекуперации паров (УРП). С их помощью осуществляются улавливание и возврат в виде жидкой фазы паров нефти и нефтепродуктов, образующихся при заполнении резервуаров и транспортных средств. При этом используются методы абсорбции, адсорбции, конденсации и их комбинации [1]. Соответственно, УРП называют абсорбционными, адсорбционными, конденсационными и комбинированными.

При больших объемах и расходах газовой смеси предпочтительнее использование адсорбционных УРП, отличающихся сравнительно высокой пропускной способностью и сравнительно низким энергопотребле-

нием. Поэтому именно адсорбционные УРП преимущественно применяются во всем мире на железнодорожных и морских нефтеналивных терминалах. Кроме того, на автоталивных пунктах и в резервуарных парках они успешно конкурируют с абсорбционными, конденсационными и комбинированными УРП.

#### *Введение*

Наиболее известными мировыми производителями адсорбционных установок рекуперации паров являются фирмы «Carbo Vac» (Франция), «John Zink» (США), «Jordan Technologies, Inc» (США), «Cool Sorption AS» (Дания), «Kappa Gi» (Италия), «VOCZero» (Нидерланды). В качестве их дилеров выступают «АРП Комплект-Технологии налива», «Промприбор», «Энергокомплект» (Россия), «Сервис-Мера» (Беларусь), «Beekay Engineering Corporation» (Индия), «Hightron

Corporation» (США), «Jiangnan Environment Technology» (США), «Soliflo» (Кения) и др. Развернутый анализ используемых технологических схем адсорбционных УРП представлен в работе [2].

В простейшем виде адсорбционная УРП представляет собой совокупность нескольких групп адсорберов, включенных параллельно, которые предназначены для отделения углеводородов от исходной газовой смеси (ГВС), с вакуум-насосами, осуществляющими десорбцию уловленных углеводородов, и элементом, в котором их переводят в жидкую фазу. В качестве такого элемента могут быть использованы либо абсорбер, либо холодильная установка.

Определяющую роль в степени очистки ГВС от углеводородов, достигаемой с помощью адсорбционных УРП, играет адсорбент. Чаще всего им является рекуперационный (активированный) уголь (РУ). До настоящего времени его закупали за рубежом. Однако в связи с необходимостью периодической замены РУ на фоне политики импортозамещения появилась необходимость поиска его эффективного отечественного аналога. Данная задача решалась применительно к адсорбционной УРП, действующей в ООО «Транснефть - Порт Козьмино» [3].

#### *Метод решения задачи*

В соответствии с ГОСТ Р 57658 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Уголь активированный для рекуперации летучих паров нефти и нефтепродуктов. Технические условия» и ОТТ-13.040.99-КТН-165-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов».

Активированные угли для рекуперации летучих паров нефти. Общие технические требования» основными параметрами рекуперационных углей, влияющими на процесс адсорбции углеводородов из ГВС, являются [4]:

- диаметр гранул;
- равновесная активность по толуолу;

- прочность гранул на истирание;
- насыпная плотность;
- содержание влаги;
- массовая доля золы;
- активность по четыреххлористому углероду;
- йодное число;
- рабочая емкость по бутану;
- удельная поверхность по БЭТ;
- кажущаяся плотность;
- изотерма насыщения бензолом;
- эффективность десорбции углеводородов из полностью насыщенного угля.

В результате информационного поиска и лабораторных исследований, проведенных ООО «НИИ Транснефть» при выборе сорбента для применения его при адсорбции углеводородов из ГВС, было установлено, что по величине интегрального показателя эффективности [5] активированный уголь марки «Сорбер-30» ТУ 20.59.54-875-05795731-2018 оказался наилучшим.

В качестве дополнительного критерия выбора марки рекуперационного угля для адсорбционной УРП, действующей в ООО «Транснефть - Порт Козьмино», были использованы результаты обследования производственных мощностей и финансовой устойчивости компании, предложившей образцы активированных углей. При этом было установлено, следующее.

АО «Сорбент» в отличие от прочих российских конкурентов обладает необходимыми производственными мощностями на территории РФ, кадровым потенциалом, возможностями для проведения входного контроля качества сырья и качества готовой продукции, необходимыми для производства рекуперационных углей для улавливания паров нефти/нефтепродуктов по методикам ГОСТ и ASTM. Кроме того:

1) деятельность по производству средств защиты органов дыхания, к которым относится рекуперационный уголь, осуществляет только АО «Сорбент»;

2) уставный капитал АО «Сорбент» гарантирует вероятный возврат средств, которые будут перечислены в счет оплаты поставок рекуперационного угля;

3) объемы поставок рекуперационного угля потребителям, ежегодно осуществляемые АО «Сорбент», значительно превышают потребность ООО «Транснефть-порт Козьмино».

По этим основаниям предпочтение, как поставщику рекуперационного угля для адсорбционной УРП, действующей в ООО «Транснефть - Порт Козьмино», было отдано АО «Сорбент».

В 2019-2020 гг. были проведены сравнительные промышленные испытания рекуперационного угля «Сорбер-30» и импортного угля марки «CGF4 plus», эксплуатируемого в адсорбционной УРП в ООО «Транснефть - Порт Козьмино» с 2014 г.

Для этого в части адсорберов уголь «CGF4 plus» был заменен на уголь «Сорбер-30». Режим эксплуатации адсорберов был абсолютно одинаков.

В результате сравнительных испытаний установлено, что в период с декабря 2019 г. по март 2020 г. уголь марки «CGF4 plus» улавливал углеводороды  $C_1-C_5$  на 37-100 %,  $C_6-C_{10}$  - на 21,3-99,7 %. В период с апреля по июль 2020 г. уголь марки «CGF4 plus» обеспечивал улавливание углеводородов  $C_1-C_5$  на 21,2 - 93,1 %,  $C_6-C_{10}$  - на 56,5 - 96,3 %.

Более наглядно эффективность применения РУ указанных марок характеризует степень очистки ГВС от углеводородов (рисунки 1, 2).

В декабре 2019 г. и в январе-марте 2020 г. при использовании угля «CGF4 plus» величина степени очистки ГВС от паров нефти составила от 29,2 % до 95,3 %, а при применении угля «Сорбер-30» - от 96,1 % до 100 %. В среднем в осенне-зимнем периоде степень очистки ГВС от паров нефти с помощью угля марки «Сорбер-30» составила 99,4 %, тогда как при применении угля марки «CGF4 plus» она была равна 83,4 %.

В период с апреля по июль 2020 г. уголь марки «CGF4 plus» улавливал пары нефти

(фракция  $C_1-C_{10}$ ) на 32,5-93,5 %, а уголь марки «Сорбер-30» - от 88,5 % до 99,1 %. Средняя достигнутая степень очистки ГВС от углеводородов в весенне-летний период с помощью угля марки «Сорбер-30» в среднем составила 90,5 %, а при применении угля марки «CGF4 plus» - 73 %.

В среднем за год степень очистки ГВС от паров нефти углем марки «Сорбер-30» составила 95 %. Для сравнения: при применении угля марки «CGF4 plus» она была равна 78,2 %.

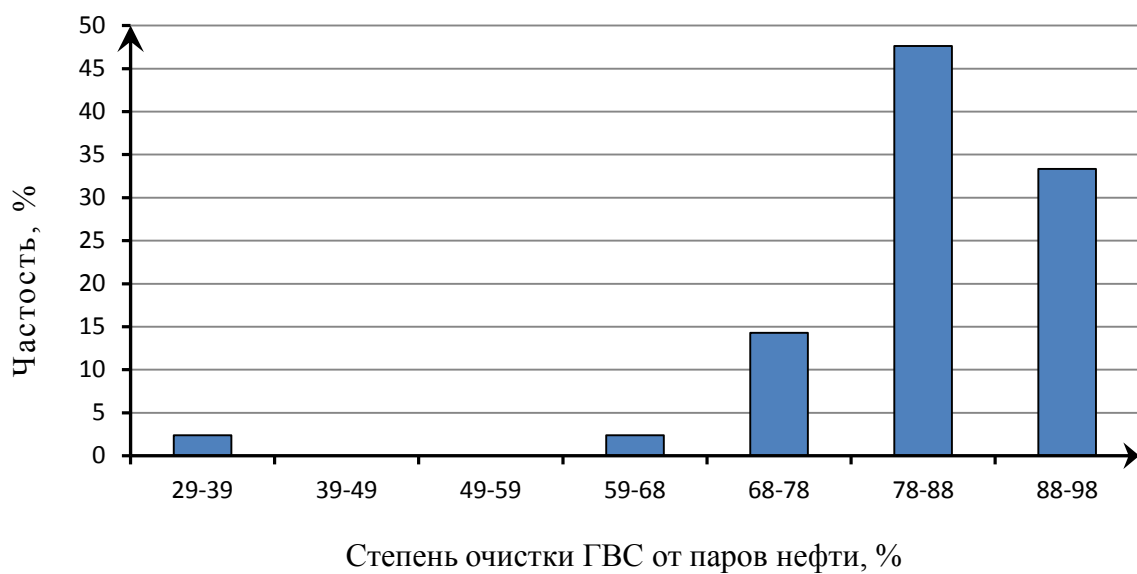
Таким образом, за весь период испытаний рекуперационный уголь марки «Сорбер-30» обеспечил высокую степень улавливания углеводородов как фракций  $C_1-C_5$  и  $C_6-C_{10}$ , так и суммы углеводородов в целом. Сравнение с рекуперационным углем марки «CGF4 plus» приведено исключительно в качестве справочной информации, поскольку он эксплуатируется с 2014 г. и поэтому частично утратил свои адсорбирующие качества.

#### Выводы

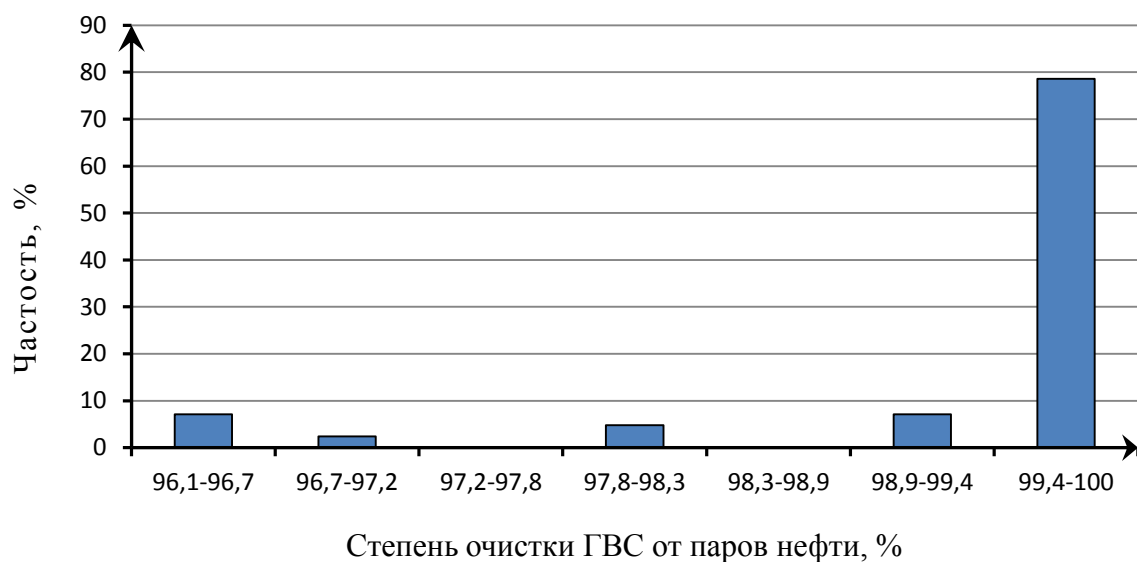
1. В результате проведенных исследований установлен эффективный отечественный аналог импортных рекуперационных углей, обеспечивший в промышленных условиях среднегодовую степень очистки ГВС от паров нефти равную 95 %.

2. Ежегодные исследования, проводимые по заказу ООО «Транснефть - порт Козьмино» в период 2019-2023 гг., показали то, что прочностные и адсорбционные характеристики эксплуатируемого активированного угля «Сорбер-30» находятся практически без изменения по сравнению с первоначальным состоянием сорбента.

3. Обследование предприятия-поставщика (АО «Сорбент») отечественного аналога импортных рекуперационных углей показало, что оно финансово состоятельно и обладает достаточными мощностями для полного удовлетворения потребностей российских компаний в угле для адсорбционных УРП, что позволит избежать рисков, связанных с санкциями иностранных государств и приобретением контрафакта.



a)

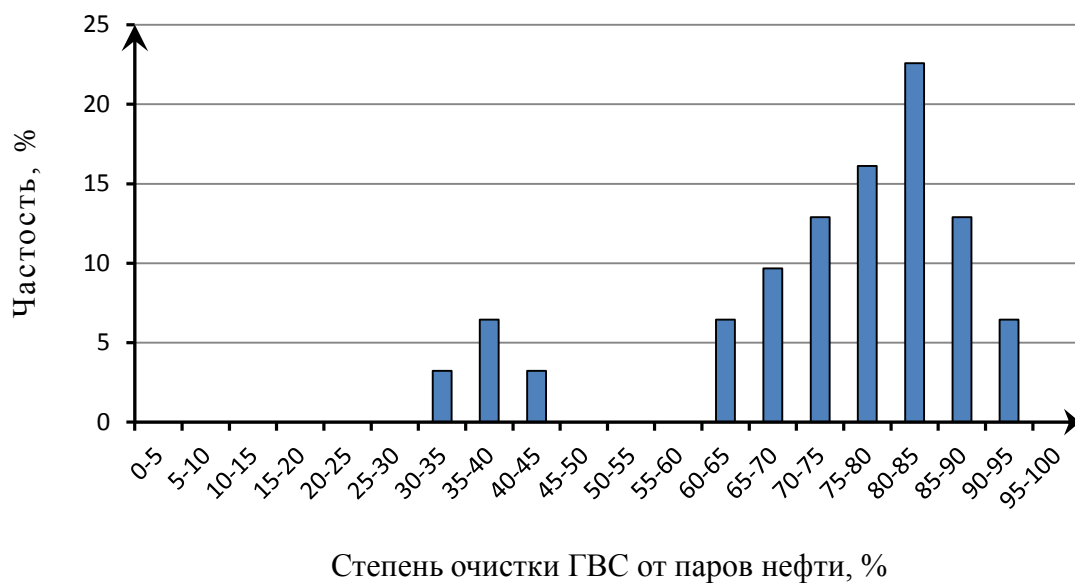


b)

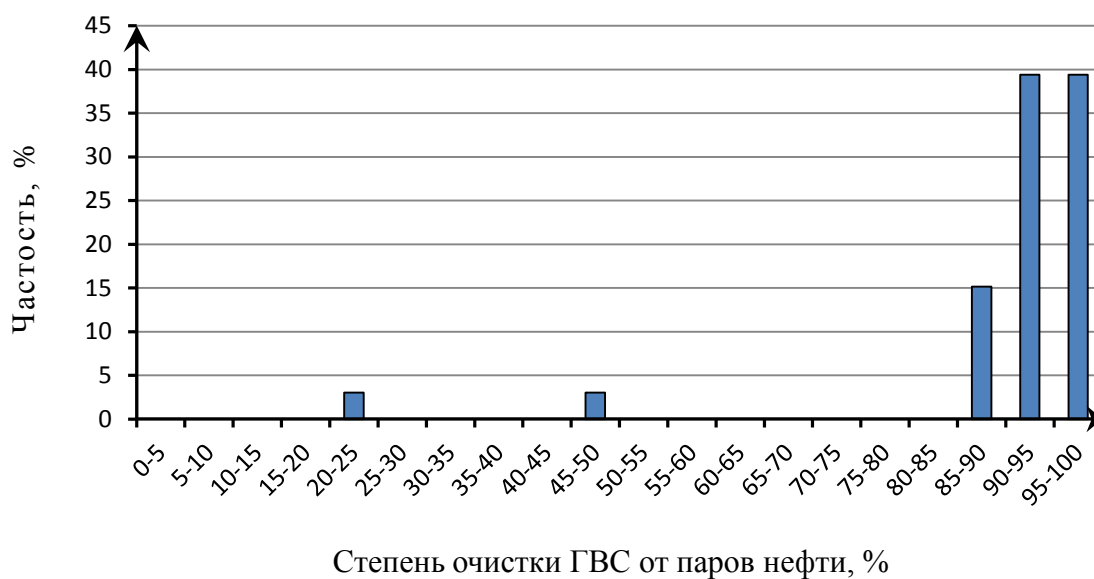
a) уголь марки «CGF4 plus»;  
b) уголь марки «Сорбер-30»

**Рисунок 1.** Гистограммы распределения степени очистки ГВС от паров нефти при испытаниях рекуперационных углей в осенне-зимнем периоде 2019-2020 гг.

**Figure 1.** Histograms of the distribution of the degree of purification of hot water from oil vapors during testing of recovery coals in the autumn-winter period of 2019-2020.



a)



b)

a) уголь марки «CGF4 plus»;  
b) уголь марки «Сорбер-30»

**Рисунок 2.** Гистограммы распределения степени очистки ГВС от паров нефти при испытаниях рекуперационных углей в весенне-летнем периоде 2020 г.

**Figure 2.** Histograms of the distribution of the degree of purification of hot water from oil vapors during testing of recovery coals in the spring-summer period of 2020

#### Список источников

1. Сунагатуллин Р.З., Коршак А.А., Зябкин Г.В. Современное состояние рекуперации паров при операциях с нефтью и нефтепродуктами // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 111-119. DOI: <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2017-7-5-111-119>. EDN: ZTLYUZ.
2. Коршак А.А., Гайсин М.Т. Анализ технологических схем адсорбционных установок рекуперации паров нефти и нефтепродуктов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. № 2. С. 86-102. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-2-86-102.
3. Коршак А.А., Выходцева Н.А., Гайсин М.Т. и др. Влияние эксплуатационных факторов на работу адсорбционных установок рекуперации паров нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 5. С. 550-557. DOI: <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2019-9-5-550-557>. EDN: EWWIYD.
4. Серпионова Е.Н. Промышленная адсорбция газов и паров. М.: Высшая школа, 1969. 416 с.
5. Коршак А.А. Интегральный критерий выбора угля для рекуперации паров нефти и нефтепродуктов // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений приарктических территорий России: матер. Всеросс. науч.-практ. конф. Архангельск: Изд-во САФУ, 2020. С. 68-75. EDN: CJGEGV.

#### Информация об авторах

• Коршак Алексей Анатольевич, доктор технических наук, профессор  
Научно-технический центр  
ООО «НИИ Транснефть»  
Ведущий научный сотрудник сектора расчетов технологических норм  
Россия, 450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3  
KorshakAA@niitnn.transneft.ru

#### References

1. Sunagatullin R.Z., Korshak A.A., Zyabkin G.V. Sovremennoe sostoyanie rekuperatsii parov pri operatsiyakh s neftyu i nefteproduktami [Current State of Vapor Recovery when Handling Oil and Oil Products]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov – Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products*, 2017, Vol. 7, No. 5, pp. 111-119. DOI: <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2017-7-5-111-119>. EDN: ZTLYUZ. [in Russian].
2. Korshak A.A., Gaisin M.T. Analiz tekhnologicheskikh skhem adsorbtsionnykh ustanovok rekuperatsii parov nefiti i nefteproduktov [Analysis of Technological Schemes of Adsorption Plants for Oil and Petroleum Vapor Recovery]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov – Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2022, No. 2, pp. 86-102. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-2-86-102. [in Russian].
3. Korshak A.A., Vykhodtseva N.A., Gaisin M.T., et al. Vliyanie ekspluatatsionnykh faktorov na rabotu adsorbtsionnykh ustanovok rekuperatsii parov nefiti [Influence of Operating Factors on the Performance of Oil Vapor Recovery Adsorption Plants]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov – Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products*, 2019, Vol. 9, No. 5, pp. 550-557. DOI: <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2019-9-5-550-557>. EDN: EWWIYD. [in Russian].
4. Serpionova E.N. *Promyshlennaya adsorbtsiya gazov i parov* [Industrial Adsorption of Gases and Vapors]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1969. 416 p. [in Russian].
5. Korshak A.A. Integral'nyi kriterii vybora uglya dlya rekuperatsii parov nefiti i nefteproduktov [Integral Criterion for Selection of Coal for Recovery of Oil and Petroleum Product Vapors]. *Materialy Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdenii priarkticheskikh territorii Rossii»* [Materials of the All-Russian Scientific-Practical Conference «Problems of Development of Oil and Gas Fields in Near-Arctic Territories of Russia»]. Arkhangelsk, SAFU Publ., 2020, pp. 68-75. EDN: CJGEGV. [in Russian].

#### Information about the authors

• Korshak Alexey A., Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Scientific and Technical Center, Research Institute of Transneft LLC  
Leading Researcher of the Sector for Calculating Technological Standards  
144/3, Oktyabrya ave., Ufa, 450055, Russia  
KorshakAA@niitnn.transneft.ru

• Гайсин Марат Тагирович  
ООО «НИИ Транснефть»  
Заведующий лабораторией экологии  
и рационального природопользования  
Россия, 117186, Москва, Севастопольский  
проспект, 47А  
GaisinMT@niitnn.transneft.ru

• Gaisin Marat T.  
Research Institute of Transneft LLC  
Head of the Laboratory of Ecology  
and Rational Nature Management  
47A, Sevastopolsky ave., Moscow, 117186, Russia  
GaisinMT@niitnn.transneft.ru

*Статья поступила в редакцию 19.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 01.04.2024.*

*The article was submitted 19.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 01.04..2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 178-188.  
ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 178-188.  
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 504.052

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-178-188

EDN: QBGZCU

## ВЛИЯНИЕ ОБЪЕМОВ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ПОВЫШЕНИЕ СРЕДНЕГОДОВОЙ ПРИЗЕМНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Александр Владимирович Поднебесных<sup>1</sup>, Наталия Владимировна Поднебесных<sup>2</sup>,  
Айрат Римович Хафизов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «СахалинНИПИ нефти и газа», Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт мониторинга климатических и экологических систем Сибирского отделения  
Российской академии наук, Томск, Россия

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>1</sup>podnebesnykhav@mail.ru

<sup>2</sup>podnebesnykhnv@inbox.ru

<sup>3</sup>hafizov57@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: Александр Владимирович Поднебесных,  
podnebesnykhav@mail.ru

**Аннотация.** В апреле 2016 г. Россия подписала Парижское соглашение по климату, согласно которому к 2030 году обязалась существенно снизить объемы выбросов парниковых газов и ежегодно достигать не более 70 % от уровня 1990 года. Однако этому может помешать ряд факторов, в частности существенное увеличение объемов нефтедобычи на вводимых в промышленную разработку новых нефтегазовых месторождениях. Большая часть этих объектов сосре-

доточена в труднодоступных районах с плохо развитой инфраструктурой, что существенно затрудняет процесс утилизации попутного нефтяного газа и ставит под сомнение выполнение взятых на себя обязательств. В настоящий момент углеродное регулирование в России находится на начальной стадии: в 2018 г. уровень выбросов парниковых газов из России составил только 52 % от уровня 1990 г. Это вносит существенный вклад в изменение температурного

фона нефтедобывающих регионов, основным из которых является Западная Сибирь. Поэтому изучение такого массивного техногенного влияния на окружающую среду, каким является массовое сжигание по-

путного нефтяного газа в промышленных масштабах, уверенно коррелируется с заявленными Россией стратегическими целями по существенному снижению объемов выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу.

---

---

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, среднегодовая температура, глобальное потепление, CO<sub>2</sub>, Западная Сибирь

---

---

**Для цитирования:** Поднебесных А. В., Поднебесных Н. В., Хафизов А. Р. Влияние объемов сжигания попутного нефтяного газа на повышение среднегодовой приземной температуры воздуха в Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 178-188. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-178-188>. EDN: QBGZCU.

Original article

## INFLUENCE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS COMBUSTION VOLUMES ON AVERAGE ANNUAL SURFACE AIR TEMPERATURE INCREASE IN WESTERN SIBERIA

Alexander V. Podnebesnykh<sup>1</sup>, Natalia V. Podnebesnykh<sup>2</sup>, Airat R. Khafizov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>SakhalinNIPi Oil and Gas LLC, Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Institute for Monitoring of Climatic and Ecological Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

<sup>3</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>1</sup>podnebesnykhav@mail.ru

<sup>2</sup>podnebesnykhnv@inbox.ru

<sup>3</sup>hafizov57@mail.ru

Corresponding author: Alexander V. Podnebesnykh, podnebesnykhav@mail.ru

**Abstract.** On April 2016, Russia signed the Paris Climate Agreement, under which by 2030 it pledged to significantly reduce greenhouse gas emissions to no more than 70 % of

1990 levels annually. However, this may be hindered by a number of factors, in particular the significant increase in oil production at new oil and gas fields being brought into commercial

development. Most of these facilities are concentrated in inaccessible areas with poor infrastructure, which significantly complicates the process of associated petroleum gas utilization and calls into question the fulfillment of commitments made. At the moment, carbon regulation in Russia is at the initial stage: in 2018, the level of greenhouse gas emissions from Russia amounted to only 52 % of the 1990 level. This has a significant contribution to the change

in the temperature background of oil-producing regions, the main one being Western Siberia. Therefore, the study of such a massive anthropogenic impact on the environment, such as the mass flaring of associated petroleum gas on an industrial scale, is confidently correlated with Russia's stated strategic goals to significantly reduce the amount of CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere.

---

---

**Keywords:** associated petroleum gas, average annual temperature, global warming, CO<sub>2</sub>, Western Siberia

---

---

**For citation:** Podnebesnykh A. V., Podnebesnykh N. V., Khafizov A. R. Vliyaniye obyemov szhiganiya poputnogo neftyanogo gaza na povysheniye srednegodovoy prizemnoy temperatury vozdukha v Zapadnoy Sibiri [Influence of Associated Petroleum Gas Combustion Volumes on Average Annual Surface Air Temperature Increase in Western Siberia]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp.178-188. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-178-188>. EDN: QBGZCU.

### *Введение*

В настоящее время на территории Западной Сибири наблюдается устойчивый тренд к повышению температуры, который, в первую очередь, связан с процессами глобального потепления [1-4]. Согласно обработанным данным метеорологических станций (Центр распределения данных NOAA, <ftp://ftp.cdc.noaa.gov>), полученным из ежегодных наблюдений на территории Западной Сибири, за последние 45 лет среднесуточные температуры увеличились более чем на один градус. Основной причиной такой изменчивости является повышенный выброс углеродных компонентов, поступающий в атмосферу в основном за счет развития нефтегазового сектора экономики и, в частности, сжигания попутного нефтяного газа, добываемого при разработке нефтяных залежей.

По приблизительным оценкам [5], на конец 2020 г. из всего объема добываемого на территории Западной Сибири попутного нефтяного газа в факельных установках сжигается около 10 млрд м<sup>3</sup>. При этом при сжигании 400 м<sup>3</sup> газа в среднем в атмосферу выделяется около 1 т CO<sub>2</sub>.

Простые арифметические расчеты показывают, что в течение года дополнительно в атмосферу попадает более 25 млн т CO<sub>2</sub>, что оказывает огромное негативное влияние на основные климатические характеристики Западной Сибири, что идет в разрез с принятой энергетической стратегией развития России. Поэтому изучение влияния объемов сжигания попутного нефтяного газа на изменение основных климатических характеристик является стратегической задачей не только нефтяных компаний, но и государственных надзорных органов РФ.

*Текущее состояние утилизации нефтяного газа на территории Западной Сибири*

На территорию Западной Сибири приходится около 55 % от добычи всей российской нефти [6], промышленная деятельность нефтегазового сектора является основной на подавляющей площади региона и вносит наибольший вклад в постоянное повышение температуры.

В связи с постоянным увеличением стоимости нефти за последние десять лет существенно увеличился темп бурения новых скважин, что напрямую коррелируется с увеличением объемов добываемого попутного нефтяного газа на территории России с 25 млрд м<sup>3</sup> в 1995 г. до 95 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г., из которых около 55 % приходится на территорию Западной Сибири [7, 8]. Некоторые исследователи утверждают [9-11], что пик добычи попутного нефтяного газа пришелся на 2014 год, однако по данным Росстата в 2021 г. на территории Западной Сибири было добыто около 57 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, что значительно превышает показатели предыдущих лет [12].

Динамика изменения объемов утилизации попутного нефтяного газа в России за последние двадцать лет принципиально не изменилась. По данным Росстата [13], сейчас этот показатель находится на уровне 87 %. В

ближайшей перспективе перед основными нефтегазовыми компаниями стоит задача довести уровень утилизации попутного нефтяного газа до 95 %, а в 2024 году до 97 %. Однако текущее состояние фонда добывающих скважин и уровень промысловой инфраструктуры, скорее всего, не позволят достичь этих показателей [14].

В качестве наглядного примера недостижения поставленных уровней утилизации попутного нефтяного газа можно привести некоторые административные округа Западной Сибири, где этот показатель находится на низком уровне. В таблице 1 показано, как на территории Томской области за последние несколько лет меняется уровень утилизации попутного нефтяного газа, который колеблется в диапазоне от 60 % до 85 %.

Причинами таких значительных колебаний являются, в том числе, труднодоступность промыслов, их крайняя необустроенность и отсутствие магистральных газопроводов, строительство которых экономически нерентабельно. При этом стоит еще раз отметить, что добыча углеводородного сырья является основной причиной загрязнения [15] окружающей среды на территории Томской области (рисунок 1). И такое положение дел является типичным для всего Западно-Сибирского региона и слабо меняется в разных региональных субъектах.

**Таблица 1.** Уровни добычи и утилизации попутного нефтяного газа на территории Томской области

**Table 1.** Levels of production and utilization of associated petroleum gas in the Tomsk Region

Год	Добыча попутного газа, млрд м <sup>3</sup>	Объем использованного попутного газа, млрд м <sup>3</sup>	Объем сожженного попутного газа, млрд м <sup>3</sup>	Доля использования попутного газа, %
2010	2,37	1,21	1,16	51,1
2011	2,88	1,59	1,29	55,2
2012	3,09	2,16	0,93	69,9
2013	2,94	2,22	0,72	75,5
2014	3,12	2,49	0,63	79,8
2015	3,61	3,05	0,56	84,5
2016	3,75	2,97	0,78	79,2

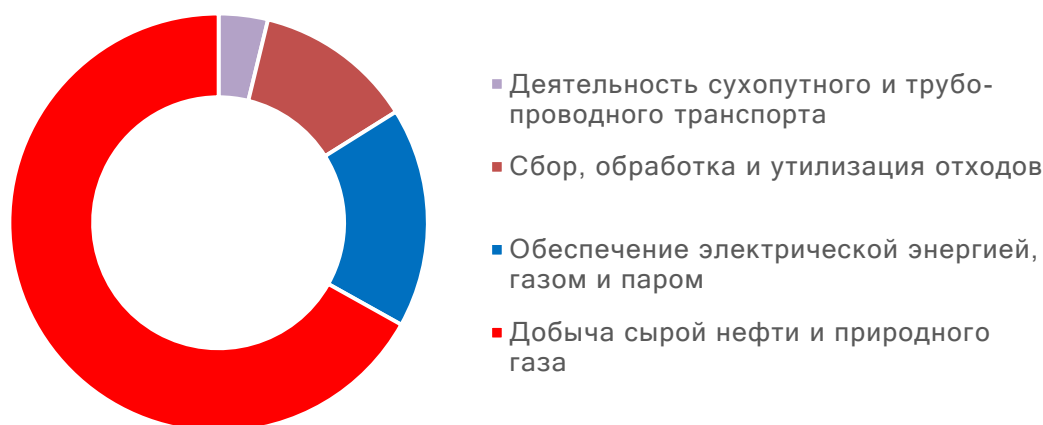


Рисунок 1. Доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производств на территории Томской области

Figure 1. Share of pollutant emissions by industrial sectors in the Tomsk Region

Как уже отмечалось выше, ежегодно в результате факельного горения на территории Западной Сибири в атмосферу выбрасывается порядка 25 млн т загрязняющих веществ, таких как сажа, оксид углерода и диоксид азота. Это составляет около 20 % от всех выбросов на территории Западной Сибири и наносит невосполнимый урон окружающей среде, ведет к снижению экономической эффективности проектов добычи нефти и газа, а также оказывает огромное влияние на процессы глобального потепления. Для нефтегазовых компаний установлены штрафы за выбросы загрязняющих веществ, однако сжигание попутного газа продолжают, т.к. экономически выгоднее заплатить штраф, чем вкладывать средства в развитие инфраструктуры.

*Изменение климатических характеристик на территории Сибири в конце XX - начале XXI веков и причины, вызывающие данные процессы*

Все приведенные выше данные по уровню сжигания попутного нефтяного газа оказывают прямое влияние на изменение основных климатических характеристик, осо-

бенно на приземную температуру воздуха, являющуюся основным индикатором антропогенного потепления. С целью получения данных о многолетней динамике среднегодовой приземной температуры воздуха на территории Западной Сибири за период 1976-2021 гг., использовались ежесуточные данные наблюдений метеорологических станций в исследуемом регионе по данным NOAA-GSOD. Расчеты проводились для климатически значимого временного интервала с 1976 по 2021 гг. По суточным значениям вычислялись среднемесячные значения климатических характеристик. Поскольку данные, в силу различных причин, содержат пропуски, то расчет среднемесячных величин проводился для тех месяцев, для которых число пропусков в данных за месяц не превышало 5 суток. По этим данным для каждой станции вычисляли их среднегодовые значения и тренды [16].

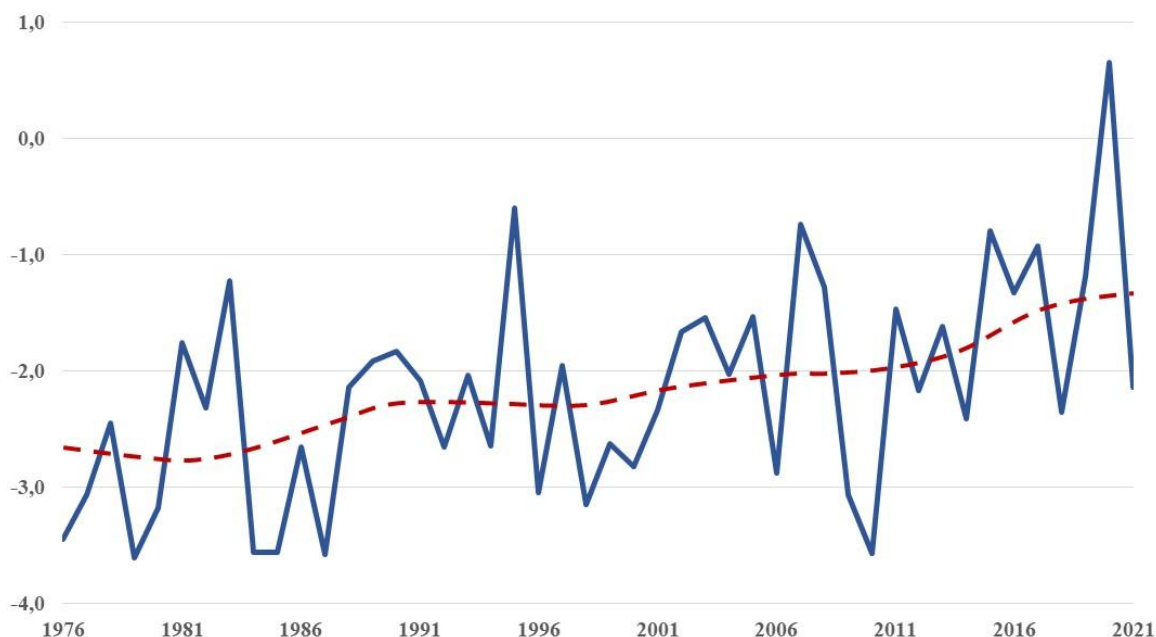
Для устранения влияния пространственной неоднородности месторасположения метеостанций проводилась пространственная интерполяция рассчитанных среднегодовых значений величин и их трендов на сетку 1 x 1 по алгоритму Крайгинга [17, 18]. При построении оценок, описывающих пространственное

распределение величины по территории, проводилась их коррекция на площадь, поскольку при движении к северу уменьшается площадь ячейки сетки. Коррекция состояла в умножении рассчитываемой величины на коэффициент, равный отношению соответствующих площадей. По скорректированным значениям рассчитанных величин проводились расчеты выборочной плотности вероятности  $p_x(x)$  с последующим расчетом выборочной функции распределения  $F_x(x)$ . В качестве характеристики средней величины выборки использовалась оценка по медиане функции распределения  $F_x(x)$ . Определение оценок параметров линейной регрессии и их стандартных ошибок  $\sigma_r$  по уровню 0,95 проводилось по общепринятой методике [18]. Для уменьшения высокочастотных колебаний (двухлетних и пятилетних) к исходным данным применялся низкочастотный фильтр с

частотой обрезания, соответствующей периоду 10 лет.

Проведенные исследования показали, что значения средней многолетней температуры за 1976-2021 гг. на территории Западной Сибири составили  $-2,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рисунок 2). Из рисунка 2 видно, то многолетний ход приземной температуры воздуха имеет изменчивый характер.

На территории Западной Сибири отмечается несколько периодов как роста и понижения температуры и несколько периодов ее стабилизации, с положительным трендом  $0,35^{\circ}\text{C}/10$  лет. За весь период исследований рост температуры отмечался несколько раз: в 1981-1990, 1999-2004 и в 2011-2021 гг. Незначительное понижение температуры наблюдалось в 1976-1980 и в 1993-1994 гг. В некоторые периоды температура не изменялась: в 1991-1992, в 1995-1998 и в 2005-2010 гг.



**Рисунок 2.** Многолетняя динамика среднегодовой приземной температуры воздуха на территории Западной Сибири за период 1976-2021 гг., где красной линией отмечены smoothed данные с 10-летним окном значения

**Figure 2.** Long-term dynamics of average annual surface air temperature in Western Siberia for the period 1976-2021, where the red line marks smoothed data with a 10-year window of values

Общий рост температуры отражает процессы глобального потепления, связанные, в том числе, и с увеличением концентрации антропогенных газов от утилизации попутного газа. Периоды похолодания связывают преимущественно с таянием арктических льдов. Высокие объемы сжигаемого попутного газа оказывают прямое влияние на ускорение таяния льда, что приводит к росту приземной температуры воздуха над Баренцевым и Карским морями и вызывает уменьшение западного переноса, переносящего тепло и влагу из Атлантики на Евразийский континент. Данный эффект особенно ярко проявляется в зимний период, когда сохранившиеся от летнего таяния участки открытой воды обеспечивают эффективную передачу тепла и влаги от тёплого океана в холодную тропосферу [19-23].

*Возможные сценарии объемов утилизации попутного газа на месторождениях Западной Сибири и их влияние на объемы выбросов CO<sub>2</sub>*

Очевидно, что при продолжении добычи углеводородного сырья сжигание попутного нефтяного газа на территории Западной Сибири будет продолжаться. Поэтому авторами было рассмотрено несколько вероятных

сценариев изменения объема сжигаемого попутного нефтяного газа до 2035 г., основанных на данных Министерства энергетики Российской Федерации (рисунок 3), и дана их оценка во вклад увеличения динамики среднегодовой приземной температуры воздуха на территории Западной Сибири:

- Сценарий № 1: процент сжигаемого попутного газа не меняется и остается на уровне 87 %.

- Сценарий № 2: процент сжигаемого попутного газа пропорционально увеличивается до уровня 95 %.

- Сценарий № 3: процент сжигаемого попутного газа пропорционально уменьшается до уровня 80 %.

При реализации первого сценария среднегодовой объем сжигания попутного нефтяного газа на территории Западной Сибири составит около 6 млрд м<sup>3</sup>, во втором и третьем случаях - 2 и 10 млрд м<sup>3</sup> соответственно. Это окажет существенное влияние на темпы увеличения среднегодовой приземной температуры воздуха: в первом случае приведенный на рисунке 2 тренд сохранится, и показатель увеличится в среднем на 0,5 °С к 2035 году; во втором и третьем случаях произойдет увеличение в среднем на 0,1 °С и 0,9 °С соответственно.

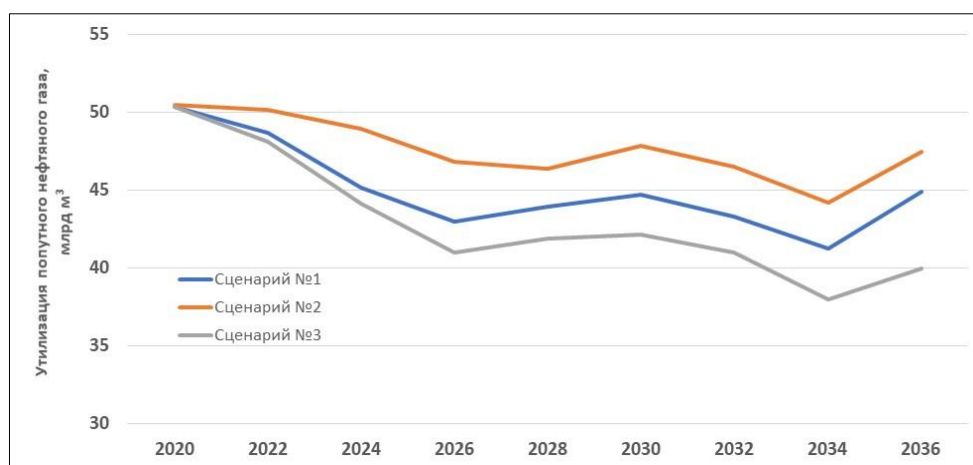


Рисунок 3. Сценарии изменения объема сжигаемого попутного нефтяного газа в 2020-2035 гг. на территории Западной Сибири

Figure 3. Scenarios for changes in the volume of flared associated petroleum gas in 2020-2035 on the territory of Western Siberia

В случае реализации сценария № 3 существенно повышаются риски для здоровья человека, включая продовольственную безопасность и доступ к качественному водоснабжению. Наибольшее влияние повышенной температуры будет оказываться на арктические экосистемы, где наблюдается беспрецедентный объем таяния ледового покрова.

Если объем сжигания попутного нефтяного газа будет минимальным, как в сценарии № 1, то в результате это приведет к кратному снижению выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу и уменьшению доли этого вида деятельности в общей структуре загрязнений. Динамика изменения среднегодовой приземной температуры воздуха будет минимальной, что позволит существенно снизить глобальные климатические риски.

#### Выводы

За последние несколько лет объем добычи углеводородного сырья на территории

Западной Сибири остается стабильно высоким, при этом уровень утилизации попутного газа становится выше.

При сохранении этих тенденций в среднесрочной перспективе наиболее вероятно реализации сценария № 1.

Проведенные исследования показали, что основное антропогенное влияние на повышение приземной температуры в Западной Сибири оказывает процесс сжигания попутного газа с попутным выбросом больших объемов CO<sub>2</sub>, которые, согласно проведенным расчетам, сделанным на ближайшие 15 лет, могут как существенно снизиться, так и остаться на прежнем уровне.

Существенное уменьшение объема выбросов CO<sub>2</sub> вместе с параллельным развитием «зеленой» энергетики и, в частности, ее атомной составляющей, позволит в значительной степени повлиять на динамику изменения основных климатических характеристик и существенно снизить ежегодный прирост приземной температуры.

#### Список источников

1. Nisbet E.G., Manning M.R., et al. Very Strong Atmospheric Methane Growth in the 4 Years 2014–2017: Implications for the Paris Agreement // *Global Biogeochemical Cycles*, 2019. Vol. 33. No. 3. P. 318–342. DOI:10.1029/2018GB006009.
2. Попова В.В., Шмакин А.Б. Региональная структура колебаний температуры приземного воздуха в Северной Евразии во второй половине XX – начале XXI веков // *Известия Российской академии наук. Физика атмосферы и океана*. 2010. Т. 46. № 2. С. 161–175. EDN: LOIVSH.
3. Pachauri R.K., Allen M.R., Barros V.R. et al. *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Switzerland, IPCC Inc., 2014. 151 p. URL: <https://research-repository.uwa.edu.au/en/publications/climate-change-2014-synthesis-report-contribution-of-working-grou> (дата обращения: 08.02.2024).
4. Stocker T.F., Qin D., Plattner G.-K. et al. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. USA, Cambridge University Press, IPCC Inc., 2013. 1535 p. URL: <https://www.climatechange2013.org/images/report/W>

#### References

1. Nisbet E.G., Manning M.R. et al. Very Strong Atmospheric Methane Growth in the 4 Years 2014–2017: Implications for the Paris Agreement. *Global Biogeochemical Cycles*, 2019, Vol. 33, No. 3, pp. 318–342. DOI:10.1029/2018GB006009.
2. Popova V.V., Shmakina A.B. Regional'naya struktura kolebanii temperatury prizemnogo vozdukh v Severnoi Evrazii vo vtoroi polovine XX – nachale XXI vekov [Regional Structure of Surface-Air Temperature Fluctuations in Northern Eurasia in the Latter Half of the 20th and Early 21st Centuries]. *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Fizika atmosfery i okeana – News of the Russian Academy of Sciences. Atmospheric and Oceanic Physics*, 2010, Vol. 46, No. 2, pp. 161–175. EDN: LOIVSH. [in Russian].
3. Pachauri R.K., Allen M.R., Barros V.R., et al. *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Switzerland, IPCC Inc., 2014. 151 p. URL: <https://research-repository.uwa.edu.au/en/publications/climate-change-2014-synthesis-report-contribution-of-working-grou> (accessed 08.02.2024).
4. Stocker T.F., Qin D., Plattner G.-K., et al. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Cli-*

G1AR5\_Frontmatter\_FINAL.pdf (дата обращения: 08.02.2024).

5. Шевелева Н.А. Эколого-экономические подходы к оценке процессов сжигания и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) // Научный журнал Российского газового общества. 2020. № 2 (25). С. 48-55. EDN: FYSXTK.

6. Соколов А.В., Шубина А.В. Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 1. С. 45-50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>.

7. Выгон Г.В., Козлова Д.В. Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка // VYGON Consulting. 2018. 16 с.

8. Cheremisin A., Usov E., Kolchanov B. e.a. Mathematical Justification for Optimizing Operating Conditions of Gas and Gas Condensate Producing Wells // *Energies* 2022. Vol. 15. No. 10. 3676 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15103676>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3676> (дата обращения: 10.07.2022).

9. Книжников А.Ю., Тетельмин В.В., Бунина Ю.П. Аналитический доклад по проблеме рационального использования попутного нефтяного газа. М.: WWF, 2015. 62 с.

10. Кирюшин П.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В., Пузанова Т.А., Уваров С.А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. М.: WWF, 2013. 88 с.

11. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. М.: WWF, 2017. 32 с.

12. Добыча природного и нефтяного (попутного) газа за 2017-2021 гг. // Офиц. сайт Федеральной службы государственной статистики, 2021. URL: <https://rosstat.gov.ru> > pok107\_Calendar\_1\_2022.xls (дата обращения: 02.08.2023).

13. Охрана окружающей среды в России: статистический сборник. М.: Росстат, 2006. ISBN 978-5-89476-299-9.

14. Камалетдинов Р.С. Механизированная добыча нефти: новые вызовы - новые решения // *Neftegas.RU*. 2023. № 4. С. 32-38.

15. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области» // Офиц. сайт департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, 2018. URL: <https://depnature.tomsk.gov.ru/news/front/view/id/42444> (дата обращения: 03.08.2023).

16. Ипполитов И.И., Кабанов М.В., Логинов С.В., Харюткина Е.В. Структура и динамика метеорологических полей на азиатской территории России в период интенсивного глобального потепления 1975-2005 гг. // Журнал Сибирского федерального университета. Биология. 2008. Т. 1. № 4. С. 323-344.

17. Cressie N. The Origins of Kriging // *Mathematical Geology*. 1990. Vol. 22. No. 3. P. 239-252. DOI: 10.1007/bf00889887.

*mate Change*. USA, Cambridge University Press, IPCC Inc., 2013. 1535 p. URL: [https://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5\\_Frontmatter\\_FINAL.pdf](https://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_Frontmatter_FINAL.pdf) (accessed 08.02.2024).

5. Sheveleva N.A. Ekologo-ekonomicheskie podkhody k otsenke protsessov szhiganiya i utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza (PNG) [Environmental and Economic Approaches to the Associated Petroleum Gas (APG) Flaring and Utilization Assessment]. *Nauchnyi zhurnal Rossiiskogo gazovogo obshchestva – Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 2020, No. 2 (25), pp. 48-55. EDN: FYSXTK. [in Russian].

6. Sokolov A.V., Shubina A.V. Analiz obespechennosti zapasami nefti tekushchei dobychi dlya razlichnykh stratigraficheskikh kompleksov Zapadnoi Sibiri [Analysis of Current Oil Reserves for Various Stratigraphic Complexes in Western Siberia]. *Georesursy – Georesources*, 2023, Vol. 25, No. 1, pp. 45-50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>. [in Russian].

7. Vygon G.V., Kozlova D.V. Dobycha nefti v Zapadnoi Sibiri: perezagruzka [Oil Production in Western Siberia: Reboot]. *VYGON Consulting – VYGON Consulting*, 2018, 16 p. [in Russian].

8. Cheremisin A., Usov E., Kolchanov B. e.a. Mathematical Justification for Optimizing Operating Conditions of Gas and Gas Condensate Producing Wells. *Energies*, 2022, Vol. 15, No. 10, 3676 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15103676>. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3676> (accessed 10.07.2022).

9. Knizhnikov A.Yu., Tetel'min V.V., Bunina Yu.P. *Analiticheskii doklad po probleme ratsional'nogo ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza* [Analytical Report on the Problem of Rational Use of Associated Petroleum Gas]. Moscow, WWF Publ., 2015. 62 p. [in Russian].

10. Kiryushin P.A., Knizhnikov A.Yu., Kochi K.V., Puzanova T.A., Uvarov S.A. *Poputnyi neftyanoi gaz v Rossii: «Szhigat' nel'zya, pererabatyvat'!» Analiticheskii doklad ob ekonomicheskikh i ekologicheskikh izderzhkakh szhiganiya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii* [Associated Petroleum Gas in Russia: «You Can't Burn, Process!» Analytical Report on Economic and Environmental Costs of Associated Petroleum Gas Flaring in Russia]. Moscow, WWF Publ., 2013. 88 p. [in Russian].

11. Knizhnikov A.Yu., Il'in A.M. *Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii* [Challenges and Prospects of Associated Petroleum Gas Use in Russia]. Moscow, WWF Publ., 2017. 32 p. [in Russian].

12. Добыча природного и нефтяного (попутного) газа за 2017-2021 гг. [Natural and Petroleum (Associated) Gas Production in 2017-2021]. *Ofits. sait Federal'noi sluzhby gosudarstvennoi statistiki*, 2021. Available at: <https://rosstat.gov.ru> > pok107\_Calendar\_1\_2022.xls (accessed 02.08.2023). [in Russian].

13. *Okhrana okruzhayushchei sredy v Rossii: statisticheskii sbornik* [Environmental Protection in

18. Мейндональд Дж. Вычислительные алгоритмы в прикладной статистике. М.: Финансы и статистика, 1988. 350 с. ISBN 5-279-00057-4.
19. Outten S.D., Esau I. A Link between Arctic Sea Ice and Recent Cooling Trends over Eurasia // *Climatic Change*. 2012. Vol. 110. No. 3. P. 1069-1075. DOI: 10.1007/s10584-011-0334-z.
20. Overland J.E., Wang M. Large-Scale Atmospheric Circulation Changes Associated with the Recent Loss of Arctic Sea Ice // *Tellus*. 2010. Vol. 62. P. 1-9. DOI:10.1111/j.1600-0870.2009.00421.x.
21. Petoukhov V., Semenov V.A. A Link between Reduced Barents-Kara Sea Ice and Cold Winter Extremes over Northern Continents // *Journal of Geophysical Research*. 2010. Vol. 115. No. 21. D21111 p. DOI: 10.1029/2009JD013568. EDN: OHOJNH.
22. Поднебесных Н.В. Долговременные сезонные изменения атмосферной циркуляции над Сибирью в конце XX - начале XXI в. // *Оптика атмосферы и океана*. 2021. Т. 34. № 2. С. 143-147. DOI: 10.15372/AOO20210209.
23. Liu Zh., Risi C., Codron F. e.a. Atmospheric Forcing Dominates Winter Barents-Kara Sea Ice Variability on Interannual to Decadal Time Scales // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2022. Vol. 119. No. 36. P. 1-7. DOI:10.1073/pnas.2120770119.
- Russia: Statistical Compendium]. Moscow, Rosstat Publ., 2006. ISBN 978-5-89476-299-9. [in Russian].
14. Kamaletdinov R.S. Mekhanizirovannaya dobycha nefti: novye vyzovy - novye resheniya [Mechanized Oil Production: New Challenges - New Solutions]. *Neftegas.RU – Neftegas.RU*, 2023, No. 4, pp. 32-38. [in Russian].
15. Gosudarstvennyi doklad «O sostoyanii i okhrane okruzhayushchei sredey Tomskoi oblasti» [State Report «On the State and Environmental Protection of the Tomsk Region»]. *Ofits. sait departamenta prirodnnykh resursov i okhrany okruzhayushchei sredey Tomskoi oblasti, 2018*. Available at: <https://depnature.tomsk.gov.ru/news/front/view/id/42444> (accessed 03.08.2023). [in Russian].
16. Ippolitov I.I., Kabanov M.V., Loginov S.V., Kharyutkina E.V. Struktura i dinamika meteorologicheskikh polei na aziatskoi territorii Rossii v period intensivnogo global'nogo potepeniya 1975-2005 gg. [The Structure and Dynamics of Meteorological Fields in the Asian Territory of Russia during the Period of Intense Global Warming 1975-2005]. *Zhurnal Sibirskogo federal'nogo universiteta. Biologiya – Journal of the Siberian Federal University. Biology*, 2008, Vol. 1, No. 4, pp. 323-344. [in Russian].
17. Cressie N. The Origins of Kriging. *Mathematical Geology*, 1990, Vol. 22, No. 3, pp. 239-252. DOI: 10.1007/bf00889887.
18. Meindonal'd Dzh. Vychislitel'nye algoritmy v prikladnoi statistike [Computational Algorithms in Applied Statistics]. Moscow, Finansy i statistika Publ., 1988. 350 p. ISBN 5-279-00057-4. [in Russian].
19. Outten S.D., Esau I. A Link between Arctic Sea Ice and Recent Cooling Trends over Eurasia. *Climatic Change*, 2012, Vol. 110, No. 3, pp. 1069-1075. DOI: 10.1007/s10584-011-0334-z.
20. Overland J.E., Wang M. Large-Scale Atmospheric Circulation Changes Associated with the Recent Loss of Arctic Sea Ice. *Tellus*, 2010, Vol. 62, pp. 1-9. DOI:10.1111/j.1600-0870.2009.00421.x.
21. Petoukhov V., Semenov V.A. A Link between Reduced Barents-Kara Sea Ice and Cold Winter Extremes over Northern Continents. *Journal of Geophysical Research*, 2010, Vol. 115, No. 21, D21111 p. DOI: 10.1029/2009JD013568. EDN: OHOJNH.
22. Podnebesnykh N.V. Dolgovremennye sezonnye izmeneniya atmosfernoi tsirkulyatsii nad Sibir'yu v kontse XX - nachale XXI v. [Long-term Seasonal Changes in Atmospheric Circulation Over Siberia in the Late XX - Early XXI Centuries]. *Optika atmosfery i okeana – Optics of the Atmosphere and Ocean*, 2021, Vol. 34, No. 2, pp. 143-147. DOI: 10.15372/AOO20210209. [in Russian].
23. Liu Zh., Risi C., Codron F. e.a. Atmospheric Forcing Dominates Winter Barents-Kara Sea Ice Variability on Interannual to Decadal Time Scales. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2022, Vol. 119, No. 36, pp. 1-7. DOI: 10.1073/pnas.2120770119.

**Информация об авторах**

• Поднебесных Александр Владимирович, доктор геолого-минералогических наук  
ООО «СахалинНИПИ нефти и газа»  
Начальник управления проектирования разработки и подсчета запасов  
Россия, 634041, Томск, пр. Комсомольский, 70/1  
podnebesnykhav@mail.ru

• Поднебесных Наталия Владимировна, кандидат географических наук  
Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН  
старший научный сотрудник  
Российская Федерация, 634055, г. Томск,  
пр. Академический, 10  
podnebesnykhnv@inbox.ru

• Хафизов Айрат Римович, доктор технических наук, доцент  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Профессор кафедры «Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
hafizov57@mail.ru

**Information about the authors**

• Podnebesnykh Alexander V., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences  
SakhalinNIPI Oil and Gas LLC  
Head of the Department of Design Development and Inventory Calculation  
70/1, Komsomolsky ave., Tomsk, 634041, Russia  
podnebesnykhav@mail.ru

• Podnebesnykh Natalia V., Candidate of Geographical Sciences  
Institute for Monitoring of Climatic and Ecological Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
Senior Researcher  
10, Academic ave., Tomsk, 634055, Russia  
podnebesnykhnv@inbox.ru

• Khafizov Airat R., Doctor of Engineering Sciences, Associated Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Professor of Development of Gas and Oil Gas Condensate Fields Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
hafizov57@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 07.03.2024; одобрена после рецензирования 13.03.2024; принята к публикации 15.03.2024.*

*The article was submitted 07.03.2024; approved after reviewing 13.03.2024; accepted for publication 15.03.2024.*

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 189-201. ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2024. Issue 2 (148). P. 189-201. ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 628.316.12

doi: 10.17122/ntj-oil-2024-2-189-201

EDN: TCEOJW

## ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРОЦЕССА ПЕРЕРАБОТКИ КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СМОЛЫ ОТ ФЕНОЛА

Ольга Викторовна Ладыгина<sup>1</sup>, Наталья Владимировна Жарова<sup>2</sup>,  
Сахиба Зияддин кзы Калаева<sup>3</sup>, Михаил Антонович Иваницкий<sup>4</sup>,  
Гульнара Мажитовна Кузнецова<sup>5</sup>

<sup>1, 2, 3</sup>Ярославский государственный технический университет, Ярославль, Россия

<sup>4</sup>ООО «Техуглерод и огнеупоры», Ярославль, Россия

<sup>5</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>1</sup>ladyginaov@ystu.ru

<sup>2</sup>nm8132214@gmail.com

<sup>3</sup>kalaevasz@ystu.ru

<sup>4</sup>tog@bk.ru

<sup>5</sup>kuznecova\_gulnar@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: Ольга Викторовна Ладыгина, ladyginaov@ystu.ru

**Аннотация.** Процесс переработки каменноугольной смолы обеспечивает химическую промышленность ценными продуктами - нафталином, крезолом, ксиленолами, фенолом, техническими маслами и смазками. Наиболее значимым продуктом переработки каменноугольной смолы является антрацен, который используется в производстве технического углерода. Однако осуществление переработки каменноугольной смолы сопряжено с опасностью для окружающей среды и здоровья населения.

Образующиеся в ходе процесса переработки сточные воды имеют сложный химический состав, представленный в том числе ароматическими соединениями. Загрязняющие вещества по своим количествам значительно превышают нормативные значения, допустимые к сбросу в централизованную систему водоотведения поселков и городских округов (ЦВС ПГО). Особую опасность представляет фенол, имеющий III класс опасности в соответствии с приказом об утверждении нормативов качества воды

водных объектов рыбохозяйственного значения. Токсичное действие фенола приводит к угнетению биоценозов, уменьшению численности живых организмов. Поступление фенола в организм человека негативно сказывается на состоянии здоровья и может привести к летальному исходу.

Для снижения антропогенной нагрузки на окружающую среду и поддержания качества водных природных ресурсов необходимо осуществлять комплекс природоохранных мероприятий, направленных на очистку сточных вод.

В статье представлены комплексные методы и сформулированы предложения по технологии очистки сточных вод предприятия.

Для определения состава сточных вод были проведены спектральный и количественный химический анализ.

Предложены регенеративные и комбинированные методы очистки сточных вод процесса переработки каменноугольной смолы.

Цели исследования - уменьшить концентрацию фенола в сточных водах до нормативных значений, допустимых к сбросу в ЦВС ПГО; сформулировать предложение по очистке сточных вод процесса переработки каменноугольной смолы от фенола. Задачи работы - изучить состав исходных сточных вод; рассмотреть методы очистки сточной воды от фенолов; провести очистку сточных вод и на основании результатов исследования предложить схему очистки сточных вод процесса переработки каменноугольной смолы.

Объект исследования - сточная вода после процесса переработки каменноугольной смолы.

---

---

**Ключевые слова:** очистка сточных вод, фенол, ионный обмен, анионит, отработанный катализатор, ультрафильтрация, окисление фенола, карбамид

---

---

**Для цитирования:** Ладыгина О. В., Жарова Н. В., Калаева С. З., Иваницкий М. А., Кузнецова Г. М. Очистка сточных вод процесса переработки каменноугольной смолы от фенола // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148), С. 189-201. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-189-201>. EDN: TCEOJW.

Original article

## WASTEWATER TREATMENT OF COAL TAR PROCESSING PROCESS FROM PHENOL

Olga V. Ladygina<sup>1</sup>, Natalia V. Zharova<sup>2</sup>, Sahiba Z. Kalaeva<sup>3</sup>, Mikhail A. Ivanitsky<sup>4</sup>,  
Gulnara M. Kuznetsova<sup>5</sup>

<sup>1, 2, 3</sup>Yaroslavl State Technical University, Yaroslavl, Russia

<sup>4</sup>Carbon black and Refractories LLC, Yaroslavl, Russia

<sup>5</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>1</sup>ladyginaov@ystu.ru

<sup>2</sup>nm8132214@gmail.com

<sup>3</sup>kalaevasz@ystu.ru

<sup>4</sup>tog@bk.ru

<sup>5</sup>kuznecova\_gulnar@mail.ru

Corresponding author: **Olga V. Ladygina**, ladyginaov@ystu.ru

**Abstract.** The coal tar processing process provides the chemical industry with valuable products: naphthalene, cresol, xylenols, phenol, technical oils and lubricants. The most significant product of coal tar processing is anthracene, which is a raw material for the production of carbon black. The prospects for the implementation of the coal tar processing process entail a danger to the environment and public health.

Wastewater formed during the processing process has a complex chemical composition, mainly represented by organic aromatic compounds. Wastewater pollutants significantly exceed discharge standards permissible for discharge into the Centralized Wastewater Disposal System of Settlements and Urban Districts. Phenol, which has the third hazard class according to the standards of maximum permissible concentrations of harmful substances in the waters of water bodies of fishery importance, is particularly dangerous. The toxic effect of phenol leads to the suppression of biocenoses, a decrease in the number of living organisms, negatively affects human health, and can lead to death.

Based on the above, in order to reduce the anthropogenic load on the environment and maintain the quality of water resources, it is necessary to carry out a set of environmental measures aimed at wastewater treatment.

The article presents methods of wastewater purification from phenol, describes complex purification methods and formulates proposals for the technology of wastewater treatment of the enterprise. Spectral and quantitative chemical analysis were performed to determine the composition of wastewater. Regenerative cleaning methods are proposed. Methods for wastewater treatment have been formulated and implemented. Methods for wastewater treatment of the coal tar processing process are proposed.

The aims of research are to reduce the concentration of phenol in wastewater to the standard values permissible for discharge into the Centralized Wastewater Disposal System of Settlements and Urban Districts, based on experimental data; formulate a proposal for the wastewater treatment of the coal tar processing process from phenol.

Objectives of the work are to study the composition of the source wastewater; to consider methods of wastewater treatment from phenols; to carry out wastewater treatment, based on the results of the study, to propose a wastewater treatment scheme.

The object of the study is the wastewater of the enterprise after the coal tar processing process.

---

---

**Keywords:** wastewater treatment, phenol, ion exchange, anionite, spent catalyst, ultrafiltration, phenol oxidation, carbamide

---

---

**For citation:** Ladygina O. V., Zharova N. V., Kalayeva S. Z., Ivanitskiy M. A., Kuznetsova G. M. Ochistka stochnykh vod protsessa pererabotki kamennougol'noy smoly ot fenola [Wastewater Treatment of Coal Tar Processing Process from Phenol]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, Issue 2 (148), pp. 189-201. [in Russian]. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-189-201>. EDN: TCEOJW.

Процесс переработки каменноугольной смолы обеспечивает химическую промышленность ценными продуктами - нафталином, крезолом, ксиленолами, фенолом, техническими маслами и смазками. Наиболее значимым продуктом переработки каменноугольной смолы является антрацен, который представляет сырье для производства технического углерода [1]. Высокая потребность отраслей химической промышленности в техническом углероде обусловлена его способностью повышать прочность некоторых видов материалов: резины и пластмассы. Технический углерод используется для производства красок, покрытий, бумаги, необходим для создания сырья, применяемого во многих отраслях промышленности.

Перспективы осуществления процесса переработки каменноугольной смолы одновременно влекут за собой опасность для окружающей среды [2] и здоровья населения. Образующиеся в ходе процесса переработки сточные воды имеют сложный химический состав. Концентрации загрязняющих веществ сточных вод значительно превышают допустимые значения на сброс в Централизованную систему водоотведения поселков и городских округов (ЦСВ ПГО). Фенол представляет собой органическое соединение, обладающее высокой токсичностью, относится к III классу опасности в соответствии с приказом об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения. ( $0,001 \text{ мг/дм}^3$ ) [3].

Токсичность фенола обусловлена способностью разрушать клеточные мембраны, ферменты и белки, что приводит к

повреждению тканей и дисфункции органов. Отравление фенолом сопровождается тахикардией, падением артериального давления, угнетением центральной нервной системы. Также фенолы могут приводить к ожогам слизистой оболочки глаз, дыхательных путей, вызывают головокружение, а в тяжёлых формах могут приводить к коме и летальному исходу [4].

Сброс фенольных сточных вод способствует угнетению биоценозов, оказывает негативное влияние на живые организмы, приводит к ухудшению качества природных вод. Процесс самоочищения водоема от фенолов протекает медленно и наиболее эффективен в летнее время. Фенол обладает эффектом конверсии, при хлорировании фенола в определенных условиях может образовываться диоксин [5] - токсичное вещество I класса опасности, имеющее канцерогенные свойства [6]. Для уменьшения антропогенного воздействия на окружающую среду и поддержания качества водных природных ресурсов необходимо производить комплекс природоохранных мероприятий.

Для определения состава сточных вод проведен их спектральный анализ (рисунок 1). Картина инфракрасного спектра ясно свидетельствует, что сточная вода включает загрязняющие вещества: фенолы (пики СН- групп ароматических соединений в области  $3056,9 \text{ см}^{-1}$ ), алканы ( $2922,7 \text{ см}^{-1}$ , пик отвечает валентным колебаниям СН-связи) и алкены ( $1455,9 \text{ см}^{-1}$ , деформационные колебания  $\text{CH}_3$ - и  $\text{CH}_2$ - групп), роданид-ионы ( $2056,9 \text{ см}^{-1}$ ) и цианиды (пик при  $1376,7 \text{ см}^{-1}$ ). Аккредитованной лабораторией выполнен количественный химический анализ состава сточной воды (таблица 1).

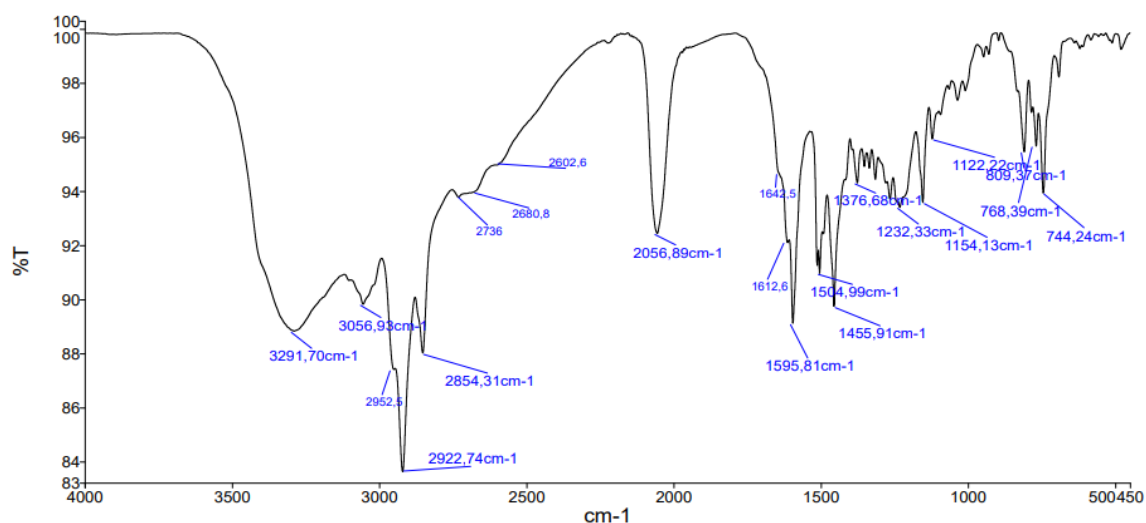


Рисунок 1. Инфракрасный спектр сточной воды

Figure 1. Infrared spectrum of waste water

Таблица 1. Результаты количественного химического анализа

Table 1. Results of quantitative chemical analysis

Загрязняющие вещества	Нормативные документы	Концентрация, мг/дм <sup>3</sup>	
		Проба от 11.10.23	Проба от 01.11.2023
ХПК	ФР.1.31.2002.00639	18400	24000
Фенолы летучие	ПНДФ14.1:2:3.1-95	4,2	2,2
Ионы аммония	ПНДФ14.1:2:4.182-02	324	782,7
Взвешенные вещества	ПНДФ14.1:2:4.254-09	23,0	157,7
рН	ПНДФ14.1:2:3:4.121-97	8,1	8,57

На основании анализа полученных данных выявлено, что сточная вода имеет высокое значение ХПК, которое превышает нормативное значение. Основными загрязняющими веществами являются органические соединения. Превышены значения допустимых концентраций по

фенолам, ионам аммония и взвешенным веществам.

Для очистки сточных вод использовались следующие методы:

1. Обработка сточной воды отработанным катализатором КУ-2ФПП;
2. Адсорбция активированным углем (БАУ);

3. Ионный обмен анионитом ЭДЭ-10П;
4. Ультрафильтрация при давлении (УФ).

Регенеративные методы очистки направлены на эффективное удаление загрязняющих веществ из сточных вод, минимизируют их воздействие на окружающую среду и способствуют выделению и повторному использованию.

Метод обработки отработанным катализатором на основе полипропилена обеспечивает взаимодействие загрязняющих веществ, находящихся в сточной воде, с активными каталитическими группами материала марки КУ-2ФПП [7]. Катализатор марки КУ-2ФПП используется на нефтеперерабатывающих предприятиях в процессе получения высокооктановой добавки к автомобильному бензину - метил-трет-бутиловый эфир.

Активные сульфогруппы катализатора реагируют с ароматическим кольцом фенола, присоединяясь к нему и замещая один или несколько атомов водорода.

Реакция сульфогрупп с фенолом сопровождается образованием сложного эфира сульфоната.

Данную реакцию часто используют при синтезе сульфосодержащих соединений, где сульфогруппа ( $-SO_3H$ ) реагирует с гидроксильной группой фенола с образованием сульфозэфирной связи. Эфирсульфонат используется в качестве поверхностно-активного вещества в различных промышленных процессах, в том числе в качестве компонента синтетических моющих средств. Отношение катализатора к сточной воде составляет 1 : 3, процесс взаимодействия отработанного катализатора и воды осуществлялся в течение 24 ч.

Ионный обмен проводят анионитом марки ЭДЭ-10П в ОН форме. При взаимодействии анионита ЭДЭ-10П с фенолом происходит обмен ионами между анионитом и загрязняющим веществом. Фенол способен отдавать протон и, будучи слабой кислотой, образует фенолят-ион ( $C_6H_5O^-$ ).

Анионит, обладая заряженными функциональными группами, может принять этот протон и образовать ион-пару. Взаимодействие анионита ЭДЭ-10П с фенолом может привести к образованию осадка или соединения с низкой растворимостью в воде [8].

Фенолят натрия применяется в качестве антисептического средства, антибактериального и противогрибкового средства. Регенерация анионита осуществляется 2 %-ым раствором гидроксида натрия. Процесс осуществлялся в течение 43 мин, со скоростью пропускания воды через слой анионита, составляющей 0,039 мл/с.

Ультрафильтрация осуществляется пропусканием воды под давлением через мембрану, имеющую поры. Процесс ультрафильтрации основан на принципе давления и селективного проникновения молекул через мембрану. Жидкость, содержащая смесь молекул и частиц, подвергается давлению, которое позволяет пропускать только частицы меньшего размера через поры мембраны, оставляя крупные молекулы и частицы на поверхности мембраны.

Скорость процесса при давлении 0,045 МПа составила 0,33 мл/с.

Адсорбция фенолов из сточных вод с использованием активированного угля является эффективным методом очистки воды.

Активированный уголь обладает большой поверхностью ( $\geq 1000 \text{ м}^2/\text{г}$ ) и микропористой структурой, что позволяет ему эффективно адсорбировать такие вещества, как фенолы.

Процесс адсорбции основан на физическом взаимодействии между поверхностью активированного угля и фенолами в сточной воде (Ван-дер-Ваальсовы силы и дипольные взаимодействия).

В таблице 2 приведены результаты очистки сточной воды регенеративными методами.

Таблица 2. Результаты очистки сточной воды регенеративными методами

Table 2. Results of wastewater treatment using regenerative methods

Показатели	Единицы измерения	Методы очистки				Норматив допустимого сброса в ЦСВ ПГО
		Обработка катализатором	Адсорбция БАУ	Ионный обмен	УФ	
ХПК	мг/дм <sup>3</sup>	14400	12000	4800	17600	128,4
Ионы аммония	мг/дм <sup>3</sup>	7,8	333,3	239,7	404,2	50
Фенолы летучие	мг/дм <sup>3</sup>	4,2	4,2	0,0135	2,24	0,008

Исходя из анализа полученных в ходе исследования данных, можно сделать следующие выводы. Ионный обмен, осуществленный анионитом, имеет наибольшую селективность по фенолам (99,7 %), однако концентрация не соответствует нормативному значению на сброс. Метод обработки сточной воды отработанным катализатором на основе полипропилена способствует активному связыванию ионов аммония за счет их взаимодействия с сульфогруппами катализатора (эффективность очистки по ионам аммония составила 97,7 %), вплоть до нормативных значений на сброс в ЦСВ ПГО. Концентрация ХПК значительно снизилась с применением метода ионного обмена высокоосновным анионитом, однако показатель концентрации ХПК осветленной воды не соответствует нормативному значению для предприятия.

По результатам химического анализа предложены комбинированные методы очистки:

1. Ионный обмен и ультрафильтрация;
2. Обработка катализатором, ионный обмен и ультрафильтрация;
3. Обработка катализатором и ультрафильтрация;
4. Обработка катализатором и раствором карбамида;

5. Обработка катализатором, раствором карбамида и осуществление ультрафильтрации.

Комбинированные методы были предложены, главным образом, для улучшения эффективности очистки сточной воды от загрязняющих веществ и обеспечения концентраций, соответствующих нормативам допустимого сброса.

Для очистки сточных вод использовался метод обработки раствором карбамида. Последний может использоваться для окисления фенолов до менее токсичных соединений [9]. Фенолы являются кислыми соединениями, а карбамид нейтрализует кислотность. Также карбамид образует с фенолом осадок, который легче удалить из сточных вод. Реакция карбамида с фенолом способна, в зависимости от условий [10], может привести к получению фенолкарбамидной смолы или же, в сочетании с формальдегидом, мочевинофеноло-формальдегидной смолы.

В таблице 3 приведены результаты очистки сточной воды комбинированными методами.

В таблице 4 приведены показатели эффективности очистки сточных вод. На рисунке 2 приведена зависимость показателя ХПК от водородного показателя (рН).

**Таблица 3.** Результаты очистки сточной воды по комбинированным методам

**Table 3.** Results of wastewater treatment using combined methods

Показатели	Единицы измерения	Методы очистки					Норматив допустимого сброса в ЦСВ ПГО
		Ионный обмен и УФ	Обработка катализатором и УФ	Обработка катализатором, ионный обмен и УФ	Обработка катализатором и р-р карбамида	Обработка катализатором, р-р карбамида и осуществление УФ	
ХПК	мг/дм <sup>3</sup>	6800	800	6000	2800	4000	128,4
Ионы аммония	мг/дм <sup>3</sup>	147,3	52,1	54	9,4	3,4	50
Фенолы летучие	мг/дм <sup>3</sup>	0,62	0,37	0,0005	2,24	1,2	0,008
рН	ед. рН	9,48	2,86	8,6	2,98	5,13	6,5-8,5
Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	49,5	24	6	17,5	-	107,3

**Таблица 4.** Эффективность очистки сточных вод

**Table 4.** Wastewater treatment efficiency

Показатели	Единицы измерения	Эффективность очистки, %				
		Ионный обмен	Ионный обмен и УФ	Обработка катализатором и УФ	Обработка катализатором, ионный обмен и УФ	Обработка катализатором, р-р карбамида и осуществление УФ
ХПК	мг/дм <sup>3</sup>	73,9	71,7	96,7	75	83,3
Ионы аммония	мг/дм <sup>3</sup>	26	81,2	93,3	93,1	99,6
Фенолы летучие	мг/дм <sup>3</sup>	99,7	72,3	83,5	99,98	46,4
Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	-	68,6	84,8	96,2	-

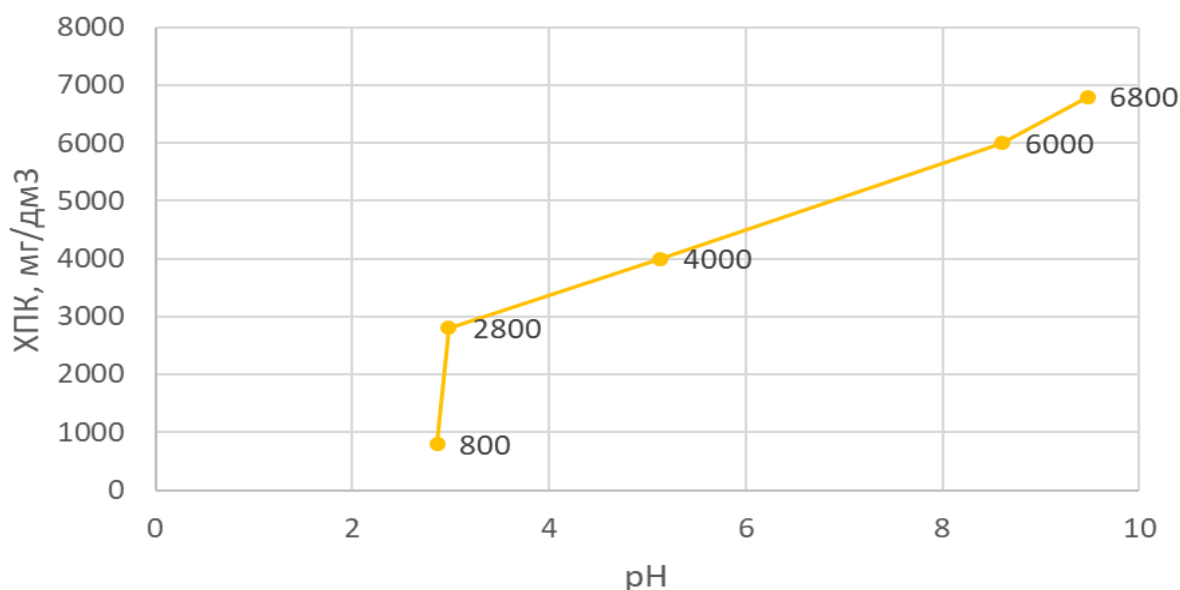


Рисунок 2. Зависимость ХПК от pH

Figure 2. Dependence of COD on pH

Исходя из представленной зависимости, сделан вывод, что для уменьшения концентрации ХПК необходимо снижать водородный показатель сточных вод, то есть целесообразно применять окислительные методы [11].

#### *Предложения по технологии очистки*

На основании полученных результатов исследования и литературных данных предложены следующие способы очистки сточной воды:

1. фильтрация мелкодисперсных механических примесей;
2. окисление (озонирование) [12];
3. ионный обмен, сорбция, адсорбция [13-15];
4. обратный осмос.

#### **Вывод**

Наиболее эффективным способом очистки сточных вод процесса переработки каменноугольной смолы от фенолов является комбинированный метод, сочетающий обработку воды отработанным катализатором на основе полипропилена, ионный обмен и ультрафильтрацию, - 99,98 %. Однако ни один из методов не способен обеспечить нормативных значений по всем показателям на сброс сточных вод в ЦСВ ПГО. Показатель ХПК всегда имеет высокое значение, что свидетельствует о сильном загрязнении воды органическими веществами. Планируется проведение дополнительных исследований для разработки технологической схемы процесса очистки сточных вод.

Список источников

1. Мусина Г.Н., Алибекова Ш.О. Переработка каменноугольной смолы и гидрогенизация угля // Электронный научный журнал «Форум молодых ученых». 2018. № 6-2 (22). URL: <https://sciup.org/pererabotka-kamennougolnoj-smoly-i-gidrogenizaciya-uglja-140289815>. (дата обращения: 12.03.2024).
2. Двинских С.А., Ларченко О.В., Оськина М.А. Разработка системы экологических индикаторов, отражающих водохозяйственные аспекты предприятия в свете устойчивого развития // Теоретическая и прикладная экология. 2023. № 1. С. 140-147. DOI: 10.25750/1995-4301-2023-1-140-147. EDN: MQITKK.
3. Приказ от 13.12.2016 № 552 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения». М.: Минсельхоз России, 2016. 91 с.
4. Иванова М.И., Юровских В.А. Токсичное действие фенола на организм человека на производстве // Электронный научный журнал «Вестник науки». 2023. Т. 2. № 7 (64). С. 221-224. URL: <https://www.vestnik-nauki.pf/article/9484> (дата обращения: 12.03.2024).
5. Ашурова Н.Д., Ахмедова Р.Р., Бабаева Т.М. Хлорорганический синтез и экологическая диоксиновая проблема // Обращение с отходами: современное состояние и перспективы: сб. ст. II Междунар. науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. С. 199-202. EDN: YXQYJD.
6. Николаева Л.А., Игнатьева Л.П., Савченков М.Ф. Факторы риска загрязнения окружающей среды диоксинсодержащими соединениями // Электронный научный журнал «Здоровье населения и среда обитания - ЗНИСО». 2020. № 1 (322). С. 39-43. DOI: 10.35627/2219-5238/2020-322-1-39-43. URL: <https://zniso.fcgie.ru/jour/article/view/306> (дата обращения: 23.03.2024). EDN: IRFZQB.
7. Бариева Р.Н. Определение каталитической активности и полной статической обменной емкости катализатора КУ-2ФПП // Наука. Исследования. Практика: сб. избранных ст. по матер. Междунар. науч. конф. СПб: Изд-во ГНИИ «НАЦРАЗВИТИЕ», 2022. С. 41-43. EDN: UIPNLW.
8. Гусев Г.И., Гушин А.А., Филиппов Д.В., Гриневич В.И., Бондарев В.А. Адсорбция фенола силикатным адсорбентом // Молодежь и наука: матер. Междунар. науч.-практ. конф. старшеклассников, студентов и аспирантов. Нижний Тагил: Изд-во УрФУ, 2020. С. 150-153. EDN: BHBPGR.
9. Аминова А.Ф., Ягафарова Г.Г., Маскова А.Р., Закиров Т.Н., Мазитова А.К. Очистка фенолсодержащих сточных вод // Электронный научный журнал «Башкирский

References

1. Musina G.N., Alibekova Sh.O. Pererabotka kamennougol'noi smoly i gidrogenizatsiya uglya [Coal Tar Processing and Coal Hydrogenation]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Forum molodykh uchenykh»* – *Electronic Scientific Journal «Forum of Young Scientists»*, 2018, No. 6-2 (22). URL: <https://sciup.org/pererabotka-kamennougolnoj-smoly-i-gidrogenizaciya-uglja-140289815>. (accessed 12.03.2024). [in Russian].
2. Dvinskikh S.A., Larchenko O.V., Oskina M.A. Razrabotka sistemy ekologicheskikh indikatorov, otrazhayushchikh vodokhozyaistvennye aspekty predpriyatiya v svete ustoichivogo razvitiya [Developing a System of Environmental Indicators Reflecting the Water Management Aspects of an Enterprise in the Light of Sustainable Development]. *Teoreticheskaya i prikladnaya ekologiya* – *Theoretical and Applied Ecology*, 2023, No. 1, pp. 140-147. DOI: 10.25750/1995-4301-2023-1-140-147. EDN: MQITKK. [in Russian].
3. *Prkaz ot 13.12.2016 № 552 «Ob utverzhenii normativov kachestva vody vodnykh ob'ektov rybokhozyaistvennogo znacheniya, v tom chisle normativov predel'no dopustimykh kontsentratsii vrednykh veshchestv v vodakh vodnykh ob'ektov rybokhozyaistvennogo znacheniya»* [Order No. 552 of 13.12.2016 «On Approval of Water Quality Standards for Fishery Water Bodies, Including Standards for Maximum Permissible Concentrations of Harmful Substances in Fishery Water Bodies»]. Moscow, Minsel'khoz Rossii Publ., 2016. 91 p. [in Russian].
4. Ivanova M.I., Yurovskikh V.A. Toksichnoe deistvie fenola na organizm cheloveka na proizvodstve [Toxic Effect of Phenol on the Human Body at Work]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Vestnik nauki»* – *Electronic Scientific Journal «Bulletin of Science»*, 2023, Vol. 2, No. 7 (64), pp. 221 - 224. URL: <https://www.vestnik-nauki.rf/article/9484> (accessed 12.03.2024). [in Russian].
5. Ashurova N.D., Ahmedova R.R., Babaeva T.M. Khlorganicheskie sintez i ekologicheskaya dioksinovaya problema [Chlorine-Organic Synthesis and Ecological Dioxine Problem]. *Sbornik statei II Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Obrashchenie s otkhodami: sovremennoe sostoyanie i perspektivy»* [Collection of Articles II of the International Scientific-Practical Conference «Waste Management: Current State and Prospects»]. Ufa, UGNTU Publ., 2020, pp. 199-202. EDN: YXQYJD. [in Russian].
6. Nikolaeva L.A., Ignat'eva L.P., Savchenkov M.F. Faktory riska zagryazneniya okruzhayushchei sredy dioksinosoderzhashchimi soedineniyami [Risk Factors for Environmental Pollution with Dioxin-Containing Compounds]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Zdorov'e naseleniya i sreda obitaniya-ZNISO»* – *Electronic Scientific Journal «Population Health and Habitat-ZNISO»*, 2020, No. 1 (322), pp. 39-43. DOI: 10.35627/2219-

химический журнал». 2018. Т. 25. № 1. С. 102-105. DOI: 10.17122/bcj-2018-1-102-105. URL: [http://bcj.rusoil.net/files/slider/BCJ\\_1\\_2018/BCJ-1-2018-102-105.pdf](http://bcj.rusoil.net/files/slider/BCJ_1_2018/BCJ-1-2018-102-105.pdf) (дата обращения: 11.03.2024).

10. Кудрявцева А.Н., Терехов И.В., Гуревич Я.М., Григорьева К.Н. Модификация эпоксидных связующих для ПКМ резорцином // Электронный научно-технический журнал «Труды ВИАМ». 2019. № 2. С. 35-42. DOI: [dx.doi.org/10.18577/2307-6046-2019-0-2-35-42](https://doi.org/10.18577/2307-6046-2019-0-2-35-42). URL: [http://viam-works.ru/ru/articles?art\\_id=1370](http://viam-works.ru/ru/articles?art_id=1370). (дата обращения: 11.03.2024).

11. Торопова Н.В., Кононова А.С. Перспективные методы очистки сточных вод коксохимических предприятий от фенола // Дальневосточная весна - 2018: матер. 16-й Междунар. науч.-практ. конф. по проблемам экологии и безопасности. Комсомольск-на-Амуре: Изд-во КНАГТУ, 2018. С. 73-74. EDN: TBDNOM.

12. Мазитова А.К., Сухарева И.А., Аминова А.Ф., Ягафарова Г.Г., Хангильдин Р.И., Мухаметзянова Э.Г. Окислительный метод очистки сточных вод предприятий деревообрабатывающей промышленности // Теоретическая и прикладная экология. 2020. № 4. С. 75-80. DOI: 10.25750/1995-4301-2020-4-075-080. EDN: SYRWUG.

13. Чаплина Т.О., Пахненко В.П. Особенности очистки поверхностных вод от углеводов с использованием природных сорбентов // Теоретическая и прикладная экология. 2022. № 4. С. 38-44. DOI: 10.25750/1995-4301-2022-4-038-044. EDN: RQNJWF.

14. Бушумов С.А., Короткова Т.Г. Экологически безопасный сорбент из золошлаковых отходов теплоэнергетики // Электронный научный журнал «Тонкие химические технологии». 2023. Т. 18. № 5. С. 446-460. DOI: <https://doi.org/10.32362/2410-6593-2023-18-5-446-460>. URL: [file:///C:/Users/w/Downloads/1998-4250-1-SM%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/w/Downloads/1998-4250-1-SM%20(1).pdf) (дата обращения: 22.03.2024).

15. Николаева Л.А., Айкенова Н.Е. Адсорбционная очистка фенолсодержащих сточных вод нефтеперерабатывающих предприятий // Теоретическая и прикладная экология. 2020. № 4. С. 136-142. DOI: 10.25750/1995-4301-2020-4-136-142. EDN: KZWIYN.

5238/2020-322-1-39-43. URL: <https://zniso.fcgie.ru/jour/article/view/306> (accessed 23.03.2024). EDN: IRFZQB. [in Russian].

7. Barieva R.N. Opredelenie kataliticheskoi aktivnosti i polnoi staticheskoi obmennoi emkosti katalizatora KU-2FPP [Determination of Catalytic Activity and Total Static Exchange Capacity of KU-2FPP Catalyst]. *Sbornik izbrannykh statei po materialam Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Nauka. Issledovaniya. Praktika»* [A Collection of Selected Articles Based on the Materials of the International Scientific Conference «Science. Research. Practice»]. Saint-Petersburg, GNII «NATsRAZVITIE» Publ., 2022, pp. 41-43. EDN: UIPNLW. [in Russian].

8. Gusev G.I., Gushchin A.A., Filippov D.V., Grinevich V.I., Bondarev V.A. Adsorbtsiya fenola silikatnym adsorbentom [Adsorption of Phenol with a Silicate Adsorbent]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii starshklassnikov, studentov i aspirantov «Molodezh' i nauka»* [Materials of the International Scientific-Practical Conference of High School Students, Students and Graduate Students «Youth and Science»]. Nizhny Tagil, UrFU Publ., 2020, pp. 150-153. EDN: BHPGR. [in Russian].

9. Aminova A.F., Yagafarova G.G., Maskova A.R., Zakirov T.N., Mazitova A.K. Ochistka fenolsoderzhashchikh stochnykh vod [Purification of Phenol-Containing Wastewater]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Bashkirkii khimicheskii zhurnal» – Electronic Scientific Journal «Bashkir Chemical Journal»*, 2018, Vol. 25, No. 1, pp. 102-105. DOI: 10.17122/bcj-2018-1-102-105. URL: [http://bcj.rusoil.net/files/slider/BCJ\\_1\\_2018/BCJ-1-2018-102-105.pdf](http://bcj.rusoil.net/files/slider/BCJ_1_2018/BCJ-1-2018-102-105.pdf) (accessed 11.03.2024). [in Russian].

10. Kudryavtseva A.N., Terekhov I.V., Gurevich Ya.M., Grigor'eva K.N. Modifikatsiya epoksidnykh svyazuyushchikh dlya PKM rezortsinom [Modification of Epoxy Binders for PCM with Resorcinol]. *Elektronnyi nauchno-tekhnicheskii zhurnal «Trudy VIAM» – Electronic Scientific and Technical Journal «Proceedings of VIAM»*, 2019, No. 2, pp. 35-42. DOI: [dx.doi.org/10.18577/2307-6046-2019-0-2-35-42](https://doi.org/10.18577/2307-6046-2019-0-2-35-42). URL: [http://viam-works.ru/ru/articles?art\\_id=1370](http://viam-works.ru/ru/articles?art_id=1370). (accessed 11.03.2024). [in Russian].

11. Toropova N.V., Kononova A.S. Perspektivnye metody ochistki stochnykh vod koksokhimicheskikh predpriyatii ot fenola [Promising Methods for the Treatment of Wastewater of Coke-Chemical Enterprises from Phenol]. *Materialy 16-i Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii po problemam ekologii i bezopasnosti «Dal'nevostochnaya vesna - 2018»* [Materials of the 16th International Scientific-Practical Conference on Environmental and Safety Problems «Far Eastern Spring - 2018»]. Komsomolsk-on-Amur, KnAGTU Publ., 2018, pp. 73-74. EDN: TBDNOM. [in Russian].

12. Mazitova A.K., Sukhareva I.A., Aminova A.F., Yagafarova G.G., Khangil'din R.I.,

Mukhametzyanova E.G. Okislitel'nyi metod oчитki stochnykh vod predpriyatii derevoobrabatyvayushchei promyshlennosti [Oxidative Method of Wastewater Treatment of Woodworking Industry Enterprises]. *Teoreticheskaya i prikladnaya ekologiya – Theoretical and Applied Ecology*, 2020, No. 4, pp. 75-80. DOI: 10.25750/1995-4301-2020-4-075-080. EDN: SYRWUG. [in Russian].

13. Chaplina T.O., Pakhnenko V.P. Osobennosti oчитki poverkhnostnykh vod ot uglevodorodov s ispol'zovaniem prirodnykh sorbentov [Peculiarities of Surface Water Purification from Hydrocarbons Using Natural Sorbents]. *Teoreticheskaya i prikladnaya ekologiya – Theoretical and Applied Ecology*, 2022, No. 4, pp. 38-44. DOI: 10.25750/1995-4301-2022-4-038-044. EDN: RQNJWF. [in Russian].

14. Bushumov S.A., Korotkova T.G. Ekologicheski bezopasnyi sorbent iz zoloshlakovykh otkhodov teploenergetiki [Environmentally Safe Sorbent from Ash-And-Slag Waste of Heat Power Engineering]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Tonkie khimicheskie tekhnologii» – Electronic Scientific Journal «Fine Chemical Technologies»*, 2023, Vol. 18, No. 5, pp. 446-460. DOI: <https://doi.org/10.32362/2410-6593-2023-18-5-446-460>. URL: file:///C:/Users/i/Downloads/1998-4250-1-SM%20(1).pdf (accessed 22.03.2024). [in Russian].

15. Nikolaeva L.A., Aikenova N.E. Adsorbtsionnaya oчитka fenolsoderzhashchikh stochnykh vod neftepererabatyvayushchikh predpriyatii [Adsorption Purification of Phenol-Containing Wastewater from Oil Refineries]. *Teoreticheskaya i prikladnaya ekologiya – Theoretical and Applied Ecology*, 2020, No. 4, pp. 136-142. DOI: 10.25750/1995-4301-2020-4-136-142. EDN: KZWIYN. [in Russian].

#### Информация об авторах

• Ладыгина Ольга Викторовна, кандидат технических наук  
Ярославский государственный технический университет  
Доцент кафедры «Охрана труда и природы»  
Россия, 150023, Ярославль, Московский пр., 88  
ladyginaov@ystu.ru

• Жарова Наталья Владимировна  
Ярославский государственный технический университет  
Студент кафедры «Охрана труда и природы»  
Россия, 150023, Ярославль, Московский пр., 88  
nm8132214@gmail.com

#### Information about the authors

• Ladygina Olga V., Candidate of Engineering Sciences  
Yaroslavl State Technical University  
Assistant Professor of Labor and Nature Protection Department  
88, Moskovsky ave., Yaroslavl, 150023, Russia  
ladyginaov@ystu.ru

• Zharova Natalia V.  
Yaroslavl State Technical University  
Student of Labour and Nature Protection Department  
88, Moskovsky ave., Yaroslavl, 150023, Russia  
nm8132214@gmail.com

• Калаева Сахиба Зияддин кзы, доктор  
технических наук  
Ярославский государственный технический  
университет  
Заведующая кафедрой «Охрана труда  
и природы»  
Россия, 150023, Ярославль, Московский пр., 88  
kalaevasz@ystu.ru

• Kalaeva Sahiba Z., Doctor of Engineering Sciences  
Yaroslavl State Technical University  
Head of Labor and Nature Protection Department  
88, Moskovsky ave., Yaroslavl, 150023, Russia  
kalaevasz@ystu.ru

• Иваницкий Михаил Антонович, кандидат  
технических наук  
ООО «Техуглерод и огнеупоры»  
Генеральный директор  
Россия, 150040, Ярославль, ул. Некрасова, 54  
tog@bk.ru

• Ivanitsky Mikhail A., Candidate of Engineering  
Sciences  
Carbon Black and Refractories LLC  
General Director  
54, Nekrasova str., Yaroslavl, 150040, Russia  
tog@bk.ru

• Кузнецова Гульнара Мажитовна, кандидат  
технических наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Доцент кафедры «Прикладная экология»  
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1  
kuznecova\_gulnar@mail.ru

• Kuznetsova Gulnara M., Candidate of Engineering  
Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Applied Ecology Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia  
kuznecova\_gulnar@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 15.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 01.04.2024.*

*The article was submitted 15.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 01.04.2024.*

### **К сведению авторов**

В научно-техническом журнале «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» публикуются статьи по вопросам теории и практики добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, надежности и антикоррозионной защиты трубопроводов и нефтегазового оборудования, уделяется внимание промышленной и пожарной безопасности объектов нефтегазовой отрасли, экономическим и экологическим проблемам, а также размещаются сообщения о конференциях, совещаниях и другие информационные материалы.

Статьи, планируемые к опубликованию в нашем журнале, проходят процедуры внешнего и внутреннего рецензирования и утверждения на заседании редакционной коллегии.

### **Требования к оформлению статей**

1. Название статьи, ф.и.о. авторов, аннотации или авторское резюме, ключевые слова - на русском и английском языках. Авторское резюме, на русском и английском языках, должно иметь оптимальный объем (1,5-2 страницы) и отражать краткое содержание статьи. Предлагается в резюме сохранить структуру статьи: введение, цели и задачи, методы исследования, результаты, выводы.
2. Статья обязательно должна содержать УДК, вывод(ы) и список использованной литературы.
3. Подписи всех авторов, нумерация по порядку, начиная с первой страницы, включая список литературы.
4. Формат листа - А4, шрифт Times New Roman, размер шрифта 14, межстрочный интервал 1,5. Поля - 2 см. Объем статьи не должен превышать 20 страниц.
5. Графический материал и рисунки, выполненные в формате .jpg, .tif (разрешение не менее 300 dpi), должны располагаться в тексте, а также предоставляться отдельными файлами с названиями «рисунок1», «рисунок2» и т.д.
6. Формулы должны быть выполнены в редакторе формул, промежуточные формулы не приводить.
7. Пристатейные библиографические списки должны быть представлены в двух вариантах:  
а) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008; б) в соответствии с требованиями SCOPUS ([http://shkola.neicon.ru/files/documents/1\\_2\\_kirillovometrec\\_2012.pdf](http://shkola.neicon.ru/files/documents/1_2_kirillovometrec_2012.pdf)) в транслитерации буквами латинского алфавита (на сайте <http://antropophob.ru/utility-i-prochie-melochi/16-transliteratsiya-bst>) можно воспользоваться программой транслитерации русского текста в латиницу вариант BSI) с переводом источников публикации на английский язык. В тексте статьи (при ссылке или цитировании) указывать в квадратных скобках номер источника из приведенного списка. Количество источников не менее 15.
8. К статье прилагаются:
  - 1). *Авторское заявление*: ф.и.о. авторов (полностью), ученая степень, научное звание, должность, структурное подразделение (полное наименование); организация (полное наименование) с указанием индекса и почтового адреса, рабочего телефона и e-mail; контактный телефон для обсуждения вопросов по тексту статьи.
  - 2). *Выписка из протокола заседания подразделения университета или другой организации, где были выполнены исследования*, с рекомендацией к опубликованию.
  - 3). *Рецензия на научную статью* (оригинал на бумажном носителе и в электронном виде в формате Word).
  - 4). *Заключение о возможности открытого опубликования (экспертное заключение)*.
9. Наряду с печатным текстом необходимо предоставить электронный вариант статьи на электронных носителях или по электронной почте (e-mail: VNRYabukhina@yandex.ru).

Издание зарегистрировано в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций от 30.09.2016 г. Номер свидетельства ПИ № ФС77-67288.

### **Редакторы:**

В.Н. Рябухина

Л.А. Беляева

Контактный телефон: (347) 258-60-09 доб. 27-63.

Сайт журнала: [www.ntj-oil.ru](http://www.ntj-oil.ru); e-mail: [vnryabukhina@yandex.ru](mailto:vnryabukhina@yandex.ru).

Адрес редакции и издателя: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Свободная цена. 12+.

Дата выхода в свет: 25.04.2024.

Формат 60 x 84 1/8. Бумага офсетная № 1. Усл. печ. л. 25,25. Уч.-изд. л. 24,13.

Тираж 1000 экз. Заказ 59.

Адрес типографии: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.