



Российское
Газовое
Общество

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

6 ГАЗИФИКАЦИЯ

Анализ эффективности новой модели

12–83 ГЕОЛОГИЯ

- Южно-Каспийский бассейн
- захоронение CO_2 в Сычуаньском бассейне
- микротрещиноватость в березовской свите
- верхнеюрско-нижнемеловые отложения Баренцева моря
- Рассохинский и Балахнинский мегавалы Енисей-Хатангского прогиба
- терригенные вендские отложения Мирнинского выступа

84 Конструкция и продуктивность наклонно-направленной скважины

92 Определение дренируемых запасов газа

104–127 ПЕРЕРАБОТКА УВС

- синтез кислородсодержащих соединений, CO_2 и водорода
- пропановое предохлаждение МСПГ
- теплопередача и теплообменники

128 ГАЗОПРОВОДЫ

Внутритрубная диагностика

138 Современные технологии в системе управления охраной труда

3(53) 2026



www.gazo.ru





Участники
Союза

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» – это эффективный механизм согласования интересов представителей нефтегазовой отрасли, площадка для диалога по наиболее актуальным вопросам.

Основные задачи Союза: представление и защита интересов членов Союза, создание условий для устойчивого развития отрасли, сохранение инвестиционной активности и повышение рентабельности предприятий ТЭК, формирование позитивного общественного мнения, информирование о деятельности компаний российской нефтегазовой отрасли, развитие международного сотрудничества.

РГО: цифры и факты

17 законопроектов
в работе

5 направлений
деятельности

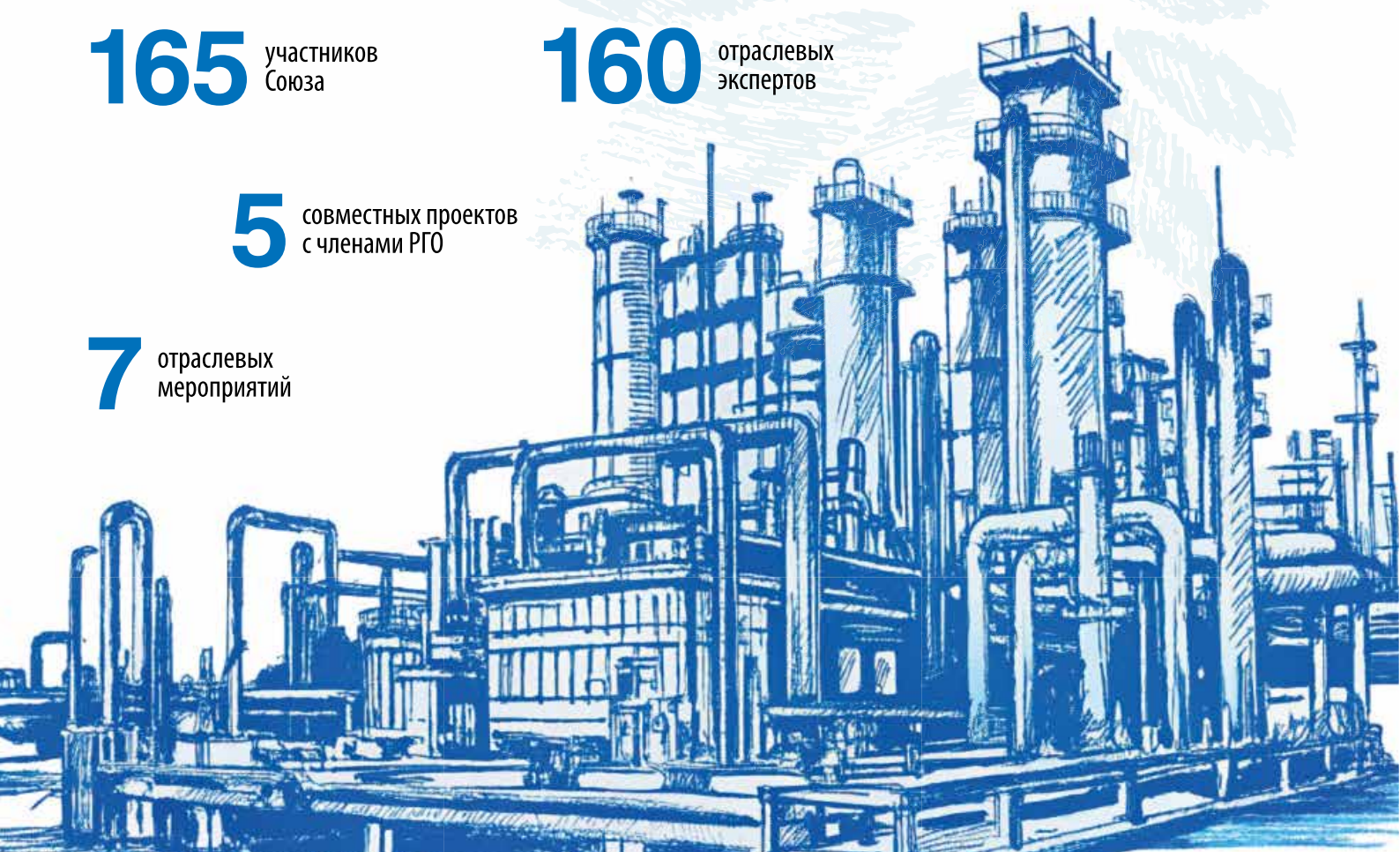
2 ежеквартальных
журнала

165 участников
Союза

160 отраслевых
экспертов

5 совместных проектов
с членами РГО

7 отраслевых
мероприятий



Направления деятельности Союза

Законопроектная деятельность

Целью работы является консолидация деятельности компаний газовой отрасли по выработке предложений, направленных на оптимизацию действующего нормативно-правового регулирования по всей производственно-сбытовой цепочке: от поиска и разведки, добычи, транспортировки, хранения, переработки газа до реализации и потребления.

Экспертно-аналитическая деятельность



16 направлений
деятельности

13 рабочих
групп

160 экспертов

Проектная деятельность

Для осуществления проектной деятельности Российского газового общества был создан **Центр компетенций проектной деятельности и технологий**.

В целях выстраивания наиболее эффективного взаимодействия Центр сосредоточил свои усилия на содействии компаниям – членам РГО в осуществлении проектов по пяти важнейшим направлениям стратегии развития ТЭК до 2035 года.

Международная деятельность

Союз оказывает содействие в установлении деловых контактов между предприятиями и организациями газовой отрасли России и потенциальными зарубежными партнерами. В целях продвижения интересов российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках представители Российского газового общества регулярно принимают участие в международных мероприятиях.

Конгрессно-выставочная деятельность

Ежегодно Союз выступает организатором Международного Форума «Газ России» и соорганизатором деловых программ ведущих нефтегазовых мероприятий.

Информационно-издательская деятельность

Информационно-издательская деятельность является одной из ключевых задач Союза. Мы видим свою миссию в создании позитивного имиджа отрасли через информирование не только отраслевого сообщества, но и общества в целом об успехах и достижениях, социальной нагрузке и экологической ответственности отраслевых предприятий.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

- **Лобусев Александр Вячеславович** (главный редактор *Редколлегии*), д-р геол.-минерал. наук, профессор, проректор по исследованиям и развитию технологий ресурсной базы ТЭК, заведующий кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Аксютин Олег Евгеньевич** (зам. гл. редактора *Редколлегии*), д.т.н., член-корреспондент РАН, заместитель председателя правления – начальник департамента ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург
- **Завальный Павел Николаевич** (зам. гл. редактора *Редколлегии*), к.т.н., президент Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», г. Москва
- **Самсонов Роман Олегович** (зам. гл. редактора *Редколлегии*), д.т.н., доцент Высшей школы государственного администрирования Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова, г. Москва
- **Андреев Николай Николаевич**, д.х.н., руководитель лаборатории Института физической химии и электрохимии имени А. Н. Фрумкина Российской академии наук, г. Москва
- **Бухаркина Татьяна Владимировна**, д.х.н., профессор, профессор кафедры Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева, г. Москва
- **Ваганов Юрий Владимирович**, д.т.н., доцент, главный эксперт, «СибГеоПроект», г. Тюмень
- **Ваграмян Тигран Ашотович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева, г. Москва
- **Васильев Геннадий Германович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Вязьмин Андрей Валентинович**, д.ф.-м.н., профессор, зав. кафедрой Института тонких химических технологий имени М. В. Ломоносова МИРЭА – Российского технологического университета, г. Москва
- **Глебов Михаил Борисович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева, г. Москва
- **Голубева Ирина Александровна**, д.х.н., профессор, профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Двойников Михаил Владимирович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург
- **Дзюбло Александр Дмитриевич**, д.г.-м.н., профессор, зам. зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Дмитриевский Анатолий Николаевич**, д.г.-м.н., академик РАН, профессор, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва
- **Ермолаев Александр Иосифович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Казак Александр Соломонович**, д.т.н., ученый секретарь, ООО «НИИгазэкономика», г. Москва
- **Капустин Владимир Михайлович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва
- **Керимов Вагиф Юнусович**, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой Геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г. Москва
- **Кузеев Искандер Рустемович**, д.т.н. наук, профессор, профессор кафедры Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа
- **Мансуров Марат Набиевич**, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Санкт-Петербург
- **Мурадов Александр Владимирович**, д.т.н., профессор, профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина
- **Оганов Гарри Сергеевич**, д.т.н., профессор, главный инженер – заместитель генерального директора ООО «Газпром морские проекты», г. Красноярск
- **Прищепа Олег Михайлович**, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург
- **Рогачёв Михаил Константинович**, д.т.н., профессор, профессор кафедры Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа
- **Ступакова Антонина Васильевна**, д.г.-м.н., зав. кафедрой Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова, г. Москва
- **Сызранцев Владимир Николаевич**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Тюменского индустриального университета, г. Тюмень
- **Тимошенко Андрей Всеволодович**, д.т.н., профессор, проректор по учебной работе, профессор кафедры Института тонких химических технологий имени М. В. Ломоносова МИРЭА – Российского-технологического университета, г. Москва
- **Чертес Константин Львович**, д.т.н., профессор, профессор кафедры Самарского государственного технического университета, г. Самара
- **Якушев Владимир Станиславович**, д.г.-м.н., профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, г. Москва

По решению ВАК журнал внесен в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по научным специальностям и соответствующим им отраслям науки, по которым присуждаются ученые степени

Специальности:

- 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки);
- 2.6.9. Технология электрохимических процессов и защита от коррозии (технические науки);
- 2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ (технические науки);
- 2.6.13. Процессы и аппараты химических технологий (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).

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ) и доступен на платформе www.elibrary.ru
Импакт-фактор журнала в РИНЦ: двухлетний – 0,518, пятилетний – 0,300
ISSN 2412-6497

Журнал издается с 2014 года
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68557 от 31.01.2017

Учредитель и издатель –
Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»
Тел.: +7 (495) 660-55-80. E-mail: rgo@gazo.ru

Почтовый адрес:
119261, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 7, корп. 5
www.gazo.ru

Выпускающая редакция
✉ journal@gazo.ru
Шеф-редактор
Петрова Наталья Витальевна
Научный редактор
Паронькин Владимир Павлович

Подписано в печать: 25.06.2026

Тираж: 300 экз.
Индекс журнала в объединенном каталоге «Пресса России» – 40778
Периодичность выхода – 4 номера в год
Журнал распространяется по редакционной подписке и адресной рассылке

«Научный журнал Российского газового общества» не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка текстов и фотографий журнала «Научный журнал Российского газового общества» допускается только с письменного разрешения редакции. При цитировании ссылка на журнал «Научный журнал Российского газового общества» обязательна.

СОДЕРЖАНИЕ

ОТРАСЛЕВАЯ ЭКОНОМИКА

С. В. Густов
Анализ результата внедрения новой модели газификации и реализации проекта социальной догазификации домовладений граждан 6

ГЕОЛОГИЯ

В. Ю. Керимов, Р. Н. Мустаев, В. Ш. Гурбанов, П. А. Романов, И. С. Коротченя
Генерация углеводородов в Южно-Каспийском бассейне 12

Л. Чжан, А. В. Ступакова, Ц. Сун, Ч. Юань
Геологические особенности условия и потенциал захоронения CO₂ в нижнекембрийской свите Цюньжусы южной части Сычуаньского бассейна ... 22

Е. И. Швецов, А. А. Дорошенко, Р. А. Соколовский, А. А. Сподобаев
Роль микротрещиноватости в формировании пустотного пространства силицитов березовской свиты Западной Сибири 36

Т. О. Колесникова, Е. А. Краснова, А. А. Суслова, А. В. Ступакова, А. В. Мордасова, М. А. Большакова
Закономерности изменения генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород верхнеюрско-нижнемеловых отложений шельфа Баренцева моря 46

А. Н. Обухов, П. С. Бабаянц, А. А. Корнеев, А. В. Колмаков, С. Р. Иванова
Тектонические особенности зоны сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов Енисей-Хатангского прогиба по результатам комплексной аэрогеофизической съемки 58

Д. О. Смирнова, А. В. Ступакова, Р. С. Сауткин, А. В. Мордасова, А. А. Верещагин, В. В. Чупахина
Циклический анализ и прогноз коллекторов в терригенных вендских отложениях Мирнинского выступа Сибирской платформы 70

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В. Г. Васильев, А. А. Плосков, И. В. Стоноженко, Т. И. Сулейманов, О. В. Николаев
Влияние конструкции наклонно-направленной скважины на ее продуктивность 84

Д. А. Мараков, Л. В. Самуйлова, И. Д. Алексеенко, А. В. Керюта, Р. А. Скицану
Совершенствование методики определения дренируемых запасов газа по эксплуатационным данным добывающих газовых скважин 92

ПЕРЕРАБОТКА

А. Л. Титова, О. С. Дементьева
Синтез кислородсодержащих соединений с различными функциональными группами из смеси диоксида углерода и водорода 104

В. В. Черченко, С. Д. Михалевский, Е. Б. Федорова
О целесообразности перехода на пропановое предохладение в малотоннажном производстве СПГ 114

И. Ю. Голованов, А. Ю. Тишина, М. Г. Лагуткин, В. М. Фуфаева
Повышение интенсивности и эффективности процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате путем тангенциального расположения патрубков межтрубного пространства 122

НЕФТЕГАЗОПРОВОДЫ

А. Н. Науменко, И. А. Леонович
Решение по применению результатов внутритрубной диагностики при определении остаточного ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов 128

ОХРАНА ТРУДА

И. Ю. Голованов, Д. Д. Даянова, М. Г. Лагуткин, В. О. Стрельникова, В. А. Диков
Современные технологии в системе управления охраной труда на нефтегазодобывающих предприятиях России 138

СОБЫТИЯ

События научной жизни 145

EDITORIAL BOARD

- **Alexander V. Lobusev** (*editor-in-chief of the Editorial Board*), D.Sc. in geology and mineralogy, professor, vice-rector for research and development of technologies for the resource base of the fuel and energy complex, head of department of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow.
- **Oleg E. Aksyutin** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), D.Sc. in Engineering, Associate member of RAS, Deputy Chairman of Management Committee – Head of the Department, Gazprom PAO, St.-Petersburg
- **Pavel N. Zavalnyi** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), PhD, President of the Union of Oil and Gas Industry Organizations “Russian Gas Society”, Moscow
- **Roman O. Samsonov** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), D.Sc. in Engineering, associate professor of the higher school of public administration of Lomonosov Moscow state university, Moscow
- **Nickolay N. Andreev**, D.Sc. in Chemistry, laboratory manager, A. N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry, Russian Academy of Sciences, Moscow
- **Tatiana V. Bukharkina**, D.Sc. in Chemistry, Professor, Professor of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- **Yury Y. Vaganov**, D.Sc. in engineering, assistant professor, chief expert, SibGeoProject, Tyumen
- **Tigran A. Vagramyan**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- **Gennady G. Vasilyev**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Andrey V. Vyazmin**, D.Sc. in Physics and Mathematics, Professor, Head of Department, Lomonosov Fine Chemical Technologies Institute of the Russian Technological University (MIREA), Moscow
- **Mikhail B. Glebov**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- **Irina A. Golubeva**, D.Sc. in Chemistry, Professor, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Mikhail V. Dvoynikov**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, St.-Petersburg Mining University, St.-Petersburg
- **Alexander D. Dzyublo**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Anatolij N. Dmitrievskij**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Academician of RAS, Professor, Academic Director of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow
- **Alexander I. Ermolayev**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Alexander S. Kazak**, D.Sc. in Engineering, Scientific Secretary, NIlgazekonomika LLC, Moscow
- **Vladimir M. Kapustin**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Vagif Y. Kerimov**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Head of Department, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Prospecting University, Moscow
- **Iskander R. Kuzeev**, D.Sc. in engineering, professor, professor of department, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa
- **Marat N. Mansurov**, D.Sc. in engineering, professor, chief researcher of GazpromVNIIGAZ, Saint-Petersburg
- **Alexander V. Muradov**, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- **Garry S. Oganov**, D.Sc. in Engineering, Professor, chief engineer – deputy general director, Gazprom sea projects, Krasnoyarsk
- **Oleg M. Prischepa**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Head of Department, St.-Petersburg Mining University, St.-Petersburg
- **Mikhail K. Rogachev**, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department, Ufa State Oil Technological University, Ufa
- **Antonina V. Stupakova**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, head of department Lomonosov Moscow State University, Moscow
- **Vladimir N. Syzrantsev**, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Tyumen Industrial University, Tyumen
- **Andrey V. Timoshenko**, D.Sc. in Engineering, Professor, Vice-Rector for Academic Affairs, Professor of Department, Lomonosov Fine Chemical Technologies Institute of the Russian Technological University (MIREA), Moscow
- **Konstantin L. Tchertes**, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department, Samara State Technical University, Samara
- **Vladimir S. Yakushev**, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

The journal is included in the List of peer-reviewed scientific publications, in which there must be published the main scientific results of PhD and Dr. of science dissertations in the corresponding science fields, for which the following scientific degrees are awarded

Scientific areas:

- 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences);
- 2.6.9. Technology of electrochemical processes and protection against corrosion (technical sciences);
- 2.6.12. Chemical technology of fuel and high-energy substances (technical sciences);
- 2.6.13. Processes and apparatus of chemical technologies (technical sciences);
- 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences);
- 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences);
- 2.8.5. Construction and operation of oil and gas pipelines, bases and storage facilities (technical sciences);

The journal is included in the Russian Science

Citation Index (RSCI)

and available on www.elibrary.ru

The journal impact factor by RSCI:

two-year IF 0,518, five-year IF 0,300

ISSN 2412-6497

Published since 2014

Certificate of registration of mass media information

(Periodical Edition) No. ФС77-68557 dated 31.01.2017

The founder and the publisher:

The Union of Oil and Gas Industry Organizations

“Russian Gas Society”

Phone: +7 (495) 660-55-80. E-mail: rgo@gazo.ru

Postal address:

7/5, Lomonosovsky Prospekt, Moscow, 119261

www.gazo.ru

Editorial office

✉ journal@gazo.ru

Managing editor

Natalya V. Petrova

Science editor

Vladimir P. Paronkin

Issued to print: 25.06.2026

Circulation: 300 copies

Index in the Joint Catalogue

“Press of Russia” – 40778

Periodicity – 4 issues per year

Distribution by subscription and mailing list

The Scientific Journal of the Russian Gas Society bears no responsibility for the content of promotional materials and advertising.
To reprint texts and photos of the Scientific Journal of the Russian Gas Society the written permission shall be obtained from the Founder and the Publisher.
References to publications in the Scientific Journal of the Russian Gas Society is obligatory when quoting.

TABLE OF CONTENTS

INDUSTRIAL ECONOMICS

S. V. Gustov

Analysis of the result introduction of a new model of gasification and the implementation of the project of social gasification of households of citizens..... 6

GEOLOGY

V. Yu. Kerimov, R. N. Mustayev, V. Sh. Gurbanov,

P. A. Romanov, I. S. Korotchenya

Hydrocarbon generation in the South Caspian basin 12

L. Zhang, A. V. Stupakova, Z. Song, Ch. Yuan

Geological conditions and CO₂ storage potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi formation in the southern Sichuan basin 22

E. I. Shvetsov, A. A. Doroshenko, R. A. Sokolovsky,

A. A. Spodobaev

The role of microfracturing in the formation of void space in silicites of the Berezhovskaya suite of Western Siberia 36

T. O. Kolesnikova, E. A. Krasnova, A. A. Suslova,

A. V. Stupakova, A. V. Mordasova, M. A. Bolshakova

Variations in source rock generation potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous succession on the Barents sea shelf 46

A. N. Obukhov, P. S. Babayants, A. A. Korneev,

A. V. Kolmakov, S. R. Ivanova

Tectonic features of the junction zone of the Rassokhinsky and Balakhninsky megaswells, Yenisei-Khatanga trough, based on the results of integrated airborne geophysical survey 58

D. O. Smirnova, A. V. Stupakova, R. S. Sautkin,

A. V. Mordasova, A. A. Vereshchagin, V. V. Chupakhina

Cyclic analysis and reservoir prediction in terrigenous Vendian deposits of the Mirnyi arch, Siberian platform 70

FIELD DEVELOPMENT

V. G. Vasiliev, A. A. Ploskov, I. V. Stonozhenko,

T. I. Suleymanov, O. V. Nikolaev

Investigation of the influence of the design of an inclined well on its productivity 84

D. A. Marakov, L. V. Samuylova, I. D. Alekseenko,

A. V. Keryuta, R. A. Skitsanu

Improving the methodology for determining drainable gas reserves based on production data from producing gas wells 92

REFINING AND PROCESSING

A. L. Titova, O. S. Dementeva

Synthesis of oxygen-containing compounds with various functional groups from a mixture of carbon dioxide and hydrogen 104

V. V. Cherchenko, S. D. Mikhalevskii, E. B. Fedorova

On the feasibility of switching to propane precooling in small-scale LNG production 114

I. Yu. Golovanov, A. Yu. Tishina, M. G. Lagutkin,

V. M. Fufaeva

Increasing the intensity and efficiency of the heat transfer process in a two-tube heat exchanger by tangentially arranging the pipes of the inter-tube space .. 122

OIL AND GAS PIPELINES

A. N. Naumenko, I. A. Leonovich

Decision on the using the in-line inspection results during determining the residual resource of tees of the main gas pipelines linear part 128

LABOR SAFETY

I. Yu. Golovanov, D. D. Dayanova, M. G. Lagutkin,

V. O. Strelnikova, V. A. Dikov

Modern technologies in the occupational safety management system at oil and gas producing enterprises in Russia 138

EVENTS

Events in the scientific society 145

Обзорная статья
УДК 346.7
EDN EUEJLM

Review article
UDC 346.7
EDN EUEJLM

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТА ВНЕДРЕНИЯ НОВОЙ
МОДЕЛИ ГАЗИФИКАЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ
ПРОЕКТА СОЦИАЛЬНОЙ ДОГАЗИФИКАЦИИ
ДОМОВЛАДЕНИЙ ГРАЖДАН

ANALYSIS OF THE RESULT INTRODUCTION
OF A NEW MODEL OF GASIFICATION
AND THE IMPLEMENTATION
OF THE PROJECT OF SOCIAL GASIFICATION
OF HOUSEHOLDS OF CITIZENS

Сергей Вадимович Густов
ООО «Газпром межрегионгаз», Санкт-Петербург, Россия
U2501003@mrg.gazprom.ru

Sergey V. Gustov
Gazprom mezhregiongaz LLC, Saint Petersburg, Russia
U2501003@mrg.gazprom.ru

Аннотация. В статье представлен анализ изменений, внесенных в 2021 году в Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», и их роли в становлении новой модели газификации и реализации проекта социальной догазификации. Исследованы предпосылки, содержание и практические результаты новелл в законодательстве, обеспечивших переход к новой

модели газификации и догазификации. Рассмотрены введенные в 2021–2023 годах правовые механизмы в целях сокращения сроков подключения и стоимости строительства газораспределительных сетей. Сделанные в статье выводы могут быть использованы в рамках правоприменения, а также для дальнейшего совершенствования законодательства в области газоснабжения.

Ключевые слова: газификация, догазификация, модель газификации, единый оператор газификации, региональный оператор газификации, финансирование догазификации, законодательство в области газоснабжения

Для цитирования: Густов С. В. Анализ результата внедрения новой модели газификации и реализации проекта социальной догазификации домовладений граждан // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 6–11. EDN EUEJLM.

Abstract. The article presents an analysis of the amendments introduced in 2021 to Federal Law No. 69-FZ dated March 31, 1999 “On Gas Supply in the Russian Federation” and their role in the formation of a new model of gasification and the implementation of the social gasification project. The prerequisites, content and practical results of the legislative amendments that ensured

the transition to a new model of gasification and pre-gasification are investigated. The legal mechanisms introduced in 2021–2023 were considered in order to reduce the connection time and cost of building gas distribution networks. The conclusions drawn in the article can be used in the framework of law enforcement, as well as for further improvement of legislation in the field of gas supply.

Keywords: gasification, pre-gasification, gasification model, unified gasification operator, regional gasification operator, financing of pre-gasification, legislation in the field of gas supply

For citation: Gustov S. V. Analysis of the result introduction of a new model of gasification and the implementation of the project of social gasification of households of citizens. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):6-11. (In Russ.). EDN EUEJLM.

Введение

Законодательное и нормативно-правовое регулирование газоснабжения в Российской Федерации основывается на Конституции Российской Федерации, Гражданском кодексе Российской Федерации, Федеральном законе от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях» и состоит из Федерального закона от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (ФЗ о газоснабжении), принимаемых в соответствии с ним федеральных законов, нормативных правовых актов Российской Федерации и нормативных правовых актов муниципальных образований [1].

ФЗ о газоснабжении определяет правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в Российской Федерации и направлен на обеспечение удовлетворения потребностей государства в стратегическом виде энергетических ресурсов – природном газе [2]. ФЗ о газоснабжении вступил в силу 8 апреля 1999 года, совершенствовался и дополнялся новыми нормами с учетом социально-экономических и технологических изменений, происходящих в Российской Федерации и Евразийском экономическом союзе.

При этом имеющий особую социальную значимость термин «газификация» оставался практически

неизменным: газификация – деятельность по реализации научно-технических и проектных решений, осуществлению строительно-монтажных работ и организационных мер, направленных на использование газа в качестве топливного и энергетического ресурса на объектах жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных объектах [3].

Поручение от 31 мая 2020 года Президента Российской Федерации В. В. Путина Правительству Российской Федерации совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии ПАО «Газпром» и иных организаций обеспечить поэтапное завершение газификации к 2024 году и 2030 году с проработкой мероприятий по упрощению процедур проектирования, строительства, реконструкции и капитального ремонта газопроводов и подключению граждан к газораспределительным сетям без привлечения их средств [4] потребовало:

- провести анализ действующей модели газоснабжения и газификации, в том числе проанализировать действующее законодательство о газоснабжении;
- выработать современные взвешенные и эффективные механизмы нового правового регулирования отношений в области газификации и газоснабжения.

Целью статьи явилось рассмотрение предпосылки для внесения в 2021 году масштабных изменений в ФЗ о газоснабжении, институционализация новых терминов и субъектов правоотношений, внедрение социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения населения страны и анализ результата нововведений в законодательство о газоснабжении.

Предпосылки для внесения изменений в законодательные акты

Для своевременного и надлежащего исполнения поручений президента Российской Федерации была разработана и распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2021 года № 1152-р утверждена «дорожная карта» по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации [5], в которую вошли как меры организационного характера, так и инициативы по изменению федерального законодательства для ускоренного внедрения новой системы газификации.

Основным мероприятием «дорожной карты», положившим начало системным изменениям в законодательной базе, в том числе в целях обеспечения догазификации, стало внесение изменений в ФЗ о газификации. В 2021 году был внедрен институт единого оператора газификации (ЕОГ) с возложением на него полномочий по развитию газификации территорий Российской Федерации [6]. Правительство Российской Федерации было наделено полномочиями по утверждению порядка взаимодействия единого оператора газификации, регионального оператора газификации (РОГ), органов государственной власти субъектов Российской Федерации,

органов публичной власти федеральных территорий и газораспределительных организаций, привлекаемых единым оператором газификации или региональным оператором газификации, при реализации мероприятий межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций.

Правительство Российской Федерации определяет юридическое лицо, являющееся единым оператором газификации, и перечень федеральных территорий и субъектов Российской Федерации, в которых действует единый оператор газификации, а также определяет региональных операторов газификации в случае, установленном законодательством Российской Федерации.

Институционализация новых терминов и субъектов правоотношений

Стоит в этой связи отметить, что в ФЗ о газоснабжении появилось сразу три новых определения, закрепивших статус и полномочия основных ответственных за газификацию и догазификацию:

1. Единый оператор газификации (ЕОГ) – организация – собственник Единой системы газоснабжения или аффилированное лицо указанной организации. С 2021 года единым оператором газификации является ООО «Газпром газификация», аффилированное с собственником Единой системы газоснабжения – ПАО «Газпром», которому косвенно принадлежит 100% долей ЕОГ [6]. ООО «Газпром газификация» определено в качестве ЕОГ для 73 субъектов Российской Федерации и федеральной территории «Сириус», в 16 регионах решениями органов исполнительной власти субъектов назначены РОГ.
2. Региональный оператор газификации (РОГ) – организация, не являющаяся ЕОГ, осуществляющая эксплуатацию и развитие на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, федеральной территории газораспределительных сетей и их объектов, оказывающая услуги, связанные с подачей газа его потребителям и их обслуживанием, владеющая на праве собственности или ином законном основании газораспределительными сетями, общая протяженность которых является наибольшей по сравнению с распределительными сетями, принадлежащими иным газораспределительным организациям и расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, федеральной территории, и (или) имеющая наибольшее количество заключенных договоров об оказании услуг по транспортировке газа его потребителям и (или) наибольшие объемы транспортировки газа его потребителям. Наиболее крупными РОГ являются такие организации, как АО «Мосгаз», АО «Мособлгаз», ООО «ПетербургГаз», ООО «Средневожская газовая компания», АО «ГАЗЭКС», АО «Калининградгазификация» и АО «Сахатранснефтегаз».

3. Газораспределительная организация (ГРО) – специализированная организация, которая владеет на праве собственности или ином законном основании газораспределительной сетью и осуществляет регулируемый вид деятельности по оказанию услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и по технологическому присоединению газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям, обеспечивает подачу газа его потребителям, а также эксплуатацию и развитие газораспределительной системы.

Существенно была переработана статья 17 ФЗ о газоснабжении «Правовые основы развития газификации территорий Российской Федерации», закрепившая центральную роль ЕОГ и РОГ в вопросах развития газификации территорий Российской Федерации, осуществляемой совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в рамках межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций [7]. При этом была сохранена вариативность источников финансирования соответствующих программ, которое может осуществляться за счет средств федерального бюджета, бюджетов соответствующих субъектов Российской Федерации и иных не запрещенных законодательством Российской Федерации источников.

Внедрение социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения населения страны

Согласно ФЗ о газоснабжении ЕОГ, РОГ на федеральной территории и территории соответствующего субъекта Российской Федерации:

- участвуют в разработке и согласовании межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, разработке схем расположения объектов газоснабжения, используемых для обеспечения населения газом, а также обеспечивают их реализацию;
- обеспечивают технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям.

Отдельно изменениями в ФЗ о газоснабжении были урегулированы случаи, когда технологическое присоединение осуществляется к газораспределительным сетям, принадлежащим ГРО, которая является независимой от организации – собственника Единой системы газоснабжения или аффилированного с ней лица (независимая ГРО). В таком случае мероприятия по технологическому присоединению проводятся независимой ГРО на основании отдельного соглашения, заключаемого между ЕОГ и (или) РОГ и независимыми ГРО.

В случае, если финансовых средств, получаемых в результате введения специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями и установления тарифа на услуги

по транспортировке газа по газораспределительным сетям, а также получаемых от иных источников финансирования, недостаточно для покрытия расходов регионального оператора газификации на технологическое присоединение к газораспределительным сетям газоиспользующего оборудования отдельных категорий заявителей, определяемых Правительством Российской Федерации, мероприятия по технологическому присоединению могут быть проведены или расходы по их проведению профинансированы единым оператором газификации в порядке, установленном правительством Российской Федерации [6].

Данная норма ФЗ о газоснабжении закрепила ответственность ЕОГ (и собственника Единой системы газоснабжения – ПАО «Газпром» – с учетом его аффилированности с ЕОГ) за финансовое обеспечение мероприятий по догазификации (подключению граждан к газораспределительным сетям без привлечения их средств).

Результаты нововведений в законодательство о газоснабжении

По действовавшей до середины 2021 года модели газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации:

- ПАО «Газпром» финансировало строительство магистральных газопроводов, газораспределительных станций и газопроводов-отводов, а также межпоселковых газопроводов, строительство которых осуществлялось организациями Группы Газпром в рамках программ газоснабжения и газификации, реализуемых совместно с субъектами Российской Федерации; газ доводился до границ населенных пунктов;
- строительство внутрипоселковых (уличных) газопроводов осуществляли субъекты Российской Федерации и/или муниципальные образования за счет средств бюджетов соответствующих уровней в рамках адресных программ капитальных вложений, реализуемых в соответствии с межрегиональными и региональными программами газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций (постановление Правительства Российской Федерации от 10 сентября 2016 года № 903);
- потребитель (на примере гражданина – собственника индивидуального жилого дома) финансировал строительство: газопровода «последней мили» – участка сети от уличного газопровода до границ земельного участка, на котором расположено домовладение, сети газопотребления внутри границ земельного участка, а также приобретение и установку внутридомового газового оборудования [5].

Данная модель характеризовалась, как несложно догадаться, проблемами с синхронизацией планов и фактических результатов работы всех участников этой инвестиционной деятельности, что в итоге привело к необходимости появления новой модели газификации с единым центром ответственности в лице ЕОГ. В соответствии с новой моделью газификации

ЕОГ отвечает за строительство газопроводов-отводов и газораспределительных станций, межпоселковых газопроводов, внутрипоселковых газопроводов и газопроводов «последней мили» до границ земельных участков заявителей, соответствующих критериям подключения в порядке догазификации [8].

Новая модель газификации позволяет освободить бюджеты субъектов Российской Федерации от расходов на строительство внутрипоселковых газопроводов, не ограничивая тем не менее последних в финансировании данных мероприятий при наличии такой необходимости. На этапе разработки новой модели газификации высказывались предложения, что сэкономленные средства бюджетов всех уровней могут быть направлены на обеспечение готовности потребителей к приему газа: субсидирование расходов отдельных категорий граждан на подготовку домовладений (системы отопления, вентиляции) к использованию газа, прокладку газопроводов внутри участка и приобретение газоиспользующего оборудования.

Также, как видно из описания двух моделей газификации, из зоны финансовой ответственности потребителя газа (гражданина, подключаемого в порядке догазификации) ушла «последняя миля». Теперь эти расходы берет на себя ГРО, к газораспределительным сетям которой производится подключение.

Таким образом, если раньше финансирование гражданином создания «последней мили» представляло собой доходы ГРО по договору о технологическом присоединении, в новой модели газификации – это инвестиции ГРО в собственные основные средства. То есть ГРО за счет собственных средств (как правило, это займы от ЕОГ/РОГ) создает газопроводы, которые учитываются на балансе ГРО в качестве объектов основных средств, на которые начисляется амортизация, формируются соответствующие затраты в себестоимости, учитываемые ФАС России при установлении ГРО тарифа на транспортировку газа [9]. Таким образом (пусть и без учета стоимости денег во времени) обеспечивается возвратность капитальных вложений ГРО: стоимость создаваемого имущества до границ земельных участков заявителей в рамках срока полезного использования сети газораспределения (40, 50 лет) равномерно переносится на себестоимость услуг ГРО по транспортировке газа, и у ГРО формируется источник для выплат по займам ЕОГ/РОГ [10].

Таким образом, внесение 11 июня 2021 года изменений в ФЗ о газоснабжении обеспечило внедрение нового подхода, который позволяет синхронизировать мероприятия по созданию всей необходимой инфра-

структуры, довести во вновь газифицируемых населенных пунктах газ сразу до границ земельных участков, значительно сократить время на подключение потребителей к газораспределительным сетям, оптимизировать расходы на строительство и регистрацию объектов [4].

Параллельно в 2021–2023 годах велась нормотворческая работа и по другим отраслям права в целях сокращения сроков подключения и стоимости строительства газораспределительных сетей и снижения административных барьеров.

Так, 2 июля 2021 года во исполнение «дорожной карты» были приняты федеральные законы № 305-ФЗ и № 298-ФЗ, имеющие важное значение для ускорения газификации, поскольку ими снижен размер государственной пошлины за регистрацию объектов газоснабжения и отменена необходимость получения разрешения на строительство газопроводов давлением до 1,2 МПа.

Кроме того, следует отметить Федеральный закон от 21 декабря 2021 года № 430-ФЗ «О внесении изменений в часть первую Гражданского кодекса Российской Федерации», которым период оформления прав собственности на бесхозяйные линейные объекты сокращен с одного года до трех месяцев, а также введена новелла о том, что организации, эксплуатирующие линейные объекты, могут наряду с органами, уполномоченными управлять муниципальным имуществом, обратиться в суд с требованием о признании права собственности на бесхозяйные сети.

Принятый 4 августа 2023 года Федеральный закон № 430-ФЗ ввел механизм «линейной амнистии», предусматривающий возможность для субъектов естественных монополий до 1 января 2025 года в упрощенном порядке без правоустанавливающих документов осуществить государственную регистрацию прав на линейные объекты, созданные до 30 декабря 2004 года. В 2024 году действие указанного механизма было продлено до 1 января 2027 года.

12 декабря 2023 года был принят Федеральный закон № 575-ФЗ, который разрешил возникшую в сентябре 2021 года проблему отсутствия правовых механизмов выдачи предварительных технических условий на подключение перспективных потребителей к проектируемым и строящимся газопроводам.

Закключение

Рассмотренный в настоящей статье современный подход к организации нормативной работы позволяет газовой отрасли эффективно реализовывать свой потенциал развития и укреплять позиции на внутреннем энергетическом рынке.

3. Ключко А. К., Гордашникова Д. М. Исследование газификации регионов России // Актуальные проблемы экономики и менеджмента. 2024. № 3(43). С. 30–38.
4. Новак А. Максимальная газификация регионов России – приоритет энергетической политики страны // Энергетическая политика. 2023. № 9(188). С. 8–13.
5. Беркаева А. К., Безпалов В. В., Михайлова А. Е., Букулов Т. М. Анализ текущего состояния и перспективы газификации России на период до 2030 года // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 8, № 5(146). С. 38–44.
6. Пузиков С. А. О некоторых правовых особенностях взаимодействия единого оператора газификации с независимыми газораспределительными организациями // Тенденции развития науки и образования. 2022. № 86-7. С. 106–110.
7. Семикашев В. В., Гайворонская М. С. Анализ текущего состояния и перспективы газификации России на период до 2030 г. // Проблемы прогнозирования. 2022. № 1(190). С. 91–100.
8. Шманев С. В. Газификация в России: проблемы и перспективы // Экономика, предпринимательство и право. 2025. Т. 15, № 6. С. 4093–4108.
9. Сабашникова М. М. Догазификация: правовые и практические аспекты // Вестник Центра права имени В. А. Мусина. 2025. № 2. С. 61–69.
10. Цацулин А. Н., Быков А. И. Реализация программы социальной газификации и догазификации в преодолении проблем отечественного ТЭК // Экономическое возрождение России. 2024. № 1(79). С. 150–166.

References

1. Romanova V. V. Gas law – formation and development // Legal Energy Forum. 2023. No. 2. P. 19–30. (In Russ).
2. Kozlenko N. D. Prospects for the development of gasification and pre-gasification in the Russian Federation in the context of modern challenges // Scientific Notes of the International Banking Institute. 2024. No. 3(49). P. 113–137. (In Russ).
3. Klochko A. K., Gordashnikova D. M. Study of gasification of Russian regions // Actual problems of economics and management. 2024. No. 3(43). P. 30–38. (In Russ).
4. Novak A. Maximum gasification of Russian regions is a priority of the country’s energy policy // Energy policy. 2023. No. 9(188). P. 8–13. (In Russ).
5. Berkayeva A. K., Bezpalov V. V., Mikhailova A. E., Bukulov T. M. Analysis of the current state and prospects of Russian gasification for the period up to 2030 // Economics and management: problems, solutions. 2024. Vol. 8, no. 5(146). P. 38–44. (In Russ).
6. Puzikov S. A. On some legal features of the interaction of a single gasification operator with independent gas distribution organizations // Trends in the development of science and education. 2022. No. 86-7. P. 106–110. (In Russ).
7. Semikashev V. V., Gaivoronskaya M. S. Analysis of the current state and prospects of Russian gasification for the period up to 2030 // Problems of forecasting. 2022. No. 1(190). P. 91–100. (In Russ).
8. Shmanev S. V. Gasification in Russia: problems and prospects // Economics, entrepreneurship and law. 2025. Vol. 15, no. 6. P. 4093–4108. (In Russ).
9. Sabashnikova M. M. Dogasification: legal and practical aspects // Bulletin of the V. A. Musin Center of Law. 2025. No. 2. P. 61–69. (In Russ).
10. Tsatsulin A. N., Bykov A. I. Implementation of the program of social gasification and pre-gasification in overcoming the problems of the domestic fuel and energy complex // Economic revival of Russia. 2024. No. 1(79). P. 150–166. (In Russ).

Информация об авторе

Сергей Вадимович Густов,
кандидат технических наук, генеральный директор

Information about the author

Sergey V. Gustov,
candidate of technical sciences, general manager

Статья поступила в редакцию 25.05.2026; одобрена после рецензирования 15.06.2026; принята к публикации 16.06.2026.

The article was submitted 25.05.2026; approved after reviewing 15.06.2026; accepted for publication 16.06.2026.

Список источников

1. Романова В. В. Газовое право – формирование и развитие // Правовой энергетический форум. 2023. № 2. С. 19–30.
2. Козленко Н. Д. Перспективы развития газификации и догазификации в Российской Федерации в условиях современных вызовов // Ученые записки Международного банковского института. 2024. № 3(49). С. 113–137.

Научная статья
УДК 550.83
EDN XPKZZM

ГЕНЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ЮЖНО-КАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ

В. Ю. Керимов¹, Р. Н. Мустаев², В. Ш. Гурбанов³, П. А. Романов⁴, И. С. Коротченя⁵
^{1, 2, 4}Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
³Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики, Баку, Азербайджан
⁵Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС», Москва, Россия
¹vagif.kerimov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>
²mustaevrn@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8808-1359>
³vaqif.qurbanov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1042-9025>
⁴romanovpa@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>
⁵ivan.korotchenya@gmail.com

Аннотация. В результате проведенного анализа и численного моделирования углеводородных систем в Южно-Каспийском нефтегазоносном бассейне выделяются три классические генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: эоцен-плиоценовая, майкоп-плиоценовая и миоцен-плиоценовая, а также три нетрадиционные (сланцевые) генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: эоценовая, майкопская и диатомовая, связанные с высокопродуктивными нефтегазоматеринскими толщами в разрезе осадочного чехла. Геодинамическое развитие и эволюция Южно-Каспийского бассейна и генерационно-аккумуляционные углеводородные системы определили особенности образования

и эволюцию очагов генерации. Моделирование углеводородных систем позволило определить критический момент – геологическое время, характеризующее процесс генерации – миграции – аккумуляции углеводородов. Вертикальная миграция углеводородов из нефтегазоматеринских толщ осуществляется по зонам дезинтеграции и разуплотнения пород в областях развития разломов и грязевых вулканов. Нефть плиоценового резервуара представляет собой смесь нефти из различных нефтематеринских толщ эоценового, олигоцен-миоценового (майкопского), миоценового (тархан-чокракского и диатомового) возраста, роль которых в каждой конкретной геологической ситуации различна.

Ключевые слова: Южно-Каспийский бассейн, нефтегазоматеринская толща, моделирование, углеводородные системы, геодинамика

Для цитирования: Керимов В. Ю., Мустаев Р. Н., Гурбанов В. Ш., Романов П. А., Коротченя И. С. Генерация углеводородов в Южно-Каспийском бассейне // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 12–21. EDN XPKZZM.

© Керимов В. Ю., Мустаев Р. Н., Гурбанов В. Ш., Романов П. А., Коротченя И. С., 2026

© Kerimov V. Yu., Mustayev R. N., Gurbanov V. Sh., Romanov P. A., Korotchenya I. S., 2026

Original article
UDC 550.83
EDN XPKZZM

HYDROCARBON GENERATION
IN THE SOUTH CASPIAN BASIN

V. Yu. Kerimov¹, R. N. Mustayev², V. Sh. Gurbanov³, P. A. Romanov⁴, I. S. Korotchenya⁵
^{1, 2, 4}Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University, Moscow, Russia
³Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan
⁵National University of Science and Technology “MISIS”, Moscow, Russia
¹vagif.kerimov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>
²mustaevrn@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8808-1359>
³vaqif.qurbanov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1042-9025>
⁴romanovpa@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>
⁵ivan.korotchenya@gmail.com

Abstract. As a result of the analysis and numerical modeling of hydrocarbon systems (HS) in the South Caspian oil and gas basin, three classical generation-accumulation hydrocarbon systems (GAHS) are distinguished – Eocene-Pliocene, Maikop-Pliocene and Miocene-Pliocene, as well as three unconventional (shale) GAHS – Eocene, Maikop and diatomaceous, associated with highly productive oil and gas source strata (HGMS) in the section of the sedimentary cover. Geodynamic development and evolution of the South Caspian Basin (SCB) and GAHS determined the features of formation

and evolution of generation centers. HS modeling made it possible to determine the critical moment – geological time, characterizing the process of generation – migration – accumulation of hydrocarbons. Vertical migration of hydrocarbons from NGMT is carried out through zones of disintegration and loosening of rocks in areas of development of faults and mud volcanoes. Oil of the Pliocene reservoir is a mixture of oil from various oil source strata of Eocene, Oligocene-Miocene (Maikop), Miocene (Tarkhan-Chokrak and diatomaceous) age, the role of which in each specific geological situation is different.

Keywords: South Caspian basin, oil and gas source strata, modeling, hydrocarbon systems, geodynamics

For citation: Kerimov V. Yu., Mustayev R. N., Gurbanov V. Sh., Romanov P. A., Korotchenya I. S. Hydrocarbon generation in the South Caspian basin. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):12-21. (In Russ.). EDN XPKZZM.

Введение

В Южно-Каспийском бассейне (ЮКБ) создались весьма уникальные условия для эволюции и распространения генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС). В результате проведенного анализа и численного моделирования углеводородных систем (УС) были выделены три классические ГАУС: эоцен-плиоценовая, майкоп-плиоценовая и миоцен-плиоценовая, а также три нетрадиционные (сланцевые) ГАУС: эоценовая, майкопская и диатомовая,

связанные с высокопродуктивными нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) в разрезе осадочного чехла. Южно-Каспийский осадочный бассейн характеризуется наличием высокопродуктивных НГМТ на четырех стратиграфических уровнях: в отложениях эоцена, майкопа, диатома и тархан-чокрака. Это подтверждается благоприятными палеогеографическими условиями их формирования в ЮКБ. Основным стратиграфическим интервалом, включающим резервуарные толщи хорошего качества, является

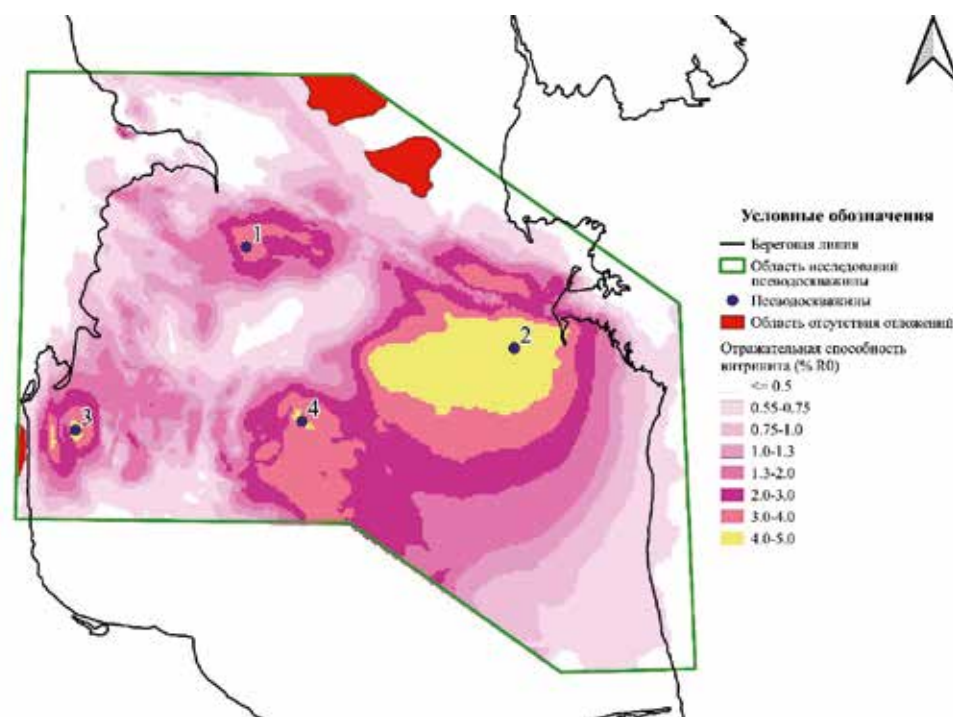


Рисунок 1 – Карта отражательной способности витринита с расположением псевдоскважины

продуктивная (или красноцветная) толща плиоцена, включающая большинство открытых месторождений в регионе. В соответствии с современным геологическим строением Южно-Каспийского осадочного бассейна наиболее вероятными НГМТ для плиоценовых залежей углеводородов могут являться миоценовые (диатом, караган-чокрак) отложения, расположенные непосредственно под продуктивной толщей. Остальные НГМТ отделены от резервуаров мощной толщей осадков. Однако полученные результаты изотопных и геохимических исследований флюидов в залежах открытых месторождений указывают на их полигенный состав, что позволяет предполагать участие нескольких НГМТ в формировании залежей. Нефть плиоценового резервуара представляет собой смесь нефти из различных нефтематеринских толщ эоценового, олигоцен-миоценового (майкопского), миоценового (тархан-чокракского и диатомового) возраста, роль которых в каждой конкретной геологической ситуации различна [9–13].

Целью статьи явилась оценка генерационной способности ЮКБ и выявление дальнейших перспектив нефтегазоносности исследуемого региона.

Методика исследований

Технологии, основанные на концепции ГАУС, направлены на изучение и анализ классических ГАУС, в которых НГМТ и резервуары стратиграфически и геометрически разделены, то есть принадлежат к разным толщам [1–6].

Оценка генерационного потенциала НГМТ в ЮКБ была выполнена по результатам геохимических исследований и моделирования углеводородных систем. Для этого были проведены геохимические лабораторные исследования (пиролитические, изотопно-геохимические и хромато-масс-спектрометрические)

и созданы модели УС. Результаты этих работ изложены авторами в статье «Оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ по результатам геохимических исследований в Южно-Каспийском бассейне», опубликованной в этом же журнале, а также в ряде публикаций [1, 3, 4, 10, 14, 15, 20].

Степень созревания НГМТ в ЮКБ была оценена путем построения кривой погружения, с помощью которой определялись ключевые этапы: время начала генерации, миграции, аккумуляции углеводородов, их истощение, а также наступление критического момента. Начало генерации – миграции – накопления обычно происходит, когда материнская порода достигает термической зрелости при эквиваленте отражательной способности витринита $R_0 = 0,6\%$, и заканчивается, когда материнская порода либо поднимается до того, как все углеводороды могут быть вытеснены, либо истощается, поскольку материнская порода более глубоко залегает [14–19]. Кривая отражает тепловую историю созревания и преобразования НГМТ. Для изучения истории созревания (погружения) НГМТ, с учетом особенностей геологического строения ЮКБ, была создана сеть псевдоскважин (см. рис. 1) из четырех скважин, в каждой из которой были построены графики созревания (погружения) НГМТ, определены катагенетическая зональность, время вхождения в нефтяное и газовое окно для НГМТ эоценового, майкопского, диатомового и тархан-чокракского возрастов.

Результаты исследований

Моделирование УС позволило создать модели реализации генерационного потенциала (transformation ratio (TR)) в НГМТ ЮКБ (см. рис. 2, с. 15).

Модели критического момента на разных геохронологических этапах представлены на рисунке 3 (с. 16).

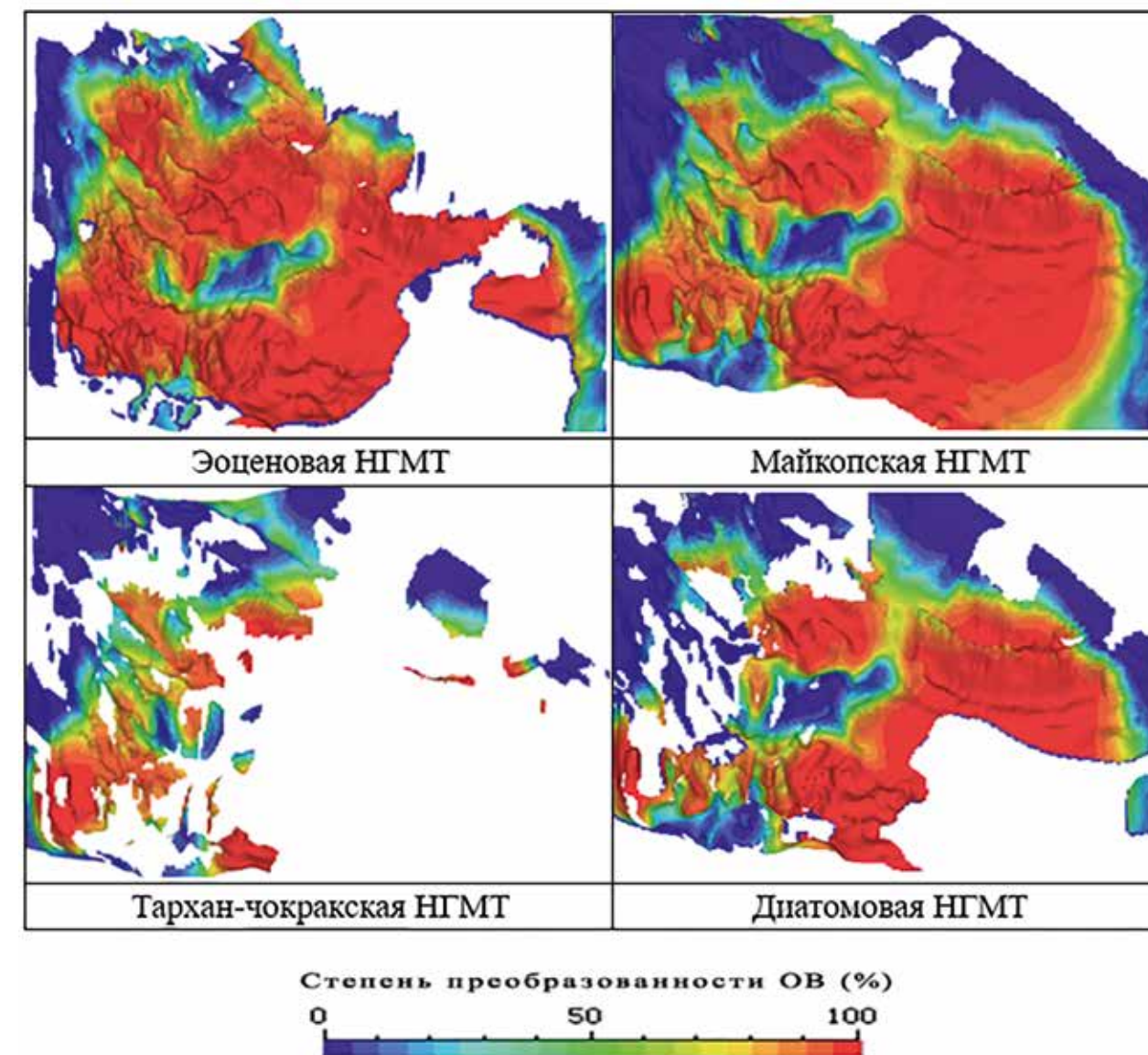
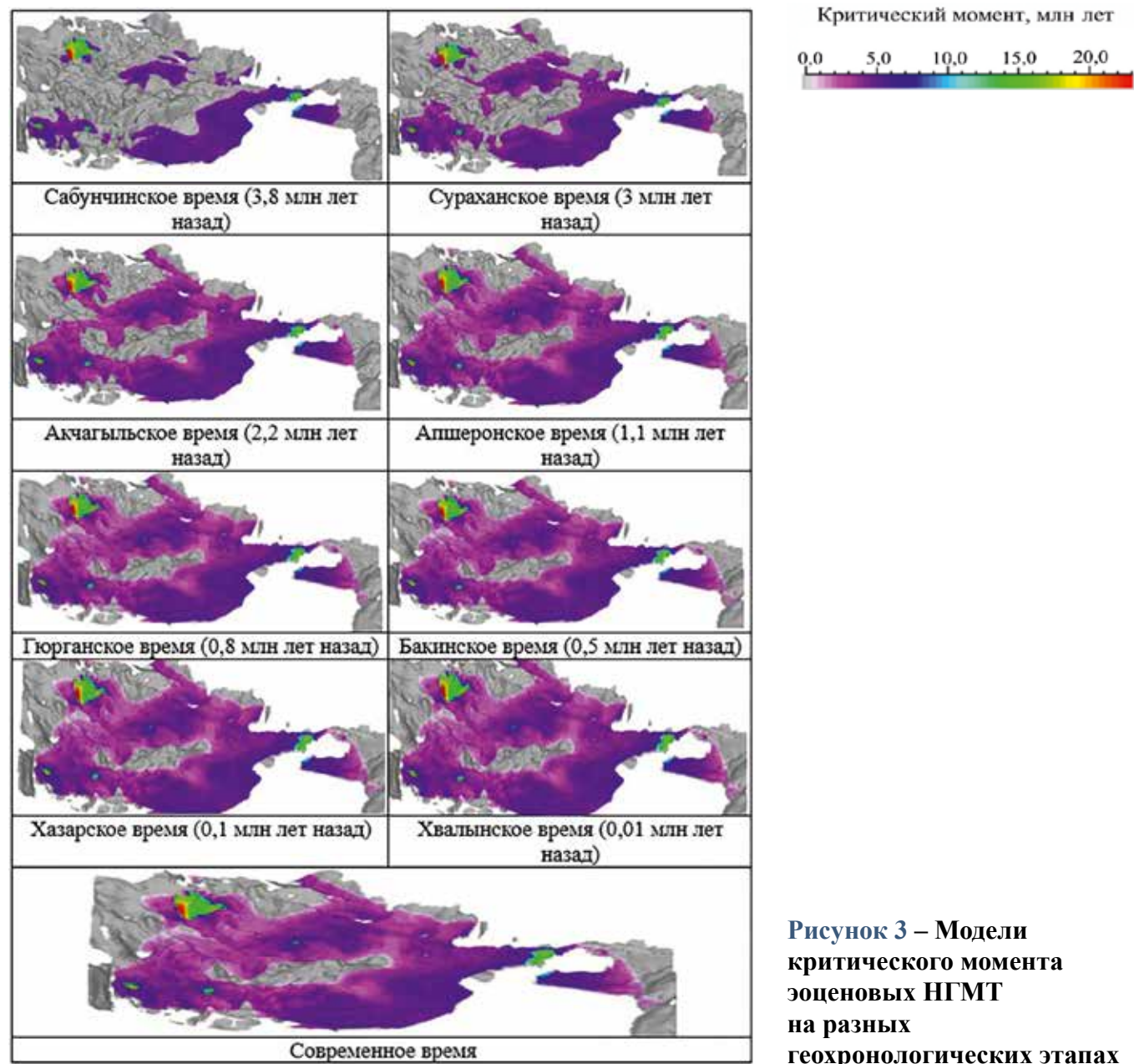


Рисунок 2 – Модели реализации генерационного потенциала (TR) в НГМТ ЮКБ

Критические моменты – это время, которое наилучшим образом отображает генерацию – миграцию – накопление углеводородов в УС. Это период генерационного процесса, в течение которого сгенерировано и начало эмигрировать основное количество углеводородов, составляющее около 50%. Преодоление критического момента происходит в очагах генерации углеводородов, которые, как правило, представляют собой части НГМТ, расположенные в пределах главной зоны нефтеобразования. Генерация и миграция углеводородов в УС никогда не начинается с начала формирования материнской породы и редко продолжается до наших дней [20–22]. Время, в течение которого происходит процесс генерации – миграции – аккумуляции, может составлять десятки миллионов лет.

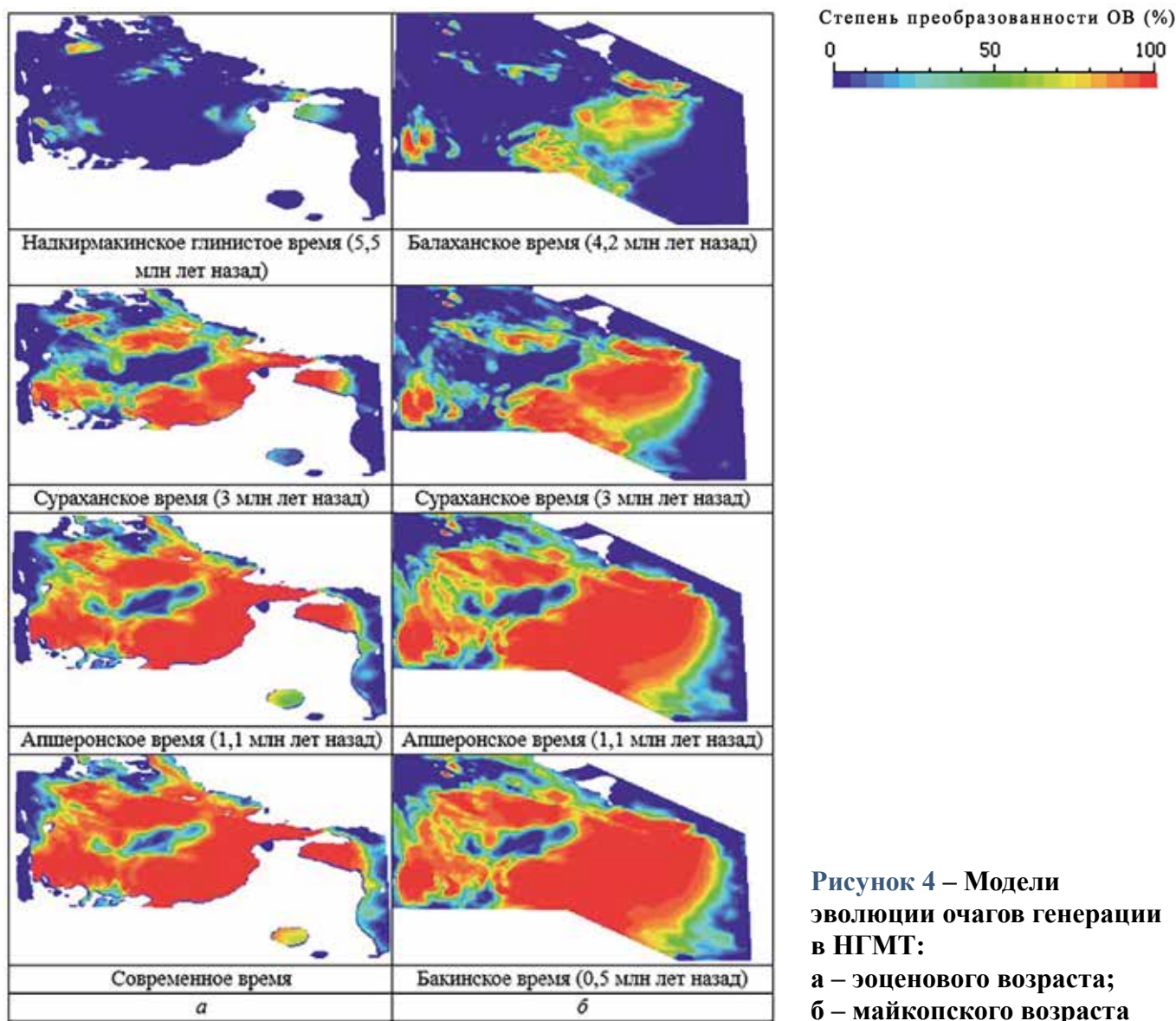
Результаты моделирования свидетельствуют, что критический момент в эоценовых отложениях (см. рис. 3) наступает к концу сураханского времени

(3 млн лет назад), то есть во время формирования верхнего отдела ПТ, в период которого объем сгенерированной нефти составил около 50% – 28,8 млрд т у.т. Далее на разных геохронологических этапах происходит охват (увеличение) территорий критического момента. Этот период, а именно конец позднего плиоцена, сураханское время (около 3 млн лет назад), соответствует критическому моменту майкопской НГМТ, когда объем сгенерированной нефти достиг 55,4 млрд т у.т. и началась эмиграция углеводородов. В НГМТ диатомового возраста, характеризующихся богатой исходной органикой, критический момент наступает к концу позднего плиоцена, в сураханское время (около 3 млн лет назад), когда объем сгенерированной нефти достиг 13,4 млрд т у.т. В НГМТ тархан-чокракского возраста критический момент был преодолен только к концу акагыльского времени (2,2 млн лет назад), а объем сгенерированной нефти составил 4,3 млрд т у.т.



Очаги генерации углеводородов – это участки, где в критический момент происходила активная генерация углеводородов. Они включают области, соответствующие нефтяному и газовому окнам, и выступают в качестве источников для серии генетически связанных скоплений углеводородов [23, 24]. Очаг зрелой НГМТ может быть активным, неактивным или истощенным. Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях [25]. Основной характеристикой очага генерации является степень катагенетической преобразованности находящихся в очаге НГМТ, что в совокупности с типом исходной органики определяет фазовый состав генерируемых флюидов. Для выделения, картирования и исследования эволюций очагов генерации были созданы модели эволюции очагов генерации в НГМТ эоценового, майкопского,

диаомового и тархан-чокракского возрастов (см. рис. 4, с. 17). Модельные построения свидетельствуют о том, что ЮКБ является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяются несколько стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных автономных очагов генерации углеводородов. Пространственное распределение очагов генерации углеводородов носит мозаичный характер и отвечает тектоническим особенностям бассейна и генерационному потенциалу отдельных стратиграфических интервалов кайнозойского комплекса, региональной и локальной неоднородности теплового поля, пластовых температур и распределения давлений. Наличие очагов и их потенциальные возможности являлись определяющим фактором процесса генерации (интенсивности, продолжительности и др.) в бассейне.



Модели генерации (катагенетической эволюции) углеводородов в НГМТ представлены на рисунке 4. Как следует из моделей, генерация углеводородов в эоценовой НГМТ началась к концу понтического времени (5,75 млн лет назад), а уже во время фасилия (4,9 млн лет назад) объем сгенерированной нефти составил 7,1 млрд т у.т. Основные этапы генерации углеводородов в НГМТ эоценового возраста происходят в период плейстоцена – квартера, в котором объем сгенерированной нефти достиг 55,15 млрд т у.т. Модель генерации углеводородов в НГМТ олигоцен-миоценового (майкопского) возраста показывает, что интенсивная генерация началась в позднем плиоцене, в период которого объем сгенерированной нефти составил 7,5 млрд т у.т. К концу позднего плиоцена, в сураханское время объем сгенерированной нефти составил 55,4 млрд т у.т. Основные этапы генерации углеводородов в НГМТ олигоцен-миоценового возраста происходят в период плейстоцена – квартера, в котором объем сгенерированной нефти достиг 78 млрд т у.т. В это время в результате расширения

площадей мелких центров они были объединены в единый очаг генерации. Отложения майкопского возраста находятся в интервалах глубин, находящихся в зоне нефтяного окна (oil window), в котором происходит генерация углеводородов с максимальной активностью, в том числе и легких (до 4%). С переходом в зону МК4 майкопские отложения в главной зоне газообразования начинают генерировать газообразные углеводороды. Нижне- и средне-майкопские материнские породы (олигоцен) находились в зоне генерации газа до конца понтического времени (поздний миоцен), вплоть до отложения ПТ. Верхне-майкопские материнские породы (нижний миоцен) находились в окне генерации нефти и вошли в окно генерации газа в конце понтического времени. Зрелость ОВ в отложениях юго-западной части была выше, чем в северной, и эти материнские породы уже достигли окна генерации газа. В восточной части Южно-Апшеронского прогиба олигоцен-нижнемиоценовый комплекс почти полностью реализовал свой нефтегенерирующий потенциал, и эти отложения находятся в стадии генерации газа.

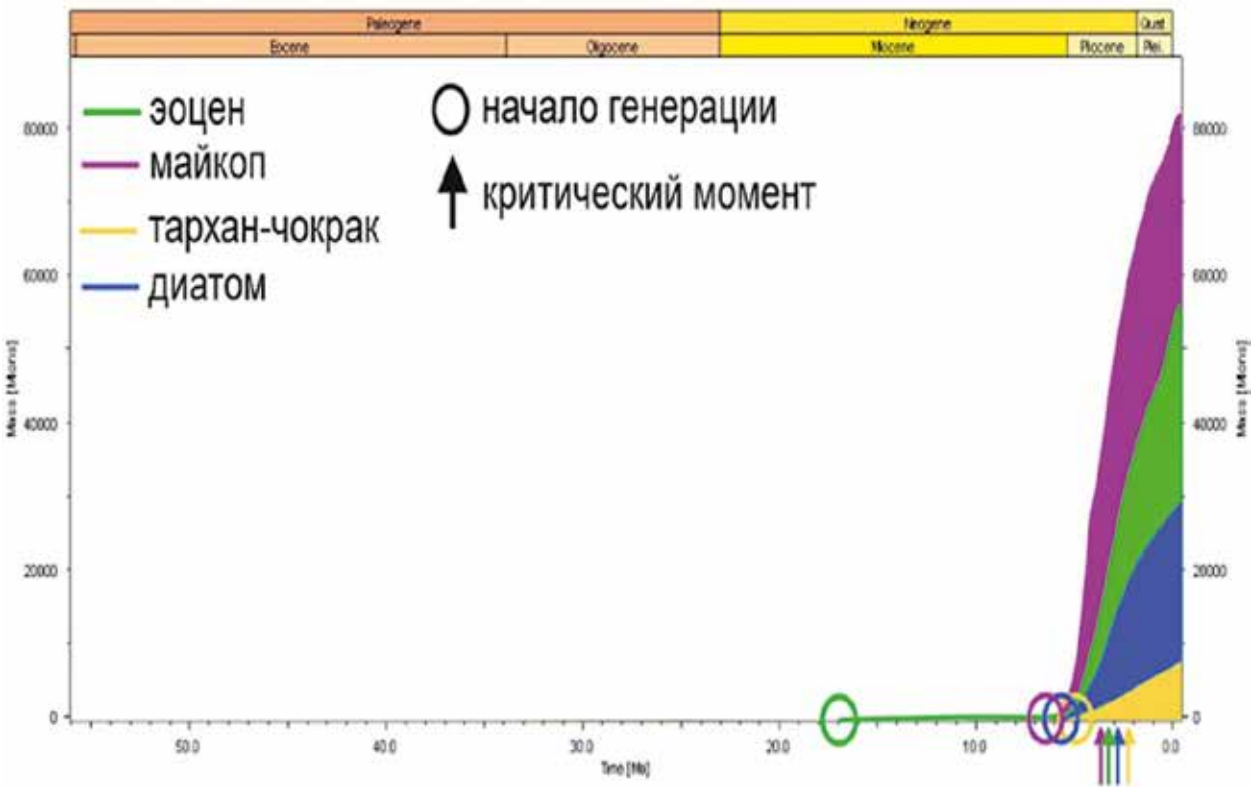


Рисунок 5 – Графики процессов генерации углеводородов в УС ЮКБ

В западной и северной частях прогиба этот комплекс пребывает в основном на стадии генерации зрелых нефтей и конденсата.

Согласно моделям генерации углеводородов, в НГМТ тархан-чокракского возраста процесс начался в позднем плиоцене, в балаханское время (около 4,2 млн лет назад). За этот период объем сгенерированной нефти составил всего 699 млн т у.т. К концу акчагыльского времени (2,2 млн лет назад) соответствующий критическому моменту объем сгенерированной нефти составил 4,3 млрд т у.т. Основные этапы генерации углеводородов в НГМТ олигоцен-миоценового возраста происходят в период плейстоцена – квартера, в котором объем сгенерированной нефти достиг всего 7,7 млрд т у.т. Чокракская свита в юго-западной части бассейна достигла окна пиковой генерации нефти.

Генерация углеводородов в отложениях НГМТ диатомового возраста началась на раннем этапе позднего плиоцена, в фасильское время (около 4,9 млн лет назад). В этот период объем сгенерированной нефти составил всего 808 млн т у.т. К концу позднего плиоцена, в сураханское время (3 млн лет назад), соответствующее критическому моменту, объем сгенерированной нефти составил 13,4 млрд т у.т. Основные этапы генерации углеводородов в НГМТ диатомового возраста происходят в период плейстоцена – квартера, в котором объем сгенерированной нефти достиг всего 29,5 млрд т у.т.

На рисунке 5 показан график процесса генерации углеводородов в НГМТ кайнозойского возраста в ЮКБ, начало генерации и критические моменты.

В таблице 1 показан объем сгенерированных углеводородов в НГМТ ЮКБ.

Таблица 1 – Объем сгенерированных углеводородов в НГМТ ЮКБ

НГМТ	Объем сгенерированных углеводородов, млрд т у. т.	Нефтяная составляющая, %	Газовая составляющая, %	Остаточный потенциал, млрд т у. т.
Эоценовая	55,15	79,78	20,22	20
Майкопская	83	82,88	17,12	20,9
Тархан-чокракская	7,7	86,15	13,85	6,7
Диатомовая	29,5	85,36	14,64	19,8
Всего	175,35	83,54	16,46	67,4

В таблице оценены общий объем сгенерированных углеводородов в классических УС ЮКБ, который составляет 175,35 млрд т, и остаточный потенциал, который может характеризовать нетрадиционные (сланцевые) УС ЮКБ, – 67,4 млрд т.

Закключение

В результате проведенного анализа и численного моделирования УС в Южно-Каспийском нефтегазоносном бассейне выделяются три классические ГАУС: эоцен-плиоценовая, майкоп-плиоценовая и миоцен-плиоценовая, а также три нетрадиционные (сланцевые) ГАУС: эоценовая, майкопская и диатомовая, связанные с высокопродуктивными НГМТ в разрезе осадочного чехла. Модельные построения свидетельствуют о том, что ЮКБ является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяются несколько стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных автономных очагов генерации углеводородов в эоценовых, майкопских

и миоценовых УС. Пространственное распределение очагов генерации углеводородов носит мозаичный характер и отвечает тектоническим особенностям бассейна и генерационному потенциалу отдельных стратиграфических интервалов кайнозойского комплекса, региональной и локальной неоднородности теплового поля, пластовых температур и распределения давлений. Наличие очагов и их потенциальные возможности являлись определяющим фактором процесса генерации (интенсивности, продолжительности и др.) в бассейне.

Нефть плиоценового резервуара представляет собой смесь нефти из различных нефтематеринских толщ эоценового, олигоцен-миоценового (майкопского), миоценового (тархан-чокракского и диатомового) возраста, роль которых в каждой конкретной геологической ситуации различна. Объем сгенерированных углеводородов в ЮКБ составляет 175,35 млрд т, а остаточный потенциал – 67,4 млрд т.

Список источников

- Ализаде А. А., Гулиев И. С., Мамедов П. З. Продуктивная толща Азербайджана. В двух томах. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. Т. 1. 305 с. Т. 2. 236 с.
- Атлас палеогеографических карт: шельфы Евразии в мезозое и кайнозое / под ред. М. Н. Алексеева. Том 1. Текст 9.1–9.37; Том 2. Карты. ГИН АН СССР. М.: Робертсон Групп, 1992.
- Багир-заде Ф. М., Керимов К. М., Салаев С. Г. Глубинное строение и нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. Баку: Азернешр, 1988. 302 с.
- Багир-заде Ф. М., Нариманов А. А., Бабаев Ф. Р. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. М.: Недра, 1988. 208 с.
- Гасанов И. С., Юсуфзаде Х. Б., Гаджиев Т. Г. Атлас нефтегазоносных и перспективных структур Каспийского моря. Объяснительная записка / Мингео СССР, ЮжВНИИГеофизики; МинГазпром СССР, ВМНПО Союзморгео. Л.: ВСЕГЕИ, 1989. 66 с.
- Керимов К. М., Новрузов А. К., Данешвар С. Н. Глубинные разломы и некоторые особенности нефтегазовых месторождений в Южно-Каспийской мегавпадине // Вести Бакинского университета. 2012. № 3. С. 69–78.
- Мехтиев Ш. Ф., Рачинский М. З. О возможном механизме формирования залежей нефти и газа и о причинах закономерного изменения свойств нефтей и вод в Апшеронской области нефтегазообразования и нефтегазонакопления // ДАН Азерб. ССР. 1967. Т. XXIII, № 12.
- Гулиев И. С., Клячко Н. В., Мамедов С. А., Сулейманова С. В. Нефтепродуцирующие и коллекторские свойства отложений Южно-Каспийской впадины // Литология и полезные ископаемые. 1992. № 2. С. 110–120.
- Feyzullayev A. A., Aghayeva V. ANAS Transactions // Earth Sciences. 2022. Vol. 1. P. 68–80.
- Guliyev I. S., Kerimov V. Yu., Osipov A. V., Mustaev R. N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proceedings. 2017. No 1. P. 4–16.
- Aghayeva V., Sachsenhofer R. F., van Baak C. G. C. New geochemical insights into Cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region // Journal of petroleum geology. 2021. Vol. 44, no. 3. P. 349–384.
- Abdullayev N., Kadirov F., Guliyev I. New insight on the crustal structure of the onshore and offshore azerbaijan, south caspian basin // 85th EAGE annual conference & exhibition (including the Workshop Programme). 2024. Vol. 1. P. 1–5.
- Malovitsky Ya. P., Senin B. V., Lysell F. T. PGS Reservoir AS, Petroleum geology atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III / ed. by PA Soyuzmorgeo. Norway, Oslo, 1997.
- Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia // Fuel. 2018. Vol. 216. P. 835–842.
- Gordadze G. N., Kerimov V. Y., Gaiduk A. V., Kuznetsov N. B., Romanyuk T. V. Article Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from late Precambrian and lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian Platform) // Geochemistry International. 2017. Vol. 55(4). P. 360–366.
- Bogoyavlensky V. I., Kerimov V. Y., Olkhovskaya O. O. Dangerous gas-saturated objects in the waters of the World Ocean: the Sea of Okhotsk // Oil industry. 2016. No. 6. P. 43–47.

17. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Etirmishli G. D., Yusubov N. P. Influence of modgeodynamics on the structure and tectonics of the Black Sea-Caspian region // Eurasian Mining. 2021. Vol. 35(1). P. 3–8.

18. Kerimov V. Yu., Shilov G. Ya., Mustayev R. N., Dmitrievskiy S. S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus // Oil industry. 2016. No. 2. P. 8–11.

19. Kerimov V. Y., Osipov A. V., Mustaev R. N., Monakova A. S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure 16th Science and Applied Research // Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014.

20. Kerimov V. Y., Bondarev A. V. Mustaev R. N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Oil Industry. 2017. No. 8. P. 36–41.

21. Lapidus A. L., Kerimov V. Y., Mustaev R. N., Salikhova I. M., Zhagfarov F. G. Natural Bitumens: Physicochemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. Vol. 52(6). P. 344–355.

22. Guliev S., Mustaev R. N., Kerimov V. Y., Yudin M. N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal. 2018. No. 11. P. 38–42.

23. Керимов В. Ю., Шилов Г. Я., Серикова У. С. Геологические риски при поисках и разведке месторождений нефти и газа и пути их снижения // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 8. С. 44–52.

24. Керимов В. Ю., Рачинский М. З., Шилов Г. Я., Мустаев Р. Н. Геологоразведочные работы в Туркменской акватории Южного Каспия – неудачи, перспективы и задачи // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 11. С. 17–24.

25. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Dmitrievsky S. S., Yandarbiev N. Sh., Kozlova E. V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadum formation of the Pre-Caucasus // Oil Industry. 2015. No. 10. P. 50–53.

References

1. Alizade A. A., Guliyev I. S., Mamedov P. Z. Productive strata of Azerbaijan. In 2 volumes. Moscow: Izdatelskiy dom Nedra, 2018. Vol. 1. 305 p. Vol. 2. 236 p. (In Russ).

2. Atlas of paleogeographic maps: shelves of Eurasia in the Mesozoic and Cenozoic / ed. M. N. Alekseev. Vol. 1. Text 9.1–9.37; Vol. 2. Maps. GIN AN USSR. Robertson Group, 1992. (In Russ).

3. Bagir-zade F. M., Kerimov K. M., Salayev S. G. Deep structure and oil and gas potential of the South Caspian megadepression. Baku: Azerneshr, 1988. 302 p. (In Russ).

4. Bagir-zade F. M., Narimanov A. A., Babayev F. R. Geological and geochemical features of the Caspian Sea fields. Moscow: Nedra, 1988. 208 p. (In Russ).

5. Gasanov I. S., Yusufzade H. B., Gadzhiev T. G. Atlas of oil and gas bearing and prospective structures of the Caspian Sea. Explanatory note / USSR Ministry of Geology, South-VNIIGeofiziki; USSR Ministry of Gazprom, VMNPO Soyuzmorgeo. Leningrad: VSEGEI, 1989. 66 p. (In Russ).

6. Kerimov K. M., Novruzov A. K., Daneshvar S. N. Deep faults and some features of oil and gas fields in the South Caspian megadepression // News of Baku University. 2012. No. 3. P. 69–78. (In Russ).

7. Mekhtiev Sh. F., Rachinsky M. Z. On the possible mechanism of oil and gas deposits formation and on the reasons for the regular change in the properties of oils and waters in the Apsheron region of oil and gas formation and accumulation // DAN Azerb. SSR. 1967. Vol. XXIII, no. 12. (In Russ).

8. Guliyev I. S., Klyatsko N. V., Mamedov S. A., Suleymanova S. V. Oil-producing and reservoir properties of sediments of the South Caspian Basin // Lithology and useful minerals. 1992. No. 2. P. 110–120. (In Russ).

9. Feyzullayev A. A., Aghayeva V. ANAS Transactions // Earth Sciences. 2022. Vol. 1. P. 68–80.

10. Guliyev I. S., Kerimov V. Yu., Osipov A. V., Mustaev R. N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proceedings. 2017. No 1. P. 4–16.

11. Aghayeva V., Sachsenhofer R. F., van Baak C. G. C. New geochemical insights into Cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region // Journal of petroleum geology. 2021. Vol. 44, no. 3. P. 349–384.

12. Abdullayev N., Kadirov F., Guliyev I. New insight on the crustal structure of the onshore and offshore azerbaijan, south caspian basin // 85th EAGE annual conference & exhibition (including the Workshop Programme). 2024. Vol. 1. P. 1–5.

13. Malovitsky Ya. P. Senin B. V., Lysell F. T. PGS Reservoir AS, Petroleum geology atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III / ed. by PA Soyuzmorgeo. Norway, Oslo, 1997.

14. Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia // Fuel. 2018. Vol. 216. P. 835–842.

15. Gordadze G. N., Kerimov V. Y., Gaiduk A. V., Kuznetsov N. B., Romanyuk T. V. Article Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from late Precambrian and lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian Platform) // Geochemistry International. 2017. Vol. 55(4). P. 360–366.

16. Bogoyavlensky V. I., Kerimov V. Y., Olkhovskaya O. O. Dangerous gas–saturated objects in the waters of the World Ocean: the Sea of Okhotsk // Oil industry. 2016. No. 6. P. 43-47.

17. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Etirmishli G. D., Yusubov N. P. Influence of modgeodynamics on the structure and tectonics of the Black Sea-Caspian region // Eurasian Mining. 2021. Vol. 35(1). P. 3–8.

18. Kerimov V. Yu., Shilov G. Ya., Mustayev R. N., Dmitrievskiy S. S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus // Oil industry. 2016. No. 2. P. 8–11.

19. Kerimov V. Y., Osipov A. V., Mustaev R. N., Monakova A. S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure 16th Science and Applied Research // Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014.

20. Kerimov V. Y., Bondarev A. V. Mustaev R. N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Oil Industry. 2017. No. 8. P. 36–41.

21. Lapidus A. L., Kerimov V. Y., Mustaev R. N., Salikhova I. M., Zhagfarov F. G. Natural Bitumens: Physicochemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. Vol. 52(6). P. 344–355.

22. Guliev S., Mustaev R. N., Kerimov V. Y., Yudin M. N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal. 2018. No. 11. P. 38–42

23. Kerimov V. Yu. Shilov G. Ya., Serikova U. S. Geological risks in the exploration and appraisal of oil and gas fields and ways to mitigate them // Oil, gas and business. 2014. No. 8. P. 44–52. (In Russ).

24. Kerimov V. Yu., Rachinsky M. Z., Shilov G. Ya., Mustayev R. N. Geological exploration in the Turkmen sector of the South Caspian Sea: failures, prospects and tasks // Oil Industry. 2011. No. 11. P. 17–24. (In Russ).

25. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Dmitrievsky S. S., Yandarbiev N. Sh., Kozlova E. V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadum formation of the Pre-Caucasus // Oil Industry. 2015. No. 10. P. 50–53.

Информация об авторе

Вагиф Юнус оглы Керимов,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений
углеводородов
Рустам Наильевич Мустаев,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры
геологии и разведки месторождений углеводородов
Вагиф Шихи оглы Гурбанов,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
исполнительный директор
Павел Анатольевич Романов,
старший преподаватель кафедры геологии и разведки
месторождений углеводородов
Иван Сергеевич Коротченя,
магистрант кафедры инфокоммуникационных технологий

Information about the author

Vagif Y. Kerimov,
doctor of geological and mineralogical sciences, professor,
head of the department of geology and hydrocarbon deposit
exploration
Rustam N. Mustayev,
candidate of geological and mineralogical sciences, associate
professor of the department of geology and hydrocarbon deposit
exploration
Vagif S. oglu Gurbanov,
doctor of geological and mineralogical sciences, professor,
executive director
Pavel A. Romanov,
senior lecturer of the department of geology and hydrocarbon
deposit exploration
Ivan S. Korotchenya,
master’s student of the department of infocommunication
technologies

Статья поступила в редакцию 19.03.2026; одобрена после рецензирования 11.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 19.03.2026; approved after reviewing 11.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 22–35

Научная статья
УДК 552.578.1
EDN FPFRBNГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ПОТЕНЦИАЛ
ЗАХОРОНЕНИЯ CO₂ В НИЖНЕКЕМБРИЙСКОЙ
СВИТЕ ЦЮНЧЖУСЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
СЫЧУАНЬСКОГО БАСЕЙНАЛиюань Чжан¹, Антонина Васильевна Ступакова², Цзэчжан Сун³, Чэндун Юань⁴^{1,2}Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва, Россия^{1,4}Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия³Китайский нефтяной университет, Пекин, Китайzhangxiangkun.789@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0008-5857-0264>a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>songzz@cup.edu.cn, <https://orcid.org/0000-0001-5573-1490>C.yuan@skoltech.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7327-8092>

Аннотация. Свита Цюнчжусы раннекембрийского возраста южной части Сычуаньского бассейна рассмотрена в качестве потенциального объекта для захоронения CO₂. Свита сложена преимущественно керогеново-глинисто-кремнистыми породами с отдельными прослоями песчано-алевролитового материала. На основе минералогического анализа и литологической классификации в пределах данной толщи было выделено пять групп литотипов. По разрезу они образуют последовательный переход от органообогащенных черных кремнистых пород к кремнисто-глинистым и алевролитовым породам. Содержание общего ТОС изменяется в широких пределах – от 0,07 до 7,95, при этом наибольшими значениями ТОС характеризуются литотипы первой и второй групп.

На основе корреляции литологического состава отложений и корреляции каротажных кривых по профилям В-В' и С-С' установлено, что свита Цюн-

чжусы обладает четким внутренним литолого-стратиграфическим строением. По вертикали в ее составе выделяются три региональных трансгрессивно-регрессивных циклита, в составе которых прослежены пачки с преобладанием различных групп литотипов. Наибольшим потенциалом для геологического захоронения CO₂ в пределах свиты Цюнчжусы обладают нижние пачки каждого циклита, представленные керогеново-кремнистыми и керогеново-кремнисто-глинистыми породами, богатыми органическим веществом. Для расчета емкости захоронения CO₂ был использован метод коэффициента конкурентной адсорбции с обязательным учетом водонасыщенности. Результаты показали, что емкость захоронения CO₂ для первой керогеново-кремнистой пачки нижнего циклита свиты Цюнчжусы составляет 11,83–13,84 м³/т при среднем значении 12,83 м³/т, что эквивалентно примерно 25,4 кг CO₂ на тонну породы.

Ключевые слова: Сычуаньский бассейн, захоронение CO₂, сланцевый газ, морской сланец, органическое вещество

Финансирование: работа выполнена в рамках российско-китайского академического сотрудничества.

С китайской стороны работа выполнялась при финансовой поддержке Национального фонда естественных наук Китая (NSFC, программа General Program, грант № 42272161 «Количественная характеристика глубокой и сверхглубокой гидротермальной активности и ее модифицирующего воздействия на палеонефтяные резервуары»), а также Китайского совета по стипендиям (China Scholarship Council, CSC).

С российской стороны работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС AAAA-A16-116033010113-2.

Для цитирования: Чжан Л., Ступакова А. В., Сун Ц., Юань Ч. Геологические условия и потенциал захоронения CO₂ в нижнекембрийской свите Цюнчжусы южной части Сычуаньского бассейна // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 22–35. EDN FPFRBN.

Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):22-35

Original article
UDC 552.578.1
EDN FPFRBNGEOLOGICAL CONDITIONS AND CO₂
STORAGE POTENTIAL OF THE LOWER
CAMBRIAN QIONGZHUSI FORMATION
IN THE SOUTHERN SICHUAN BASINLiyuan Zhang¹, Antonina V. Stupakova², Zezhang Song³, Chengdong Yuan⁴^{1,2}Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia^{1,4}Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia³China University of Petroleum, Beijing, Chinazhangxiangkun.789@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0008-5857-0264>a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>songzz@cup.edu.cn, <https://orcid.org/0000-0001-5573-1490>C.yuan@skoltech.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7327-8092>

Abstract. This work investigates the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin as a potential target for geological CO₂ storage. The objective of the research was to identify the most favorable interval in the stratigraphic section and evaluate its CO₂ storage capacity. The study utilizes X-ray diffraction analysis data on the bulk mineral composition and clay mineral assemblages of core samples from Wells Z201, WY1H and MX9, organic matter content data, results of interwell correlations of profiles B-B' and C-C', well logging curves, and adsorption experiment measurements. It is determined that the Qiongzhusi Formation is predominantly composed of siliceous argillaceous rocks, with illite as the dominant clay mineral. Five lithotypes are distinguished, among which Lithotypes 1 and 2 feature the highest organic matter content. Organic matters range from 0.07 to 7.95 %.

Based on gamma-ray logging data, Sub members 1-1 and 1-2 as well as Member 2 are identified in the stratigraphic section, and eight sedimentary cycles are recognized within the formation. The lower part of the section exhibits the highest gamma-ray values and the most extensive development of organic-rich argillaceous rocks. The first interval of Sub member 1-1, which is most fully developed in the central part of the depression, is determined as the most prospective target zone. For this interval, the CO₂ storage capacity is calculated as 11.83–13.84 m³/t via the competitive adsorption coefficient method considering water saturation, with an average value of 12.83 m³/t, equivalent to approximately 25.4 kg of CO₂ per ton of rock. The results demonstrate that the first interval of Sub member 1-1 can be regarded as the main target interval for further research and pilot projects on geological CO₂ storage.

Keywords: Sichuan Basin, CO₂ storage, shale gas, marine shale, organic matter

Funding: this work was carried out within the framework of Russian-Chinese academic cooperation.

On the Chinese side, the work was financially supported by the National Natural Science Foundation of China, NSFC, General Program, grant No. 42272161, “Quantitative characterization of deep and ultra-deep hydrothermal activity and its modifying effect on paleo-oil reservoirs”; and by the China Scholarship Council, CSC.

On the Russian side, the work was carried out at the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, within the state-funded research topic “Assessment of resources of hard-to-recover hydrocarbons and development of innovative methods for their production,” CITIS registration No. AAAA-A16-116033010113-2.

For citation: Zhang L., Stupakova A. V., Song Z., Yuan Ch. Geological conditions and CO₂ storage potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi formation in the southern Sichuan basin. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):22-35. (In Russ.). EDN FPFRBN.

© Чжан Л., Ступакова А. В., Сун Ц., Юань Ч. 2026

© Zhang L., Stupakova A. V., Song Z., Yuan Ch., 2026

Введение

Создание технологий улавливания, использования и захоронения CO₂ является одной из актуальных задач мировой энергетики и промышленности [1, 2]. Для решения этой задачи необходимо определить свойства природных резервуаров, способных вмещать и сохранять значительные объемы углекислого газа [3–6]. Наиболее распространенными природными объектами для захоронения углекислого газа являются глубокие водоносные горизонты с высокой минерализацией и истощенные нефтегазовые месторождения. В последнее время большое внимание уделяется потенциалу захоронения CO₂ в низкопроницаемых высокоуглеродистых формациях [7]. Это связано с тем, что высокоуглеродистые формации широко распространены в пределах осадочных бассейнов, обладают низкими емкостно-фильтрационными свойствами и высокой адсорбционной способностью по отношению к CO₂. Высокая адсорбционная способность высокоуглеродистых кремнисто-карбонатно-глинистых отложений, то есть способность этих отложений поглощать газы твердой поверхностью породы, является ключевым фактором, который делает эти отложения наиболее благоприятными для захоронения углекислого газа по сравнению с истощенными месторождениями и водоносными горизонтами. Особого внимания заслуживает то, что адсорбционная способность высокоуглеродистых пород по отношению к CO₂ обычно выше, чем по отношению к метану, что создает важную теоретическую основу для совмещенного применения технологий закачки CO₂, вытеснения сланцевого газа и геологического захоронения [8].

Современные исследования показывают, что объемы адсорбированного CO₂ в высокоуглеродистых формациях существенны [9, 10]. Удерживающая способность высокоуглеродистых пород по отношению к CO₂ определяется совокупным влиянием минерального состава, характеристик органического вещества (ОВ), особенностей поровой структуры и водонасыщенностью пород. Добыча сланцевого газа из неглубоко залегающих высокоуглеродистых формаций Марцеллус девонского возраста в Северной Америке, также формаций Уфэн и Лунмасы позднеордовикского возраста в верхнеяньцзыйском регионе Китая [11–13] позволила изучить способность этих отложений аккумулировать углекислый газ. На примере этих отложений разработаны различные методические подходы к оценке адсорбционной способности пород, характеристике поровой структуры, коэффициента удерживания CO₂ и безопасности его захоронения.

Вместе с тем геологические условия захоронения CO₂ в древних глубокозалегающих высокоуглеродистых формациях изучены слабо. Изучение свиты Цю-

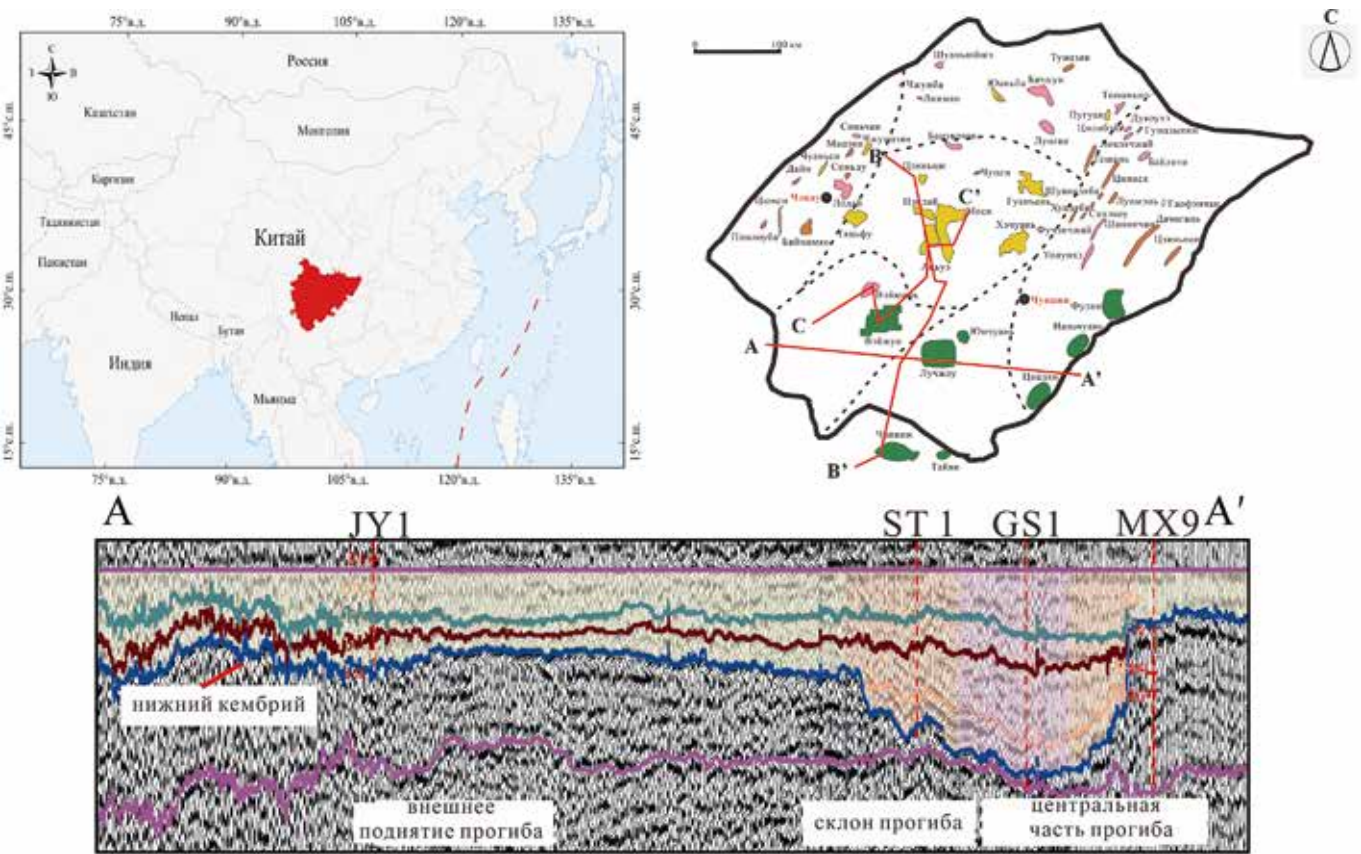


Рисунок 1 – Сычуаньский осадочный бассейн с доказанными месторождениями сланцевого газа (КНР), нижнекембрийская высокоуглеродистая формация, свита Цюньчжусы

ньчжусы как природного резервуара для захоронения CO₂ крайне ограничено, и целостная научная картина в этой области пока не сформирована.

В данной работе рассмотрена нижнекембрийская высокоуглеродистая формация свиты Цюньчжусы Сычуаньского бассейна, расположенного на территории Китая [14, 15]. Авторами предпринята попытка оценить особенности строения, состава и свойств отложений свиты Цюньчжусы, благоприятные для захоронения CO₂.

Объект исследования

Сычуаньский газоносный бассейн представляет собой ключевой регион добычи сланцевого газа в Китае (см. рис. 1, с 24).

Это один из наиболее перспективных регионов юго-западного Китая для реализации проектов по захоронению углекислого газа. Свита Цюньчжусы – одна из древнейших высокоуглеродистых формаций в осадочных бассейнах Китая. Она является основной нефтегазоматеринской толщей Сычуаньского бассейна, а также перспективным природным резервуаром сланцевого газа. В последние годы, по мере активизации геологоразведочных работ в блоках Вэйюань, Чаннин, Чжаотун и других районах южной части Сычуаньского бассейна, интерес к свите Цюньчжусы заметно возрос в связи с оценкой ее возможностей генерировать и аккумулировать углеводороды. Полученные к настоящему времени результаты не только подтвердили высокий потенциал ее газоносности, но и обеспечили значительный массив буровых, каротажных, керновых и лабораторных данных, создав тем самым прочную основу для последующих исследований.

Свита Цюньчжусы широко распространена в пределах Сычуаньского бассейна, мощность ее достигает нескольких сотен метров. Она представлена черными преимущественно кремнисто-глинистыми породами со сложным литофациальным строением и высокой неоднородностью емкостно-фильтрационных свойств. Формирование этой толщи происходило в различных палеогеографических обстановках, меняющихся от относительно глубоководных до склоновых. Это обусловило резкую пространственную неоднородность

распределения органического вещества по площади и разрезу.

Объектом настоящего исследования является нижнекембрийская свита Цюньчжусы южной части Сычуаньского бассейна. В качестве исходной базы использованы материалы по трем опорным скважинам, расположенным в пределах района исследования. К числу использованных данных относятся результаты PCA валового минерального состава и глинистых минералов, литологические данные, межскважинные корреляционные профили В-В' и С-С', а также сейсмические профили, примененные для пространственной увязки данных между скважинами. Совокупность этих разнородных материалов позволяет провести комплексное исследование литологических, стратиграфических и структурных особенностей свиты Цюньчжусы.

Методы исследования

Данные рентгеноструктурного анализа (РСА) использованы для анализа состава валовой породы и глинистых минералов. Литологические данные применялись для установления соответствия между минеральным составом, литологическими типами пород и условиями их осадконакопления. Межскважинные профили В-В' и С-С' использовались для стратиграфического расчленения разреза, прослеживания цикличности осадконакопления и анализа латеральных изменений мощности пластов. Сейсмические профили применялись для выявления положения центров осадконакопления, зон увеличения и уменьшения мощности отложений, а также участков развития тектонической трещиноватости.

На первом этапе был проведен анализ минералогических и литологических особенностей свиты Цюньчжусы, а также анализ содержания общего органического углерода. На основе результатов РСА и данных, полученных с помощью анализатора углерода и серы, были определены основные минеральные ассоциации пород, содержание общего органического углерода (ТОС), а также содержание и типы глинистых минералов. Далее эти результаты сопоставлялись с литологическими характеристиками разреза, что позволило установить

Таблица 1 – Геологические критерии, благоприятные для захоронения CO₂, в отложениях высокоуглеродистых формаций (согласно методике USDOE NETL)

Категории	Потенциал (м ³ /т сланца)	Содержание ТОС	Глубина	Температура и давление
Высшая	> 20	> 4,0 %	1500–3500 м	373,15–423,15 К, 50–75 МПа
Высокая	15–20	3,0–4,0 %	1200–3000 м	363,15–393,15 К, 45–65 МПа
Средняя	8–15	1,5–3,0 %	800–2500 м	343,15–373,15 К, 35–55 МПа
Низкая	< 8	< 1,5 %	< 800 м > 3500 м	< 343,15 К, < 35 МПа > 423,15 К, > 75 МПа

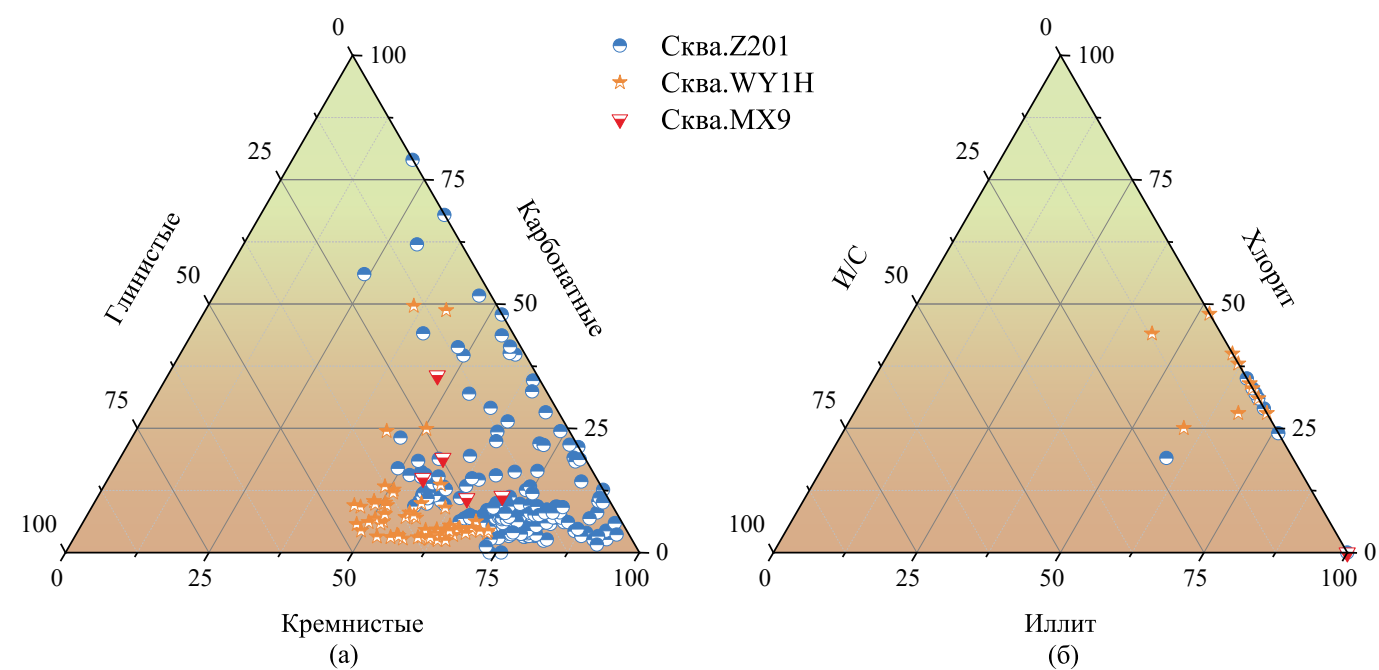


Рисунок 2 – Минеральный состав пород свиты Цюнчжусы: а – валовой минеральный состав; б – состав глинистых минералов

связь между минеральным составом пород, литологическими типами и стратиграфическим положением слоев. На втором этапе по кривым гамма-каротажа, прежде всего по кривым гамма-каротажа, была выполнена стратиграфическая интерпретация и корреляция по межскважинным профилям В-В' и С-С'. По форме и амплитуде кривых гамма-каротажа были выделены границы стратиграфических единиц, установлены циклы осадконакопления и определены закономерности латерального изменения мощности пластов. Это, в свою очередь, позволило выделить интервалы, различающиеся по условиям осадконакопления и степени развития высокоуглеродистых пород. На третьем этапе на основе полученных параметров была выполнена оценка емкости захоронения CO₂ в свите Цюнчжусы на основании геологических критериев, разработанных в международной практике для сланцевых пород (см. табл. 1, с. 25) [16].

Результаты исследования

Минералогические и литологические особенности свиты Цюнчжусы
Минеральный состав пород свиты Цюнчжусы представлен на рисунке 2. Треугольная диаграмма валового минерального состава показывает, что большая часть образцов из трех скважин (Z201, WY1H и MX9) сосредоточена в области кремнисто-глинистых пород (рис. 2а). Во всех образцах в целом преобладает кремнистая составляющая, тогда как содержание глинистых минералов изменяется в широких пределах; в большинстве проб доля карбонатного компонента остается низкой. Для

скважины WY1H распределение точек наиболее компактно и в целом смещено в сторону области с высоким содержанием кремнистого материала и низким содержанием карбонатов. Для скважины Z201 точки распределены более рассеянно, причем часть образцов характеризуется относительно повышенной карбонатностью. Образцы из скважины MX9 также в основном располагаются в пределах кремнисто-глинистой области. Треугольная диаграмма состава глинистых минералов показывает, что все исследованные образцы группируются вблизи иллитового полюса и преимущественно распределяются вдоль стороны, соответствующей соотношению иллит-хлорит (рис. 2б). В составе глинистой фракции преобладает иллит, второстепенное значение имеет хлорит, тогда как смешанослойные минералы иллит-сметит представлены в минимальном количестве. Различия в минеральном составе между отдельными образцами главным образом обусловлены изменением относительных соотношений иллита и хлорита. По минеральному составу изученных пород было выделено пять групп литотипов (см. табл. 2, с. 27). Литотипы первой группы представлены черными керогеново-кремнистыми породами с низким содержанием карбонатного материала. Для этих пород характерна тонкозернистая структура и четкая параллельная слоистость. Содержание органического углерода по данным пиролиза (ТОС) составляет 1,03–3,16%. Минерально-компонентный состав представлен микроструктурным кварцем в объеме до 60%, форменные компоненты – глинистыми минералами и органическим веществом, которое распределено в виде полос и тонких прослоев.

Таблица 2 – Характеристика литотипов пород свиты Цюнчжусы по данным петрографического изучения шлифов

Микрофотографии шлифов	Название	Матрицы
	Черные керогеново-кремнистые породы с низким содержанием карбонатного материала	Тонкозернистый кремнистый матрикс, сложенный преимущественно микроструктурным кварцем, с примесью глинистых минералов и органического вещества. ОВ распределено в виде полос и тонких прослоев. Карбонатный материал развит слабо.
	Черные керогеново-кремнисто-глинистые породы	Алевритово-глинистый матрикс с повышенным содержанием глинистых минералов и органического вещества. ОВ встречается в виде сгустков, полос и линзовидных тел.
	Карбонатно-кремнисто-глинистые породы	Смешанный карбонатно-кремнисто-глинистый матрикс. В составе присутствуют кремнистые минералы, карбонаты, глинистые и слюдяные компоненты. Характерны тонкие глинистые и карбонатные прослои, а также обломки карбонатных пород.
	Глинистые алевролиты	Алевритово-глинистый матрикс, сложенный преимущественно зернами кварца с глинистым цементом. Местами присутствуют карбонатные прослои. Содержание органического вещества низкое.
	Смешанные породы: песчаные и глинистые алевролиты	Грубозернистый алевритово-песчаный матрикс с хорошо развитой глинистой составляющей и значительным количеством карбонатного цемента. Содержание органического вещества крайне низкое.

Литотипы второй группы представлены черными керогеново-кремнисто-глинистыми породами. По сравнению с литотипом 1 он отличается заметно более высоким содержанием глинистых минералов и содержанием органического вещества. Значения ТОС в породах данного литотипа составляют 3,2–7,9%. Матрикс породы сложен алевритово-глинистым материалом, а органическое вещество встречается в виде сгустков, полос и линзовидных тел. Литотипы третьей группы представлены карбонатно-кремнисто-глинистыми породами. Помимо кремнистых минералов, в составе присутствует значительное количество карбонатов и слюдяных минералов. Содержание органического углерода, как правило, не превышает 0,5%. Для данного литотипа характерны обломки карбонатных пород, а также развитие тонких глинистых и карбонатных прослоев. Литотипы четвертой группы представлены алевритами глинистыми, где доля органического углерода

редко превышает 0,5%. Порода сложена преимущественно зернами кварца с глинистым цементом, присутствуют карбонатные прослои. Литотипы пятой группы представлены смешанными породами, алевритами песчаными, глинистыми. Литотипы пятой группы являются наиболее грубозернистыми разновидностями среди всех выделенных литотипов. Для них характерно высокое содержание песчаной и алевритовой фракций, а также хорошо развитая глинистая составляющая матрикса породы и значительное количество карбонатного цемента. Содержание органического вещества крайне низкое, среднее значение ТОС составляет около 0,3%. Согласно статистической обработке более 400 результатов определений ТОС по данным пиролиза, значения органического углерода в породах свиты Цюнчжусы изменяются в пределах 0,07–7,95% (см. рис. 3, с. 28).

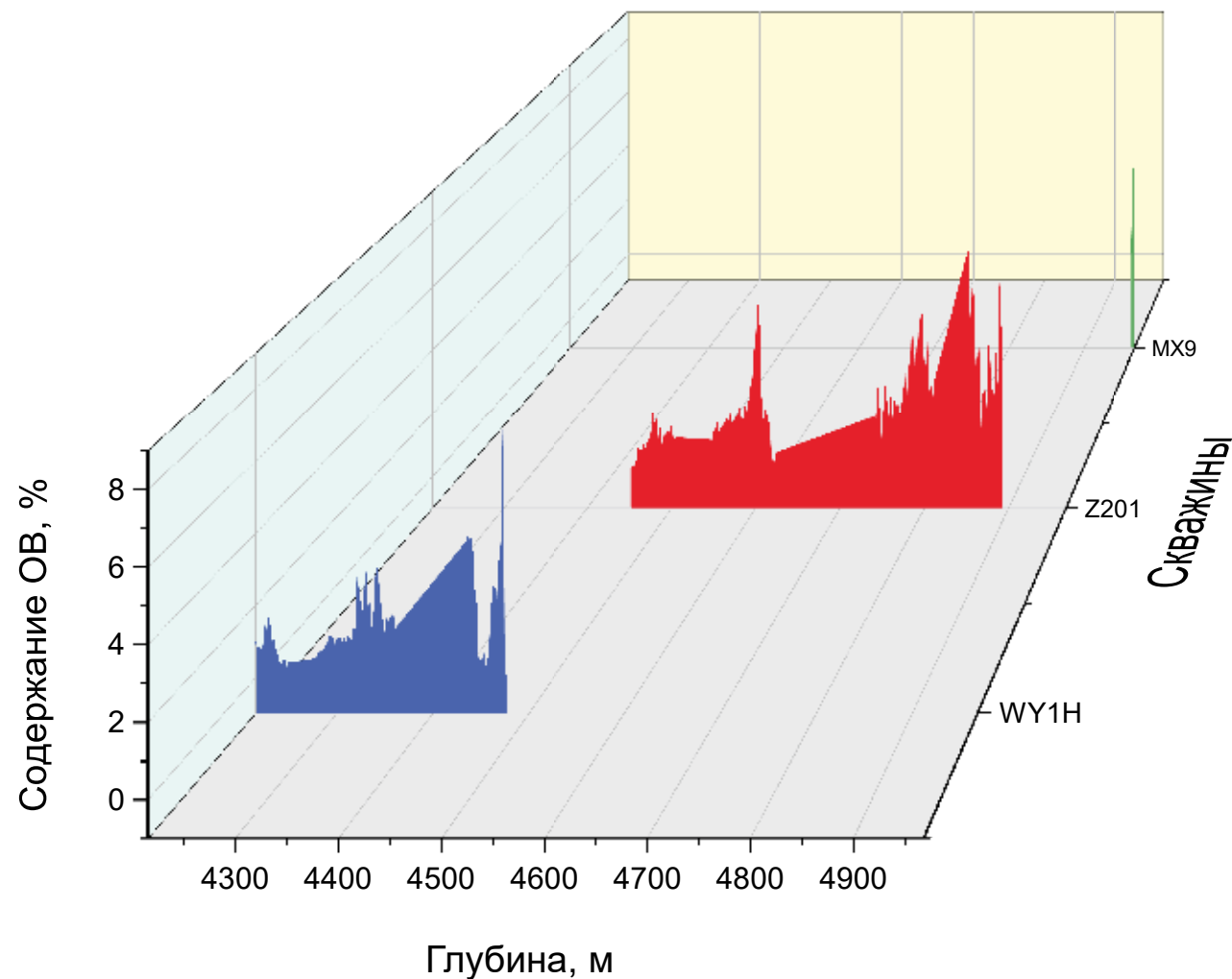


Рисунок 3 – Содержание органического вещества в породах свиты Цюньжусы по скважинам Z201, WY1H и MX9

Для скважины Z201 диапазон значений ТОС составляет 0,178–7,13 % при среднем значении около 2,25 %; для скважины WY1H – 0,07–7,95 % при среднем значении около 1,70 %. По скважине MX9 количество исследованных образцов относительно невелико; значения ТОС здесь варьируют от 2,38 до 5,38 %, а среднее значение составляет около 3,98 %. Результаты статистического анализа показывают, что высокие значения ТОС приурочены к литотипам 1 и 2, тогда как литотипы 3, 4 и 5 характеризуются низким содержанием ОВ либо его следовыми количествами.

Строение разреза свиты Цюньжусы
Геологический разрез свиты Цюньжусы подразделяется на две толщи, нижнюю и верхнюю (см. рис. 4, с. 29) [17].
В составе нижней толщи выделяются два литостратиграфических циклита. Верхняя толща складывается из одного циклита.
Каждый циклит подразделяется на несколько пачек. В основании циклита преобладают породы пер-

вых двух групп литотипов, сложенных керогеново-кремнистыми и керогеново-кремнисто-глинистыми породами. Данные по ТОС свидетельствуют о том, что именно нижние две пачки каждого циклита характеризуются максимальным содержанием ОВ. В породах первой пачки (литотип 1) значения ТОС составляют 1,03–3,6 %, а в породах второй пачки – 3,2–7,9 %. Нижние две пачки отличаются высокими значениями ГК и большой амплитудой колебаний каротажных кривых.
Вверх по разрезу увеличивается доля алевролитов и карбонатного материала, а доля органического вещества уменьшается. Разрез складывается из карбонатно-кремнисто-глинистых пород третьей группы литотипов. Вверх по разрезу появляются терригенные породы литотипов 4 и 5 при незначительном участии пород третьей группы. Содержание ОВ остается низким. Ключевой особенностью верхней части циклита является крайне низкое содержание органического углерода, обычно составляющее 0,3–0,5 %.

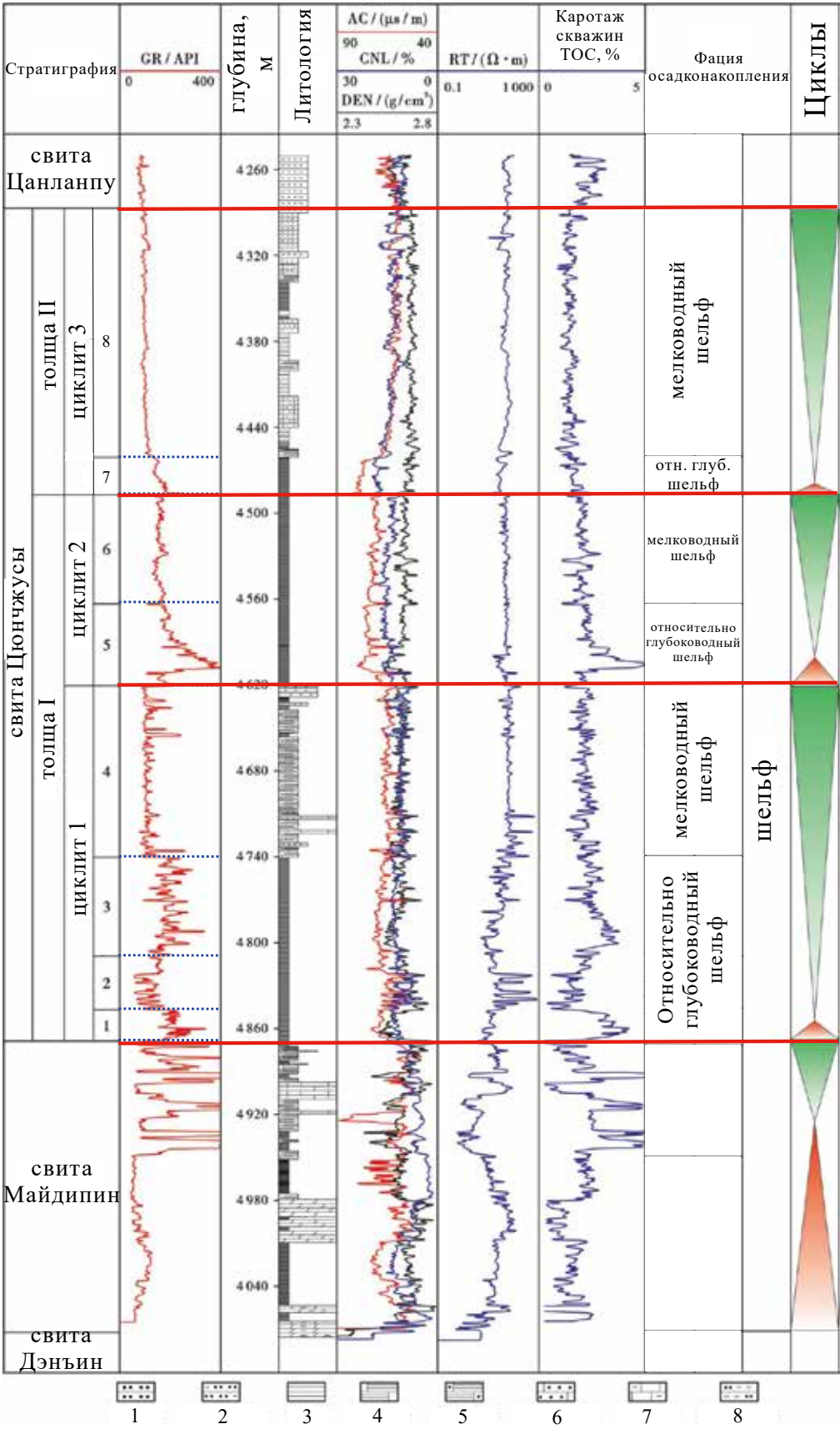


Рисунок 4 – Циклическое строение свиты Цюньжусы в скважине Z201

Условные обозначения: 1–8 типы пород: 1 – алевролит, 2 – глинистый алевролит, 3 – аргиллит, 4 – известковый аргиллит, 5 – переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников, 6 – известковый алевролит, 7 – глинистый известняк, 8 – алевролитистый известняк

Таблица 3 – Параметры, использованные при расчете емкости захоронения CO₂

Параметр	Значение
Целевой интервал расчета	Нижняя пачка нижнего циклита свиты Цюнчжусы, представленная керогеново-кремнистыми породами
Глубина залегания целевого слоя	4000–4500 м
Пластовое давление	71 МПа
Пластовая температура	408 К
Состояние CO ₂ в пласте	Высокоплотное сверхкритическое
Плотность CO ₂	Около 0,86 г/см ³
Исходное содержание метана	10,08 см ³ /г
Коэффициент конкурентной адсорбции CO ₂ /CH ₄	3,0
Диапазон коэффициента конкурентной адсорбции по литературным данным	2,47–4,29
Верхняя типичная граница коэффициента по литературным данным	< 4,5
Доля метана в адсорбированном состоянии	0,40
Водонасыщенность	23,7–34,8 %
Поправочный множитель на влияние воды	0,652–0,763

Начиная с четвертого цикла форма кривой ГК заметно изменяется: в целом наблюдаются снижение значений ГК и уменьшение амплитуды колебаний. В четвертом и пятом циклах кривая все еще сохраняет зубчатые черты, однако ее фоновый уровень уже существенно ниже, чем в первых трех циклах. В основании пятого цикла обычно фиксируется отчетливый пик ГК, выше которого значения ГК постепенно снижаются.

Результаты корреляции выделенных циклитов по скважинам показывают, что максимальная мощность свиты Цюнчжусы приурочена к центральной части впадины, прежде всего к зоне между скважинами Z201 и GS17. По направлению к краевым частям впадины, особенно в районах скважин JY1/W201 и GS1/MX9, мощность отложений постепенно уменьшается, а местами наблюдается их выклинивание. Оба профиля свидетельствуют о том, что в центральной части впадины разрез развит наиболее полно, тогда как к ее периферии мощность свиты последовательно сокращается, а степень развития отдельных интервалов заметно различается (см. рис. 5, с. 31).

Таким образом, характер распределения групп литотипов и анализ каротажных разрезов и профилей, В-В' и С-С', позволяет четко подразделить вертикальный разрез свиты Цюнчжусы на три части. Нижняя часть разреза представлена двумя циклитами, мощность которых значительно увеличивается в центральной части впадины. Верхняя часть разреза представлена одним циклитом, в разрезе которого преобладает средняя и верхняя пачки. В латеральном направлении наиболее полный и мощный разрез приурочен к центральной части впадины, тогда как к ее краям мощность свиты постепенно уменьшается.

Расчет емкости захоронения CO₂

Оценка объема емкости захоронения CO₂ выполнялась методом коэффициента конкурентной адсорбции (см. табл. 3).

В качестве целевого интервала для расчета принята нижняя пачка нижнего циклита свиты Цюнчжусы, сложенная керогеново-кремнистыми породами. В расчетах принято значение исходного содержания метана в пласте, равное 10,08 см³/г, что эквивалентно 10,08 м³/т. Это значение соответствует среднему исходному газосодержанию высокогазоносных нижнекембрийских сланцев по скважине Z201 и может рассматриваться как репрезентативное для целевого интервала. Глубина залегания целевого слоя составляет 4000–4500 м, что соответствует пластовому давлению 71 МПа и пластовой температуре 408 К. При таких условиях свободный CO₂ находится в высокоплотном сверхкритическом состоянии; согласно расчетам по уравнению состояния CO₂, его плотность составляет около 0,86 г/см³.

По данным опубликованных исследований, коэффициент конкурентной адсорбции для глубокозалегающих сланцевых коллекторов в условиях высокой температуры и высокого давления обычно не превышает 4,5. Лабораторные эксперименты для тонкослоистых пород, залегающих на глубинах порядка 3–4 км при температурах 80–100 °С, показывают, что этот коэффициент чаще всего находится в диапазоне 2,47–4,29. С учетом этих результатов в настоящем расчете принято значение коэффициента конкурентной адсорбции, равное 3,0. Что касается доли адсорбированного метана, исследования форм его нахождения в сланцевом коллекторе показывают, что на глубинах более 4 км доля свободного газа уже значительно превышает долю адсорбированного. В интервале глубин



Рисунок 5 – Корреляция разрезов свиты Цюнчжусы по профилям В-В' и С-С'

3–4 км при водонасыщенности 10–30 % доли адсорбированного и свободного газа в целом сопоставимы. С учетом глубины залегания целевого интервала доля адсорбированного метана в общем газосодержании была принята равной 0,40. Кроме того, принимая во внимание, что пластовая вода занимает часть порового объема и адсорбционных центров, классическая формула конкурентной адсорбции была скорректирована путем введения поправочного множителя, равного единице минус водонасыщенность:

$$Q_{CO2,w} = (1 - S_w)[(1 - X) + \alpha X] Q_{CH4}, \quad (1)$$

где $Q_{CO2,w}$ – емкость захоронения CO₂ с учетом воды, м³/г; S_w – водонасыщенность; (X) – доля CH₄ в адсорбированном состоянии; α – коэффициент конкурентной адсорбции CO₂/CH₄.

На основе указанных параметров, при исходном содержании метана 10,08 м³/т, доле адсорбированного метана 0,40 и коэффициенте конкурентной адсорбции 3,0, а также при диапазоне водонасыщенности целевого интервала 23,7–34,8 %, расчетная емкость захоронения CO₂ для первого подслоя подчлена 1–1 составила 11,83–13,84 м³/т. При средней водонасыщенности 29,3 % значение емкости захоронения составляет 12,83 м³/т. В пересчете на массовые единицы это соответствует примерно 23,4–27,4 кг CO₂ на тонну породы, а при средней водонасыщенности – около 25,4 кг/т. Таким образом, по результатам расчета методом коэффициента конкурентной адсорбции емкость захоронения CO₂ в первом подслое подчлена 1–1 свиты Цюнчжусы составляет 12–14 м³/т при среднем значении – 12,83 м³/т. Это значение может использоваться в качестве основного базового параметра при последующей оценке пригодности геологического захоронения CO₂ в данном целевом интервале.

Обсуждение

Комплексное сопоставление буровых данных, данных рентгеноструктурного анализа, литостратиграфической корреляции, результатов изотермической адсорбции и сейсмической интерпретации позволило рассмотреть свиту Цюнчжусы не только как нефтегазоматеринскую толщу, но и как потенциальный объект геологического захоронения CO_2 . Наше исследование показало, что потенциал хранения CO_2 в свите Цюнчжусы не определяется толщиной разреза в целом, а контролируется литологической и стратиграфической дифференциацией внутри самой толщи. Комплексный анализ профильных минералогических данных, распределения общего органического углерода и особенностей каротажного отклика показал, что наиболее благоприятные свойства, связанные с захоронением CO_2 , сосредоточены в керогеново-кремнистых и кремнисто-глинистых породах, обогащенных органическим веществом. Эти породы залегают в основании трансгрессивно-регрессивных циклитов и повторяются в разрезе свиты в зависимости от цикличности ее строения. В верхней части каждого циклита уменьшается содержание керогеновой кремнисто-глинистой составляющей разреза, богатой органическим веществом, и увеличивается содержание смешанных песчано-алевролитовых и алевро-глинистых пород. Исходя из этого, мы считаем, что ключ к корректной оценке потенциала хранения CO_2 заключается не только в общей характеристике свиты, но и в детальном анализе конкретных интервалов, различающихся по вещественному составу, строению разреза и условиям формирования.

При оценке качества и объема захоронения углекислого газа следует учитывать несколько факторов, определяющих выбор интервала для захоронения.

Важным фактором является литолого-минералогический состав отложений и количество захороненного органического вещества. Наиболее благоприятными для захоронения углекислого газа являются литологические пачки пород, в которых развиты преимущественно литотипы первой и второй групп, то есть керогеново-кремнистых и керогеново-кремнисто-глинистых пород. С этими литотипами связано максимальное количество захороненного органического вещества в матриксе породы.

Другим важным фактором, влияющим на выбор природного объекта для захоронения, являются термобарические условия его нахождения в геологической среде. Интервал, выбранный для захоронения углекислого газа, залегает на глубинах, на которых температурный режим и существующие давления будут благоприятны для нахождения CO_2 в высокоплотном сверхкритическом состоянии.

Вместе с тем установлено, что большая глубина залегания сама по себе не означает более высокий потенциал хранения. Для керогеново-кремнисто-глинистых интервалов разреза свиты Цюнчжусы соответствующие глубине условия температуры и давления действительно являются одним из важнейших преимуществ. При пластовом давлении 71 МПа

и пластовой температуре 408 К CO_2 находится в высокоплотном сверхкритическом состоянии, что существенно повышает количество газа, которое может быть размещено в единице эффективного порового объема. Однако глубокое залегание имеет и обратный негативный эффект. Усиливается уплотнение пород, происходит перераспределение минеральных компонентов, а доступное поровое пространство сокращается. Следовательно, хотя глубокие интервалы и обеспечивают более благоприятные условия для существования CO_2 в плотной фазе, это еще не означает, что они обязательно будут обладать наибольшей суммарной емкостью хранения. Аналогичная закономерность уже отмечалась в опубликованных исследованиях глинистых сланцев, где прослеживается компромисс между благоприятными условиями адсорбции и ограниченной доступностью порового пространства. Сопоставление данных по свитам Лунмасы и Цюнчжусы показывает, что для более зрелых и более преобразованных пород свиты Цюнчжусы обычно характерно лучшее развитие микропор, но при этом их поровая система более изолирована; напротив, более благоприятная связность мезо- и макропор чаще наблюдается в менее уплотненных сланцах свиты Лунмасы.

С этой точки зрения рассчитанное нами среднее значение емкости хранения CO_2 , равное 12,83 м³/т, представляется реалистичным и геологически обоснованным. Оно показывает, что керогеново-кремнисто-глинистые породы свиты Цюнчжусы обладают заметным потенциалом хранения, однако этот потенциал нельзя считать экстремально высоким. По сравнению с опубликованными результатами расчетов для высокотемпературных водонасыщенных кремнисто-глинистых сланцев данное значение находится в верхней части среднего диапазона. Так, для моделей сланцев с высоким содержанием ТОС при температуре около 80 °С и водонасыщенности 35–70 % типичные значения потенциала хранения обычно составляют 9–18 м³/т, а в большинстве случаев сосредоточены в интервале 9–15 м³/т. На этом фоне значение 12,83 м³/т для глубокозалегающего водонасыщенного целевого интервала свиты Цюнчжусы не выглядит ни заниженным, ни завышенным и хорошо соответствует как его преимуществам, так и его ограничениям.

Проведенные расчеты также подтвердили, что влияние пластовой воды на емкость хранения исключительно велико. Без учета поправки на водонасыщенность расчетная емкость хранения для целевого интервала составила бы около 18,14 м³/т. Однако при введении фактической водонасыщенности 23,7–34,8 % расчетное значение снижается до 11,83–13,84 м³/т. Для глубоких морских сланцев это означает, что пластовая вода не только занимает часть доступного порового объема, но и снижает активность эффективных адсорбционных центров. Поэтому игнорирование водной фазы при расчетах неизбежно приводит к систематическому завышению потенциала хранения CO_2 .

Заключение

Свита Цюнчжусы в южной части Сычуаньского бассейна представляет собой преимущественно керогеново-глинисто-кремнистую толщу с отдельными прослоями песчано-алевролитового материала. В составе глинистых минералов преобладает иллит. По результатам минералогического и литологического анализа выделено пять групп литотипов, среди которых наибольшими значениями ТОС характеризуются керогеново-кремнистые и керогеново-кремнисто-глинистые породы. Содержание ТОС в изученных образцах изменяется от 0,07 до 7,95 %.

По данным литологической интерпретации и корреляции каротажных кривых по профилям В-В' и С-С' установлено, что свита Цюнчжусы имеет выраженное внутреннее литологостратиграфическое строение. В ее разрезе выделяются три региональных трансгрессивно-регрессивных циклита. Наиболее благоприятные интервалы для геологического захоронения CO_2 приурочены к нижним пачкам циклитов, где

развиты органообогащенные керогеново-кремнистые и керогеново-кремнисто-глинистые породы.

Расчет емкости захоронения CO_2 выполнен методом коэффициента конкурентной адсорбции с учетом водонасыщенности. Для первой керогеново-кремнистой пачки нижнего циклита расчетная емкость составляет 11,83–13,84 м³/т при среднем значении 12,83 м³/т, что соответствует примерно 25,4 кг CO_2 на тонну породы. Установлено, что водонасыщенность заметно снижает оценочную емкость захоронения по сравнению с сухим состоянием породы.

Таким образом, нижняя часть свиты Цюнчжусы может рассматриваться как перспективный целевой интервал для дальнейших исследований геологического захоронения CO_2 . Последующие работы должны быть направлены на уточнение площади распространения целевого интервала, его эффективной мощности, параметров адсорбции CO_2 во влажном состоянии и граничных условий захоронения.

.....

Список источников

1. IEA. Legal and Regulatory Frameworks for CCUS: An IEA CCUS Handbook. Paris: IEA, 2022. 111 p.
2. Нурғалиев Д. К., Селивановская С. Ю., Кожевникова М. В., Галицкая П. Ю. Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 3. С. 8–16.
3. Huang M. C., Yu H., Xu H. Y., Zhang H. L., Hong X. Y., Wu H. A. Fast and accurate calculation on CO_2/CH_4 competitive adsorption in shale nanopores: From molecular kinetic theory to machine learning model // Chemical Engineering Journal. 2023. Vol. 474. P. 145562.
4. Klewiah I., Berawala D. S., Walker H. C. A., Andersen P. Ø., Nadeau P. H. Review of experimental sorption studies of CO_2 and CH_4 in shales // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 73. P. 103045.
5. Weijermars R. Concurrent challenges in practical operations and modeling of geological carbon-dioxide sequestration: Review of the Gorgon project and FluidFlow benchmark study // Energy Strategy Reviews. 2024. Vol. 56. P. 101586.
6. Ступакова А. В., Карпушин М. Ю., Корзун А. В. Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2. С. 42–49.
7. Li W., Liang Y., Cao J., Masuda Y., Tsuji T., Tamura K., Ishiwata T., Kuramoto D., Matsuoka T. Advances in shale gas development: Resource assessment, production mechanisms, and CO_2 sequestration potential // Advances in Colloid and Interface Science. 2026. Vol. 351. P. 103813.

8. Lu T., Zeng K., Jiang P., Zhou B., Xu R. Competitive adsorption in CO₂ enhancing shale gas: Low-field NMR measurement combined with molecular simulation for selectivity and displacement efficiency model // Chemical Engineering Journal. 2022. Vol. 440. P. 135865.

9. Pharkavi M., Joewondo N., Prasad M. Carbon storage capacity of shale formations: Mineral control on CO₂ adsorption // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2023. Vol. 124. P. 103833.

10. Zardari Z. H., Mohshim D. F., Sarmadivaleh M., Md Yusof M. A., Aftab A. Comprehensive review of CO₂ adsorption on shale formations: Exploring widely adopted isothermal models and calculation techniques // ACS Omega. 2024. Vol. 9, no. 51. P. 50078–50096.

11. Chen L., Xiong M., Tan X., Chen X., Zheng J., Yang Y., Jing C., Wang G. Coupling mechanism between sea level changes and pore heterogeneity of marine shale reservoirs driven by astronomical orbital cycles: Lower Silurian Longmaxi shale in the Upper Yangtze area, South China // Marine and Petroleum Geology. 2024. Vol. 160. P. 106590.

12. Wang G., Carr T. R. Organic-rich Marcellus Shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the Appalachian Basin // AAPG Bulletin. 2013. Vol. 97, no. 12. P. 2173–2205.

13. Иванов Н. А., Пусенкова Н. Н., Соколов А. В. Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США: текущее состояние и прогнозы // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 3. С. 240–249.

14. Li R., Wang Y. X., Wang Z. C., Xie W. R., Li W. Z., Gu M. F., Liang Z. Geological characteristics of the southern segment of the Late Sinian-Early Cambrian Deyang-Anyue rift trough in Sichuan Basin, SW China // Petroleum Exploration and Development. 2023. Vol. 50, no. 2. P. 321–333.

15. Zhao W., Li J., Yang T., Wang S., Huang J. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China // Petroleum Exploration and Development. 2016. Vol. 43, no. 4. P. 547–559.

16. Levine J. S., Fukai I., Soeder D. J., Bromhal G. S., Dilmore R. M., Guthrie G. D., Rodosta T., Sanguinito S., Frailey S., Gorecki C., Peck W., Goodman A. L. U.S. DOE NETL methodology for estimating the prospective CO₂ storage resource of shales at the national and regional scale // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2016. Vol. 51. P. 81–94.

17. He X., Zheng M., Liu Y., Zhao Q., Shi X., Jiang Z., Wu W., Wu Y., Ning S., Tang X., Liu D. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin // Oil & Gas Geology. 2024. Vol. 45, no. 2. P. 420–439.

References

1. IEA. Legal and Regulatory Frameworks for CCUS: An IEA CCUS Handbook. Paris: IEA, 2022. 111 p.

2. Nurgaliev D. K., Selivanovskaya S. Yu., Kozhevnikova M. V., Galitskaya P. Yu. Some challenges and opportunities for Russia and regions in the context of the global decarbonization trend // Georesources. 2021. Vol. 23, no. 3. P. 8–16. (In Russ.).

3. Huang M. C., Yu H., Xu H. Y., Zhang H. L., Hong X. Y., Wu H. A. Fast and accurate calculation on CO₂/CH₄ competitive adsorption in shale nanopores: From molecular kinetic theory to machine learning model // Chemical Engineering Journal. 2023. Vol. 474. P. 145562.

4. Klewiah I., Berawala D. S., Walker H. C. A., Andersen P. Ø., Nadeau P. H. Review of experimental sorption studies of CO₂ and CH₄ in shales // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 73. P. 103045.

5. Weijermars R. Concurrent challenges in practical operations and modeling of geological carbon-dioxide sequestration: Review of the Gorgon project and FluidFlower benchmark study // Energy Strategy Reviews. 2024. Vol. 56. P. 101.

6. Stupakova A. V., Karpushin M. Yu., Korzun A. V. Natural objects for storage and sequestration of carbon dioxide // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2023. No. 2. P. 42–49. (In Russ.).

7. Li W., Liang Y., Cao J., Masuda Y., Tsuji T., Tamura K., Ishiwata T., Kuramoto D., Matsuoka T. Advances in shale gas development: Resource assessment, production mechanisms, and CO₂ sequestration potential // Advances in Colloid and Interface Science. 2026. Vol. 351. P. 103813.

8. Lu T., Zeng K., Jiang P., Zhou B., Xu R. Competitive adsorption in CO₂ enhancing shale gas: Low-field NMR measurement combined with molecular simulation for selectivity and displacement efficiency model // Chemical Engineering Journal. 2022. Vol. 440. P. 135865.

9. Pharkavi M., Joewondo N., Prasad M. Carbon storage capacity of shale formations: Mineral control on CO₂ adsorption // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2023. Vol. 124. P. 103833.

10. Zardari Z. H., Mohshim D. F., Sarmadivaleh M., Md Yusof M. A., Aftab A. Comprehensive review of CO₂ adsorption on shale formations: Exploring widely adopted isothermal models and calculation techniques // ACS Omega. 2024. Vol. 9, no. 51. P. 50078–50096.

11. Chen L., Xiong M., Tan X., Chen X., Zheng J., Yang Y., Jing C., Wang G. Coupling mechanism between sea level changes and pore heterogeneity of marine shale reservoirs driven by astronomical orbital cycles: Lower Silurian Longmaxi shale in the Upper Yangtze area, South China // Marine and Petroleum Geology. 2024. Vol. 160. P. 106590.

12. Wang G., Carr T. R. Organic-rich Marcellus Shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the Appalachian Basin // AAPG Bulletin. 2013. Vol. 97, no. 12. P. 2173–2205.

13. Ivanov N. A., Pusenkova N. N., Sokolov A. V. Oil and gas production from shale formations in the USA: current state and forecasts // Georesources. 2024. Vol. 26, no. 3. P. 240–249. (In Russ.).

14. Li R., Wang Y. X., Wang Z. C., Xie W. R., Li W. Z., Gu M. F., Liang Z. Geological characteristics of the southern segment of the Late Sinian-Early Cambrian Deyang-Anyue rift trough in Sichuan Basin, SW China // Petroleum Exploration and Development. 2023. Vol. 50, no. 2. P. 321–333.

15. Zhao W., Li J., Yang T., Wang S., Huang J. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China // Petroleum Exploration and Development. 2016. Vol. 43, no. 4. P. 547–559.

16. Levine J. S., Fukai I., Soeder D. J., Bromhal G. S., Dilmore R. M., Guthrie G. D., Rodosta T., Sanguinito S., Frailey S., Gorecki C., Peck W., Goodman A. L. U.S. DOE NETL methodology for estimating the prospective CO₂ storage resource of shales at the national and regional scale // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2016. Vol. 51. P. 81–94.

17. He X., Zheng M., Liu Y., Zhao Q., Shi X., Jiang Z., Wu W., Wu Y., Ning S., Tang X., Liu D. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin // Oil & Gas Geology. 2024. Vol. 45, no. 2. P. 420–439.

Информация об авторах

Лиюань Чжан,
аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
Антонина Васильевна Ступакова,
доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых
Цзэчжан Сун,
кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора Управления международных связей и сотрудничества, заместитель директора Управления по делам Гонконга, Макао и Тайваня
Чэндун Юань,
кандидат технических наук, заместитель директора центра развития инженерного образования по международным связям

Information about the authors

Liyuan Zhang,
graduate student of the department of geology and geochemistry of fossil fuels
Antonina V. Stupakova,
doctor of geological and mineralogical sciences, professor, head of the department of geology and geochemistry of fossil fuels
Zezhang Song,
candidate of geological and mineralogical sciences, deputy director of the office of international exchange and cooperation and deputy director of Hong Kong, Macao and Taiwan
Chengdong Yuan,
candidate of geological and mineralogical sciences, deputy director for international relations of the center for the development of engineering education

Статья поступила в редакцию 30.04.2026; одобрена после рецензирования 25.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 30.04.2026; approved after reviewing 25.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научная статья
УДК 553.98:571.1
EDN GOFWDD

РОЛЬ МИКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ
В ФОРМИРОВАНИИ ПУСТОТНОГО
ПРОСТРАНСТВА СИЛИЦИТОВ БЕРЕЗОВСКОЙ
СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Евгений Игоревич Швецов¹, Александр Александрович Дорошенко²,
Родион Анатольевич Соколовский³, Александр Анатольевич Сподобаев⁴
^{1, 2, 4}ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия
³ООО «Газпром добыча Надым», Надым, Россия
¹e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru
²aa_doroshenko@vniigaz.gazprom.ru
³sokolovskii.ra@nadym-dobycha.gazprom.ru
⁴a_spodobaev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Нетрадиционные для Западной Сибири коллекторы, связанные с глинистыми силицитами нижней подсвиты березовской свиты, относятся к трещинно-поровому типу. Сейчас уже установлено, что емкость микротрещин здесь составляет не более 1–3% (абс.) и что основные газонасыщенные объемы связаны с пористой составляющей пустотного пространства. А вот роль микротрещин в формировании проницаемости этих коллекторов еще практически не изучена.

В настоящей работе рассматривается один из подходов к оценке трещинной проницаемости на основе изучения микротрещин в шлифах методами оптической микроскопии. Показано, что трещинная проницаемость на несколько порядков превышает проницаемость пористой матрицы. Это обстоятельство оказывает существенное влияние на характер изменения дебитов скважин в процессе испытания пластов.

Ключевые слова: силицит глинистый, кремнезем, опал, кристобалит, кварц, поры, микротрещиноватость, раскрытость микротрещин, трещинная проницаемость, проницаемость матрицы коллекторов

Для цитирования: Швецов Е. И., Дорошенко А. А., Соколовский Р. А., Сподобаев А. А. Роль микротрещиноватости в формировании пустотного пространства силицитов березовской свиты Западной Сибири // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 36–45. EDN GOFWDD.

© Швецов Е. И., Дорошенко А. А., Соколовский Р. А., Сподобаев А. А., 2026

© Shvetsov E. I., Doroshenko A. A., Sokolovsky R. A., Spodobaev A. A., 2026

Original article
UDC 553.98:571.1
EDN GOFWDD

THE ROLE OF MICROFRACTURING
IN THE FORMATION OF VOID SPACE
IN SILICITES OF THE BEREZOVSKAYA
SUITE OF WESTERN SIBERIA

Evgeniy I. Shvetsov¹, Alexander A. Doroshenko²,
Rodion A. Sokolovsky³, Alexander A. Spodobaev⁴
^{1, 2, 4}Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia
³Gazprom dobycha Nadym LLC, Nadym, Russia
¹e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru
²aa_doroshenko@vniigaz.gazprom.ru
³sokolovskii.ra@nadym-dobycha.gazprom.ru
⁴a_spodobaev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Unconventional for Western Siberia, reservoirs associated with clayey silicites of the lower subformation of the Berezovskaya Formation are of the fracture-porous type. It has now been established that the capacity of microfractures here is no more than 1% to 3% (absolute) and that the main gas-saturated volumes are associated with the porous component of the void space. However, the role of microfractures in determining the permeability

of these reservoirs remains virtually unstudied. This paper examines one approach to estimating fracture permeability based on studying microcracks in thin sections using optical microscopy. It is shown that fracture permeability is several orders of magnitude greater than the permeability of the porous matrix. This circumstance significantly influences the nature of well flow rate changes during formation testing.

Keywords: clay silicite, silica, opal, cristobalite, quartz, pores, microfracturing, microcrack opening, fracture permeability, reservoir matrix permeability

For citation: Shvetsov E. I., Doroshenko A. A., Sokolovsky R. A., Spodobaev A. A. The role of microfracturing in the formation of void space in silicites of the Berezovskaya suite of Western Siberia. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):36-45. (In Russ.). EDN GOFWDD.

Введение

Отложения березовской свиты, в частности глинистые силициты нижней ее подсвиты, являются одним из перспективных объектов для наращивания ресурсов газа на севере Западной Сибири на месторождениях с падающей добычей. Газонасыщенность силицитов была установлена в 70-е годы XX столетия [1], однако

из-за низких дебитов они не привлекали внимания газодобывающих предприятий. С появлением технологий добычи газа с использованием гидроразрыва пласта ситуация изменилась. В последние 20 лет ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть»» выполнили ряд дополнительных работ для оценки промышленной значимости этих отложений [2–4]. Начиная с 2017 года

появился ряд публикаций, посвященных вопросам стратиграфии нижнеберезовской подсвиты с выделением четырех пластов (НБ₁, НБ₂, НБ₃, НБ₄ [5]), седиментогенезу [6], генезису и характеристике пустотного пространства [7].

Во всех этих работах констатировалось, что силицитовые коллекторы относятся к трещинно-поровому типу. В ряде работ рассмотрены вопросы генезиса трещин и способов их изучения [8–10], а также выполнены оценки объемной доли трещин в пустотном пространстве [11]. И только в одной работе предпринята попытка оценить трещинную проницаемость $K_{пр(тр)}$ на основе данных по цифровому анализу микрообразцов керна размером 20х20х20 мкм [12]. Здесь предполагается, что пустотное пространство микрообразцов характеризует поровую составляющую пустот матрицы изучаемых коллекторов, и трещинная проницаемость оценивается по соотношению их проницаемости ($K_{пр(пор)}$) и проницаемости стандартных петрофизических образцов (СПО) размером 30х30х30 мм ($K_{пр(спо)}$).

В настоящей работе используется другой подход к оценке вклада трещиноватости в объем и проницаемость пустотного пространства силицитов березовской свиты. Он основан на изучении больших шлифов по методике, разработанной Е. С. Роммом [13].

Объект исследования

Объектом исследования являются отложения нижней подсвиты березовской свиты, в которых на севере Западной Сибири содержатся значительные ресурсы газа, рассматриваемые как резерв «продления жизни» месторождений при выработке высокопродуктивных отложений сеномана.

Методы исследования

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D, лабораторные исследование керна на стандартных петрофизических образцах 30х30 мм, оптическая микроскопия больших прокрашенных шлифов, статистическая обработка результатов измерения.

Результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D

Анализ сейсмических данных МОВ ОГТ для березовских отложений свидетельствует, что в своде и на крыльях структур вдоль отражающего горизонта СЗ, который приурочен к кровле нижнеберезовских отложений, имеет место интенсивная динамическая аномалия типа «яркое пятно», которая обусловлена продуктивностью изучаемых отложений. Помимо динамической аномалии сейсмической записи, сводовая часть поднятий в нижнеберезовском интервале разреза характеризуется аномалией пониженных скоростей, а также наличием макротрещиноватости.

Сами макротрещины на вертикальных сечениях сейсмического куба проявляются как высокочастотные кинематические флуктуации осей синфазности величиной в первые метры, что отличает их от «традиционных» разломов, которые в волновом

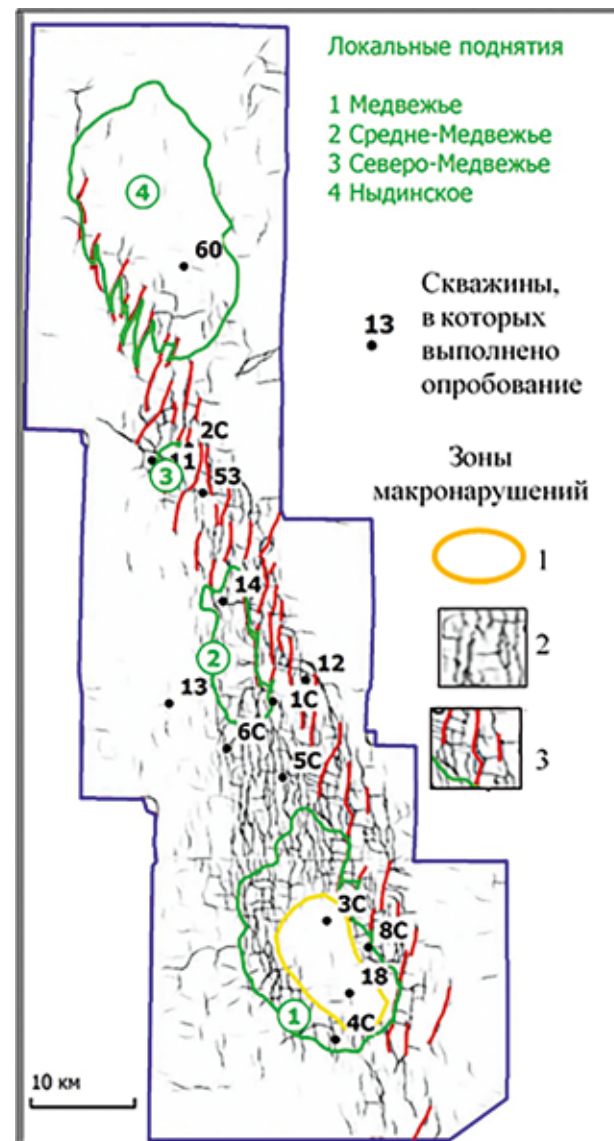


Рисунок 1 – Карта-схема распределения макротрещиноватости отложений нижнеберезовской подсвиты (срез куба вероятности разломов по ОГ СЗ)

поле фиксируются нарушениями сплошности осей синфазности с формированием перепадов в десятки метров. Подобного рода аномалии отмечаются на многих месторождениях Западной Сибири по сейсмическим данным 3D, и, поскольку в плане описываемые аномалии представляют собой полигональную сеть, похожую на трещины усыхания в пустынях, в практике интерпретации сейсморазведочных данных их принято называть «такыры» [14].

Оптимальная фиксация латерального развития «такыра» в условиях наличия контрастного структурного плана возможна на седиментационных срезах как собственно сейсмического куба, так и его производных – когерентности и других атрибутов.

В последнее время наметилась отчетливая тенденция по привлечению искусственного интеллекта к интерпретации сейсмических данных. Одно из таких

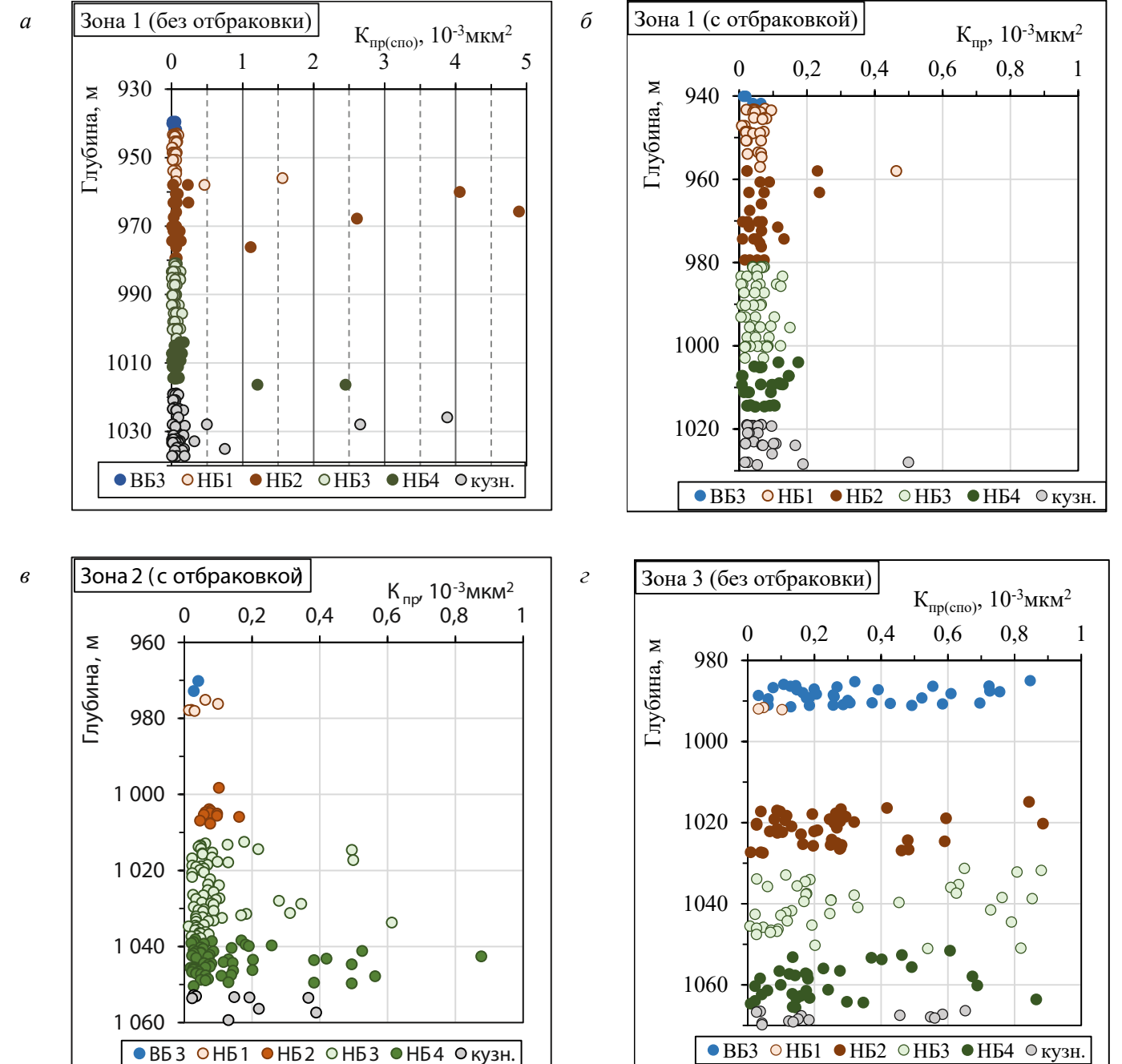


Рисунок 2 – Изменчивость коэффициента проницаемости по разрезам скважин

Условные обозначения: зоны см. на рис. 1

направлений касается возможности автоматического извлечения разрывных дислокаций из волнового поля. Так, специалистами отечественной компании «Грид Поинт Динамикс» в программном комплексе Georplat Pro-S предлагается возможность расчета куба вероятности разломов [15]. Рассчитываемый куб вероятности разломов в большинстве случаев существенно превосходит по своей информативности стандартные средства идентификации разломных нарушений, прежде всего когерентность.

Использование новой методики интерпретации сейсмических данных (на основе куба вероятностей разломов) позволяет выделить три различные зоны

макротрещиноватости, которые приведены на рисунке 1 (см. с. 38).

Зона 1 характеризуется отсутствием нарушения когерентности сейсмических трасс и связана с купольной частью локальных поднятий.

Зона 2 характеризуется повышенным нарушением когерентности сейсмических трасс и соответствует крыльевым частям поднятия.

Зона 3 соответствует участкам структуры, где развиты разломы с оцененными амплитудами смещения пластов.

Ниже будет показано, что выделенные зоны макротрещиноватости различаются и по фильтрационно-

емкостным свойствам силицитовых коллекторов, и по характеру работы поисково-оценочных скважин при испытании изучаемых объектов.

Результаты лабораторных определений проницаемости на стандартных петрофизических образцах

На рисунке 2 (см. с. 39) приведены диаграммы изменения значений $K_{пр(сп)}$, измеренных на стандартных петрофизических образцах.

Одной из особенностей результатов определения проницаемости является то, что не все пласты равномерно освещены измерениями $K_{пр(сп)}$, а именно пласт НБ₁ полностью охарактеризован только в одной скважине (см. рис. 2а). Дело в том, что породы из интервала пласта НБ₁ представлены наиболее хрупкими силицитами с повышенным содержанием опала, кристобалита и тридимита при пониженной глинистости, вследствие чего керн из этого пласта был разрушен настолько, что не всегда удавалось высверлить стандартные петрофизические образцы (цилиндры диаметром 30 и высотой 30 мм).

Другой особенностью определения $K_{пр(сп)}$ является то обстоятельство, что в некоторых скважинах отмечаются результаты замеров, резко отклоняющиеся от основной выборки. Так, в скважине из купольной зоны количество таких значений составляет около 10% (см. рис. 2а). При этом максимальное значение превышает среднее значение ($0,046 \cdot 10^{-3}$ мкм²) более чем на два порядка и составляет $4,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Следует отметить, что в протоколах измерений для таких значений, как правило, стоит комментарий: «трещина» или «скол». На основании этих комментариев замеры бракуются и исключаются из рассмотрения. Таким

образом, рассматриваются не исходные замеры, как на рисунке 2а, а результаты после отбраковки резко отклоняющихся значений (см. рис. 2б). Ниже будет показано, что микротрещины могут существенно увеличить проницаемость рассматриваемых коллекторов, поэтому, возможно, подход, основанный на отбраковке, для силицитовых коллекторов неприемлем, так как резко отклоняющиеся значения $K_{пр(сп)}$ являются не браком, а реально отражают особенности пустотного пространства изучаемых коллекторов.

Также следует отметить следующее обстоятельство. На рисунке 2 обращает на себя внимание тот факт, что в скважине из разломной зоны (см. рис. 2г) разброс значений $K_{пр(сп)}$ значительно больше, чем в скважине из купольной зоны (см. рис. 2б). При этом в скважине из разломной зоны среднее значение $K_{пр(сп)}$ ($0,219 \cdot 10^{-3}$ мкм²) почти в пять раз больше, чем в скважине из купольной зоны после отбраковки резко отклоняющихся значений ($0,046 \cdot 10^{-3}$ мкм²). В скважинах из крыльевой части залежи значения $K_{пр(сп)}$ ближе к величинам для образцов из купольной зоны после отбраковки резко отклоняющихся значений (см. рис. 2в, 2б).

Исследование микротрещиноватости силицитов

На рисунке 3 видно, что на прокрашенных шлифах силицитов трещины хорошо выделяются ярким голубым цветом.

При этом все раскрытые трещины сопровождаются «обрамлением», прокрашенным более темным цветом, вплоть до черного.

Это связано с тем, что контуры трещинной системы сложены аутигенными минералами, имеющими свою микропористую структуру. Наличие такого обрамления является индикатором того, что трещина имеет природное происхождение, а не возникла при механическом повреждении шлифа при его изготовлении. Аутигенные минералы представлены, как отмечается в работе [9], и кристаллическими минеральными фазами кремнезема, и глинистыми минералами, и апатитом, и цеолитами, и органическим веществом, и другими минералами.

Трещины различной протяженности (длиной от первых миллиметров до 50 мм и более) имеют извилистые, ступенчатые, ветвящиеся формы, участками переплетаются между собой, образуя сеть (см. рис. 3). Одной из особенностей системы микротрещиноватости изучаемых силицитов является то, что она развита в трех взаимно перпендикулярных направлениях.

В настоящей работе оценка вклада трещин в объем пустотного

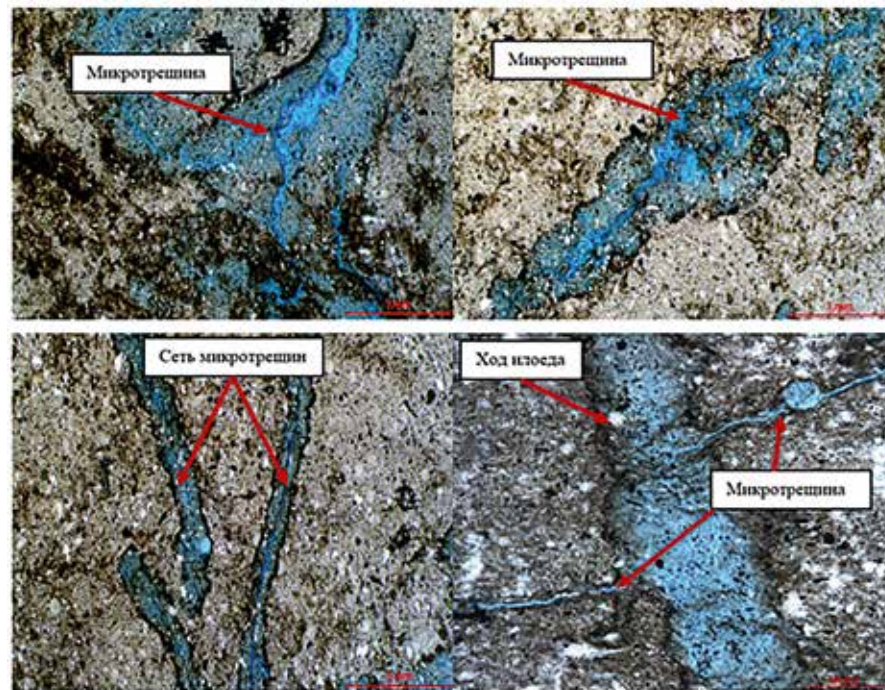


Рисунок 3 – Фотографии микротрещиноватости силицитов нижнеберезовской подсвиты

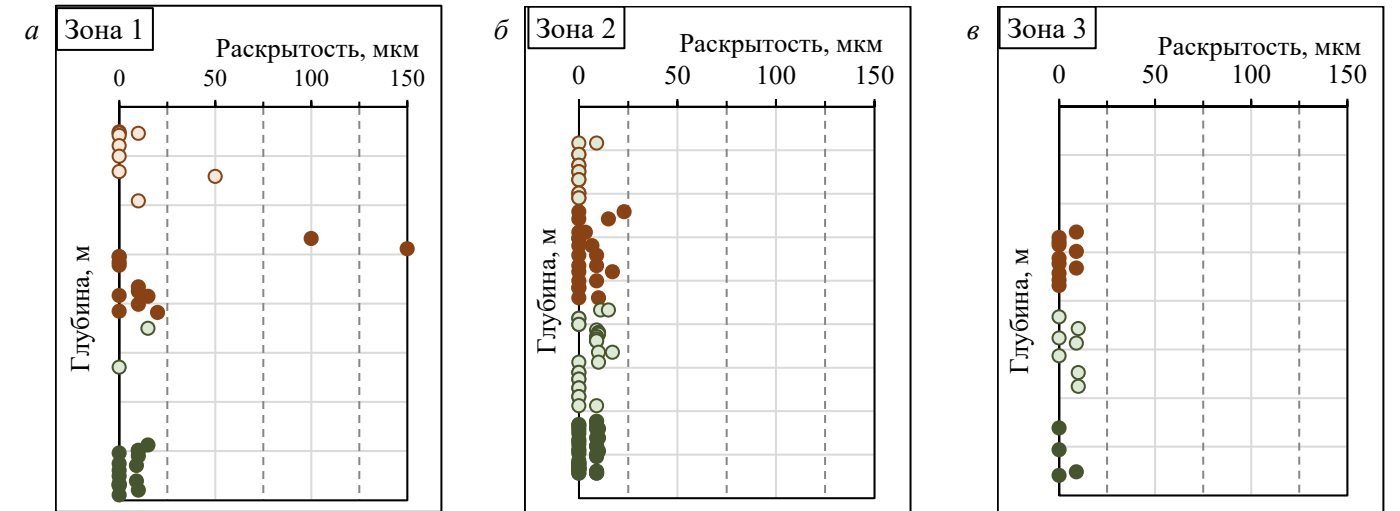


Рисунок 4 – Распределение раскрытости микротрещин по разрезам скважин из различных зон макротрещиноватости

Условные обозначения: зоны см. на рис. 1; пласты см. на рис. 2

пространства силицитовых коллекторов и в их проницаемости осуществляется на основе анализа больших петрографических шлифов по методике, разработанной Е. С. Роммом [13].

Согласно этой методике, на петрографических шлифах методами оптической микроскопии определяется ряд параметров трещинной системы: L – суммарная длина следов трещин, мм; b – средняя раскрытость трещин, мкм; F – площадь шлифа, мм².

На основе гидродинамических расчетов Е. С. Роммом разработаны формулы для оценки трещинной пористости ($K_{тр(тр)}$, %) и проницаемости ($K_{пр(тр)}$, 10^{-3} мкм²) по измеренным параметрам системы трещин:

$$K_{n(тр)} = 0,1(b \cdot L)/F, \quad (1)$$

$$K_{пр(тр)} = A[(b^3 \cdot L)/F], \quad (2)$$

где A – коэффициент, обоснованный Е. С. Роммом [13], составляет:

$A = 0,0342$ для горизонтальной слоистости;

$A = 0,0171$ при двух взаимно перпендикулярных системах вертикальных трещин;

$A = 0,0228$ для трех взаимно перпендикулярных систем трещин;

$A = 0,0171$ в случае хаотичного расположения трещин.

В настоящей работе на основе методики Е. С. Ромма было исследовано более 500 петрографических шлифов из отложений нижнеберезовской подсвиты.

Установлено, что суммарная длина микротрещин здесь изменяется в диапазоне от 5,5 до 88,0 мм, а их раскрытость варьирует от 9 до 150 мкм. При этом вклад трещин в объем пустотного пространства не велик и не превышает 1–3% (абс.), что составляет в среднем 10% относительно объема пустотного пространства изучаемых коллекторов. Проницаемость же микротрещин существенно больше прони-

цаемости стандартных петрофизических образцов и превышает ее, как будет показано ниже, на пять порядков.

На рисунке 4 приведены данные по раскрытости микротрещин для скважин, расположенных в различных зонах макротрещиноватости, с которыми связана залежь газа (это купольная часть поднятия, крыльевая часть структуры и зона разрывных нарушений).

Видно, что в купольной скважине раскрытость трещин по разрезу неравномерна и изменяется от 9 до 150 мкм (см. рис. 4а). При этом раскрытость основной массы трещин не превышает 20 мкм и только в отдельных случаях достигает величин в 50, 100 и даже 150 мкм. Тот факт, что количество таких резко отклоняющихся значений невелико, хорошо согласуется с результатами методов экспериментальной тектонофизики, приведенными в работах [16, 17].

В скважине из крыльевой зоны структуры максимальная раскрытость микротрещин ниже, чем в купольной зоне, и не превышает 25 мкм (см. рис. 4б).

Отметим, что в зоне разрывных нарушений степень раскрытости микротрещин еще ниже и не превышает 10 мкм (см. рис. 4в). На первый взгляд, это неожиданный результат. Казалось бы, наличие крупных разрывных нарушений должно приводить и к укрупнению микротрещин. Однако, как показано в [17], при образовании разрывных нарушений вблизи от сместителя создается зона разрыхления пород за счет плотной сетки мелких трещин и разрывов, то есть здесь не возникает главных трещин с повышенной раскрытостью, как при формировании купольной части структуры.

Пропорционально изменению раскрытости микротрещин изменяется и трещинная проницаемость образцов (см. рис. 5, с. 42).

В купольной зоне трещинная проницаемость достигает $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм² и даже $10000 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. рис. 5а), за пределами купольной части структуры она

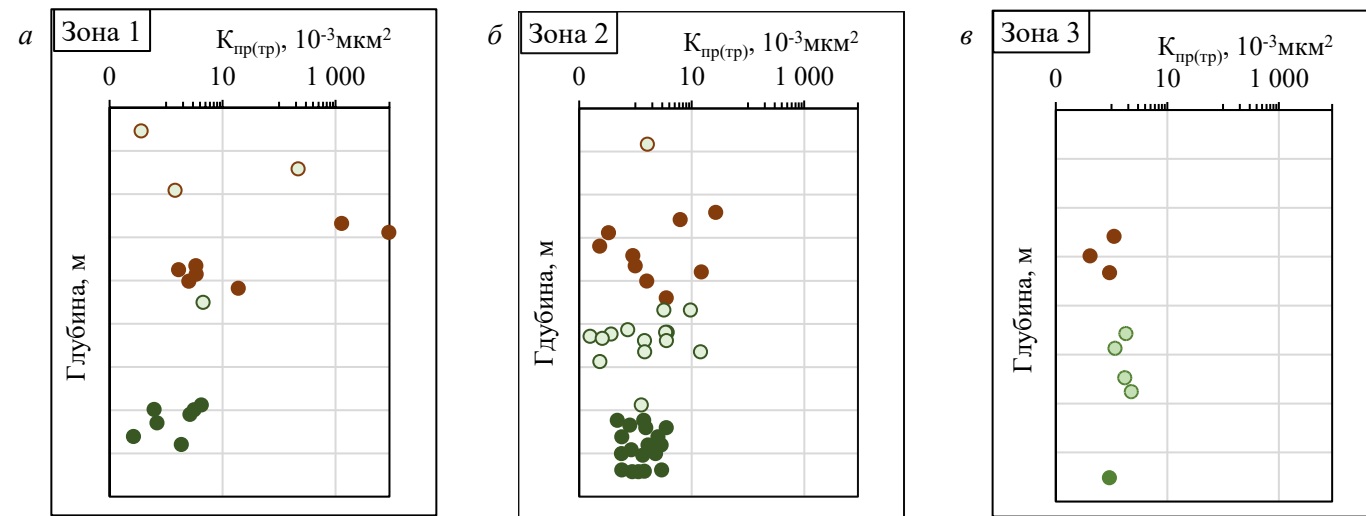


Рисунок 5 – Распределение проницаемости микротрещин по разрезам скважин из различных зон залежи

Условные обозначения: зоны см. на рис. 1; пласты см. на рис. 2

уже не достигает тысяч, а ограничена десятками – до $27,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² для крыльевой зоны (см. рис. 5б) и даже единицами – до $2,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² для разломной зоны (см. рис. 5в).

Обращает на себя внимание тот факт, что для разломной зоны залежи при минимальных величинах трещинной проницаемости (см. рис. 5в) коэффициенты проницаемости петрофизических образцов имеют более высокие значения (см. рис. 2г), чем для купольной (см. рис. 2б). Это объясняется различным механизмом разуплотнения пород, что подтверждается методами экспериментальной тектонофизики при моделировании приразломной части структуры. Например, в работе [17] отмечается, что «трещины, образующиеся в разных пластах, имеющих небольшую мощность, как правило, не совпадают по своему расположению и ориентации, поэтому ожидать существования линейных разрывных нарушений, протягивающихся на значительные расстояния в неоднородной по составу и физико-механическим свойствам осадочной толще, вряд ли можно считать правильным». Это разрыхление пород и обеспечивает повышенные значения $K_{пр(сп)}$ в масштабе стандартных петрофизических образцов, но не приводит к резкому повышению микротрещинной проницаемости.

Указанная особенность формирования трещинной проницаемости силицитов в различных зонах залежей – купольной, крыльевой, разломной – однозначно проявляется при испытаниях скважин.

О влиянии микротрещиноватости на результаты испытания разведочных скважин

На рисунке 6 (см. с. 43) приведены графики изменения производительности скважин на начальном и конечном этапах испытания горизонтальных скважин Медвежьего месторождения.

Видно, что на начальном этапе испытания силицитов пластов имеет место ложная корреляция, состоящая в уменьшении производительности скважин при увеличении коэффициента проницаемости стандартных петрофизических образцов $K_{пр(сп)}$ (см. рис. 6а). Все становится на свои места, если учесть проницаемость микротрещин. Действительно, взаимосвязь максимальных значений $K_{пр(тр)}$ и производительности скважин оказывается очень тесной с коэффициентом корреляции свыше 0,9 (см. рис. 6б).

На последних стадиях испытания, когда газ из природных трещин уже вышел и начинает работать пористая матрица силицитов, проявляется уверенная тенденция (с коэффициентом корреляции 0,58) повышения производительности скважин по мере увеличения $K_{пр(сп)}$ (см. рис. 6в) и исчезает зависимость ее от трещинной проницаемости $K_{пр(тр)}$ (см. рис. 6г).

На начальной стадии испытаний производительность скважины разломной зоны намного меньше, чем для купольной зоны, что связано с меньшей раскрытостью микротрещин. На конечной же стадии испытаний наблюдается обратная картина. Здесь меньшей становится производительность купольных скважин. Больше того, производительность скважины из разломной зоны становится не только больше купольной, но и возрастает на 18% по отношению к своей начальной производительности – от 5,1 до 6,4 относит. ед. (см. рис. 6б и 6в). Это связано с тем, что фиксируемая на стандартных петрофизических образцах проницаемость матрицы силицитов в разломной зоне, как было показано выше (см. рис. 2), увеличена по сравнению с другими зонами залежи за счет повышенной разуплотненности пород, и по мере очищения забоя скважины в процессе испытания проницаемость матрицы растет, что и приводит к увеличению производительности на конечной стадии испытания.

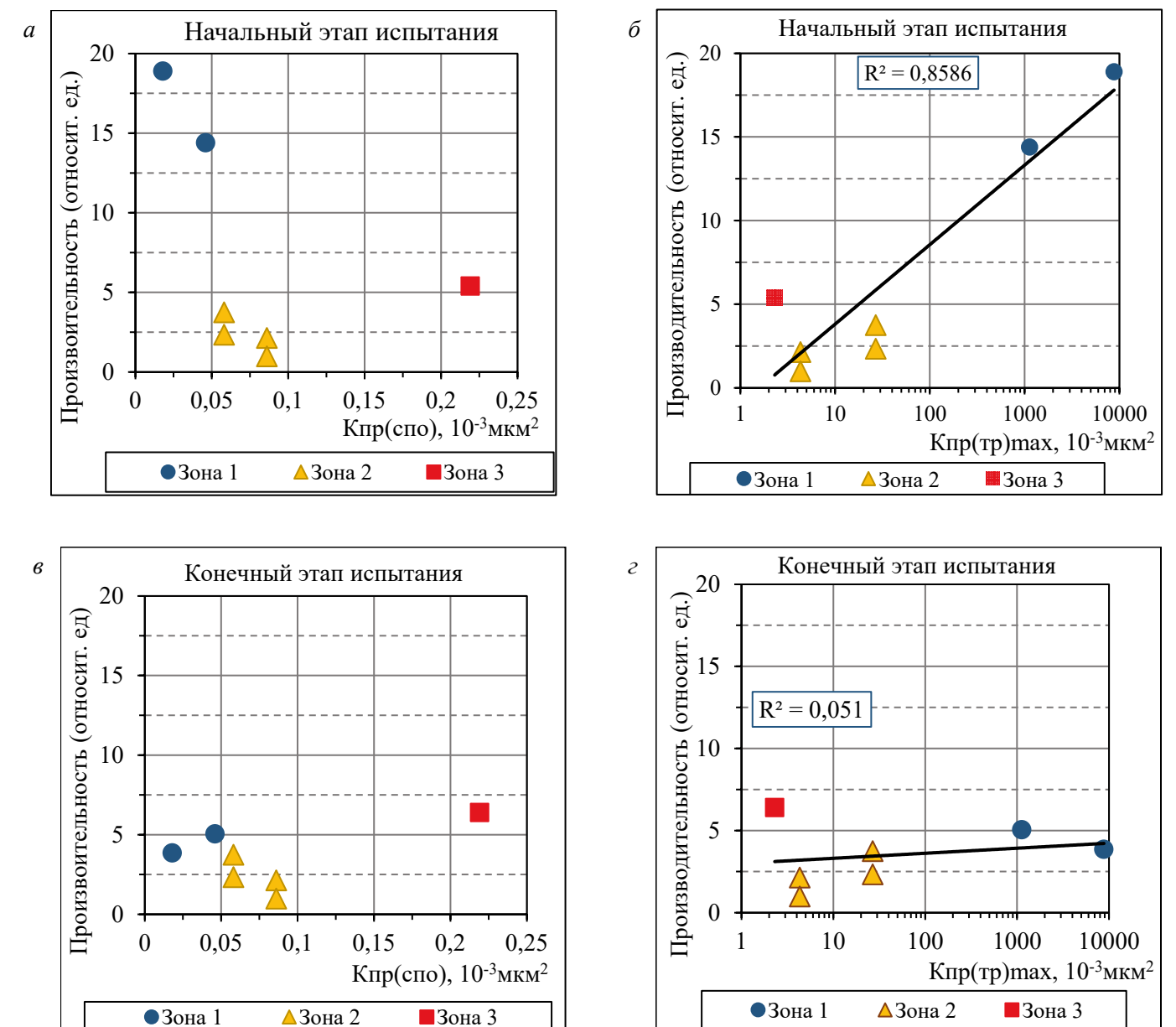


Рисунок 6 – Изменение производительности скважин в зависимости от геолого-промысловых параметров на начальном и конечном этапах испытания

Условные обозначения: зоны см. на рис. 1

Заклучение

Объем открытых микротрещин в трещинно-поровых коллекторах нижеберезовской подсвиты очень мал и составляет не более 10% пустотного пространства, а трещинная проницаемость может превышать проницаемость пор на пять порядков.

Высокий начальный дебит скважин не является гарантом их высокой производительности на завершающей стадии испытания, так как он обеспечивается притоком газа из микротрещин, запасы которых быстро истощаются.

По окончании периода истощения трещинной составляющей пустотного пространства газ в скважину

отдает поровая составляющая, которая является повышенной в зоне развития разломов со значительным смещением пластов.

Для получения наиболее адекватного представления о добычных возможностях глинистых силицитов необходимо организовать полигоны опытно-промышленной эксплуатации разных частей залежей (купольной, крыльевой, разломной).

Выявленные различия в производительности скважин из различных зон силицитовых коллекторов определяют важность учета трещиноватости при геологическом моделировании залежей с целью обеспечения более эффективного управления разработкой залежей газа.

Список источников

1. Стригоцкий С. В., Масленников В. В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1974. Вып. 4. С. 8–12.

2. Агалаков С. Е., Стариков В. А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. 2003. Т. 44, № 6. С. 511–516.

3. Черепанов В. В., Пятницкий Ю. И., Хабибуллин Д. Я., Ситдииков Н. Р., Варягов С. А., Нерсесов С. В., Оглодков Д. Ю. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. Казань: ФЭН, 2014. С. 104–110.

4. Пережогин А. С., Нежданов А. А., Смирнов А. С. Перспективы освоения сенонского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6. С. 42–45.

5. Черданцев С. Г., Нестеров И. И. (мл.), Огнев Д. А., Назаренко И. Ю., Кириченко Н. В. Стратиграфия и индексация продуктивных пластов надсеноманского газоносного комплекса Западной Сибири // Горные ведомости. 2017. № 2. С. 14–27.

6. Кудаманов А. И., Агалаков С. Е., Маринов В. А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 2–7.

7. Рыбьяков А. Н., Нерсесов С. В., Соколовский Р. А., Постников А. В., Постникова О. В., Зуева О. А., Кузнецов А. С., Дорошенко А. А. (мл.), Дорошенко А. А., Карымова Я. О., Качинскas И. В., Жегалло Е. А. Генезис силицитов и пустотного пространства коллекторов коньяк-сантонских отложений Медвежьего месторождения // Газовая промышленность. 2020. № 8(804). С. 54–62.

8. Нассонова Н. В., Дистанова Л. Р., Калабин А. А., Девятка Н. П. Региональные и локальные факторы формирования трещиноватости в глинисто-кремнистых отложениях нижеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 1. С. 19–25.

9. Калабин А. А., Митрофанов Д. А., Гордеев А. О. Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений березовской свиты на месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 80–83.

10. Калабин А. А., Чертина К. Н., Нассонова Н. В., Девятка Н. П. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ1 березовской свиты центральной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 30–33.

11. Карымова Я. О. Трещиноватость опок сенона севера Западной Сибири // Материалы и доклады XI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» 30–31 марта 2017 г. / под общ. ред. А. М. Брехунцова. Тюмень: Сибирский научно-аналитический центр, 2017. С. 88–93.

12. Ахмедсафин С. К., Рыбальченко В. В., Рыбьяков А. Н., Нерсесов С. В., Дорошенко А. А (мл.), Дорошенко А. А., Карымова Я. О., Качинскas И. В., Шкловер В. Я., Артемов Н. А., Марясев И. Г. Цифровые методы моделирования фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемых коллекторов на примере березовской свиты Западной Сибири // Газовая промышленность. 2021. № 12(826). С. 26–35.

13. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 283 с.

14. Гогоненков Г. Н., Эльманович С. С., Луцкина М. В. Полигональная система разрывов надсеноманской толщи в Западной Сибири // Геофизика. 2002. № 2. С. 5–10.

15. Мифтахов Р. Ф., Авдеев П. А., Гогоненков Г. Н., Базанов А. К., Ефремов И. И. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей // Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 123–136.

16. Зубков М. Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примерах месторождений Западной Сибири // Геотектоника. 2019. № 3. С. 92–109.

17. Семинский К. Ж., Бурзунова Ю. П., Мирошниченко А. И., Борняков С. А., Нежданов А. А., Ершов А. В., Смирнов А. С., Буддо И. В., Семинский А. К., Черемных А. С., Качинскas И. В. Специфика проявления разломов в платформенном чехле: результаты применения тектонофизического подхода к исследованию Тамбейского месторождения углеводородов (п-ов Ямал) // Геодинамика и тектонофизика. 2021. Том 12, № 4. С. 969–991.

References

1. Strigotsky S. V., Maslennikov V. V. On gas shows during well drilling at the Medvezhye field // Drilling gas and gas condensate wells: collection of VNIIEgazprom papers. Moscow, 1974. Issue 4. P. 8–12. (In Russ).

2. Agalakov S. E., Starikov V. A. Evaluation of gas resources in flasks of the Berezovskaya suite in the north of Western Siberia // Geology and geophysics. 2003. Vol. 44, no. 6. P. 511–516. (In Russ).

3. Cherepanov V. V., Pyatnitskiy Yu. I., Khabibullin D. Ya., Sitdikov N. R., Varygov S. A., Nersesov S. V., Oglochkov D. Yu. Prospects for increasing the resource base of gas fields at a late stage of development by studying the industrial potential of unconventional reservoirs of supra-Cenomanian deposits // Hard-to-recover and unconventional hydrocarbon reserves: experience and forecasts: materials of the International scientific and practical conference. Kazan: FEN, 2014. P. 104–110. (In Russ).

4. Perezhugin A. S., Nezhdanov A. A., Smirnov A. S. Prospects for the development of the Senonian oil and gas complex in the north of Western Siberia // Oil Gas Expo. 2016. No. 6. P. 42–45. (In Russ).

5. Cherdantsev S. G., Nesterov I. I. (jr.), Ognev D. A., Nazarenko I. Yu., Kirichenko N. V. Stratigraphy and indexation of productive layers of the supra-Cenomanian gas-bearing complex of Western Siberia // Gornye vedomosti. 2017. No. 2. P. 14–27. (In Russ).

6. Kudamanov A. I., Agalakov S. E., Marinov V. A. Transgressive-regressive nature of sedimentation in the Coniacian-Santonian deposits of the Upper Cretaceous in Western Siberia // Oil industry. 2018. No. 7. P. 2–7. (In Russ).

7. Rybyakov A. N., Nersesov S. V., Sokolovsky R. A., Postnikov A. V., Postnikova O. V., Zueva O. A., Kuznetsov A. S., Doroshenko A. A. (jr.), Doroshenko A. A., Karymova Ya. O., Kachinskas I. V., Zhegallo E. A. Genesis of silicites and void space of reservoirs of the Coniacian-Santonian deposits of the Medvezhye field // Gas industry. 2020. No. 8(804). P. 54–62. (In Russ).

8. Nassonova N. V., Distanova L. R., Kalabin A. A., Devyatka N. P. Regional and local factors of fracturing formation in clayey-siliceous sediments of the Lower Berezovskaya subsuite // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 1. P. 19–25. (In Russ).

9. Kalabin A. A., Mitrofanov D. A., Gordeev A. O. An integrated approach to the interpretation of core/GIS data for studying the fracturing of the Berezovskaya formation deposits in Western Siberian fields // Oil Gas Expo. 2021. No. 6. P. 80–83. (In Russ).

10. Kalabin A. A., Chertina K. N., Nassonova N. V., Devyatka N. P. Fracturing of siliceous-clayey rocks of the NB1 formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia // Oil Gas Expo. 2021. No. 1. P. 30–33. (In Russ).

11. Karymova Ya. O. Fracturing of Senonian opokas in the north of Western Siberia // Materials and reports of the XI scientific and practical conference of young scientists and specialists “Salmanov Readings” March 30–31, 2017 / under the general editorship of A. M. Brekhuntsov. Tyumen: Siberian Scientific and Analytical Center, 2017. P. 88–93. (In Russ).

12. Akhmedsafin S. K., Rybalchenko V. V., Rybyakov A. N., Nersesov S. V., Doroshenko A. A. (jr.), Doroshenko A. A., Karymova Ya. O., Kachinskas I. V., Shklover V. Ya., Artemov N. A., Maryasev I. G. Digital methods for modeling the filtration-capacity properties of low-permeability reservoirs using the Berezovskaya Formation of Western Siberia as an example // Gas industry. 2021. No. 12(826). P. 26–35. (In Russ).

13. Romm E. S. Filtration properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 1966. 283 p. (In Russ).

14. Gogonenkov G. N., Elmanovich S. S., Lutskina M. V. Polygonal system of faults of the supra-Cenomanian strata in Western Siberia // Geophysics. 2002. No. 2. P. 5–10. (In Russ).

15. Miftakhov R. F., Avdeev P. A., Gogonenkov G. N., Bazanov A. K., Efremov I. I. Mapping of tectonic faults based on machine learning and neural networks // Geology of oil and gas. 2021. No. 3. P. 123–136. (In Russ).

16. Zubkov M. Yu. Application of experimental tectonics methods in petroleum geology using examples of Western Siberian fields // Geotectonics. 2019. No. 3. P. 92–109. (In Russ).

17. Seminsky K. Zh., Burzunova Yu. P., Miroshnichenko A. I., Bornyakov S. A., Nezhdanov A. A., Ershov A. V., Smirnov A. S., Buddo I. V., Seminsky A. K., Cheremnykh A. S., Kachinskas I. V. Specifics of fault manifestation in the platform cover: Results of applying the tectonophysical approach to the study of the Tambey hydrocarbon field (Yamal Peninsula) // Geodynamics and Tectonophysics. 2021. Vol. 12, no. 4. P. 969–991. (In Russ).

.....

Информация об авторах

Евгений Игоревич Швецов, аспирант, инженер второй категории лаборатории литолого-минералогических исследований ядра

Александр Александрович Дорошенко, доктор геолого-минералогических наук, доцент, главный научный сотрудник отдела подсчета запасов

Родион Анатольевич Соколовский, кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по геологии

Александр Анатольевич Сподобаев, заместитель начальника отдела интерпретации сейсмических данных

Information about the authors

Evgeniy I. Shvetsov, postgraduate student, second category engineer of the laboratory of lithological and mineralogical core studies

Alexander A. Doroshenko, doctor of geological and mineralogical sciences, associate professor, chief researcher of the reserves calculation department

Rodion A. Sokolovsky, candidate of geological and mineralogical sciences, deputy director general for geology

Alexander A. Spodobaev Deputy Head of the Seismic Data Interpretation Department

Статья поступила в редакцию 16.01.2026; одобрена после рецензирования 18.03.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 16.01.2026; approved after reviewing 18.03.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научная статья
УДК 553.98
EDN IHRFTI

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ
ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД
ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Т. О. Колесникова¹, Е. А. Краснова², А. А. Сулова³, А. В. Ступакова⁴, А. В. Мордасова⁵,
М. А. Большакова⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}Московский государственный университет им. Ломоносова, Москва, Россия

¹t.kolesnikova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0000-1889-7133>

²e.krasnova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6699-0770>

³a.suslova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1752-8090>

⁴a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>

⁵a.mordasova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2472-3652>

⁶m.bolshakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9240-291X>

Аннотация. Исследование посвящено прогнозу свойств и генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород верхнеюрско-нижнемелового возраста на шельфе Баренцева моря. Сопоставление геохимических данных с седиментационной цикличностью показало, что породы трансгрессивной (оксфорд – ранний киммеридж) и регрессивной (поздний киммеридж – ранний берриас) фаз различаются по составу органического вещества и генерационному потенциалу. В трансгрессивную фазу сформиро-

вались высокопотенциальные породы с преобладанием морского органического вещества II типа (HI > 400 мг/г УВ/г ТОС, C_{орг} > 10 %), а в регрессивную – породы преимущественно со смешанным II–III типом ОВ (HI = 200–400 мг/г УВ/г ТОС, C_{орг} < 10 %). Эти закономерности устойчивы на всей территории исследования, что позволяет рассматривать трансгрессивную и регрессивную части цикла как два самостоятельных интервала с разным нефтегазоматеринским потенциалом.

Ключевые слова: Баренцевоморский шельф, верхняя юра – нижний мел, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, трансгрессивно-регрессивные циклы

Благодарности: авторы выражают большую благодарность коллегам: Eide C. H., Klausen T. G, Гильмуллиной А. А. из университета г. Берген и Escalona A., Marin D. R., Ohm S. E., Cedeno A. F. из университета г. Ставангер за консультации и совместные работы в 2015–2018 годах, в том числе по тематике данного исследования.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № АААА-А16-116033010095-1 «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации»).

Для цитирования: Колесникова Т. О., Краснова Е. А., Сулова А. А., Ступакова А. В., Мордасова А. В., Большакова М. А. Закономерности изменения генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород верхнеюрско-нижнемеловых отложений шельфа Баренцева моря // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 46–57. EDN IHRFTI.

© Колесникова Т. О., Краснова Е. А., Сулова А. А., Ступакова А. В., Мордасова А. В., Большакова М. А., 2026

© Kolesnikova T. O., Krasnova E. A., Suslova A. A., Stupakova A. V., Mordasova A. V., Bolshakova M. A., 2026

Original article
UDC 553.98
EDN IHRFTI

VARIATIONS IN SOURCE ROCK GENERATION
POTENTIAL OF THE UPPER JURASSIC –
LOWER CRETACEOUS SUCCESSION
ON THE BARENTS SEA SHELF

T. O. Kolesnikova¹, E. A. Krasnova², A. A. Suslova³, A. V. Stupakova⁴, A. V. Mordasova⁵,
M. A. Bolshakova⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

¹t.kolesnikova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0000-1889-7133>

²e.krasnova@oilmsu.ru <https://orcid.org/0000-0001-6699-0770>

³a.suslova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1752-8090>

⁴a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>

⁵a.mordasova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2472-3652>

⁶m.bolshakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9240-291X>

Abstract. The study is focused on predicting the properties and generation potential of source rocks in Upper Jurassic – Lower Cretaceous sedimentary rocks of the Barents Sea. Integrated of geochemical data with sedimentation cyclicity and paleogeographic reconstructions showed that rocks of the transgressive phase (Oxfordian – Early Kimmeridgian) and regressive phase (Late Kimmeridgian – Early Berriasian) phases differ in organic matter composition and generation

potential. The transgressive formed high-potential rocks with a predominance of marine type II organic matter (HI > 400 mg HC / g TOC, TOC > 10 %), while the regressive formed rocks predominantly with mixed type II–III organic matter (HI = 200–400 mg HC / g TOC, TOC < 10 %). These patterns are consistent across the entire study area, allowing the transgressive and regressive parts of the sequences to be considered as two independent intervals with differing source rock potential.

Keywords: Barents sea, Upper Jurassic – Lower Cretaceous, source rocks, organic matter, transgressive-regressive cycles

Acknowledgments: the authors express their deep gratitude to their colleagues: Eide C. H., Klausen T. G, Gilmullina A. A. from the University of Bergen and Escalona A., Marin D. R., Ohm S. E., Cedeno A. F. from the University of Stavanger for consultations and joint work in 2015–2018, including on the topic of this work.

Funding: the research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme No. АААА-А16-116033010095-1 “Arctic shelf hydrocarbon resources evaluation and innovation methods for production increasing”).

For citation: Kolesnikova T. O., Krasnova E. A., Suslova A. A., Stupakova A. V., Mordasova A. V., Bolshakova M. A. Variations in source rock generation potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous succession on the Barents sea shelf. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):46-57. (In Russ.). EDN IHRFTI.

Введение

Значительный углеводородный потенциал верхнеюрско-нижнемеловых (J₃o–K₁b₁) отложений в пределах Баренцевоморского шельфа подтвержден многочис-

ленными исследованиями. Изучение свойств и нефтегазоматеринского потенциала этих пород проводилось как в западной, так и в восточной частях шельфа. В западной части выводы основаны на обширных данных

бурения [1–7]. В восточной части исследования опираются на более ограниченный керновый материал [8–15]. Несмотря на длительную историю изучения, региональные закономерности пространственной изменчивости геохимических параметров этой нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) остаются предметом научных дискуссий.

Основным сдерживающим фактором является неравномерная плотность геолого-геофизических данных, в частности недостаточный объем глубокого бурения в восточных и северных секторах акватории. Как следствие, существует дефицит репрезентативного геохимического материала, необходимого для построения достоверных региональных моделей. На этом фоне исключительное положение занимает юго-западная часть Баренцево-морского шельфа, где плотность бурения относительно высока, а верхнеюрские отложения детально охарактеризованы комплексом методов органической геохимии.

Обобщение геохимических данных по верхнеюрско-нижнемеловым отложениям проводилось в основном в западной части шельфа по отдельным наиболее изученным районам (прогиб Хаммерфест, поднятие Лоппа) [3, 6, 7, 16], также были опубликованы региональные модели изменчивости свойств НГМТ на территории всего шельфа [12, 14].

Целью работы являются интеграция и сравнительный анализ существующих разрозненных данных для последующей оценки генерационного потенциала верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах Баренцево-морского шельфа.

Объект исследований

Верхнеюрско-нижнемеловые ($J_3o-K_1b_1$) отложения представлены богатыми органическим веществом аргиллитами с редкими прослоями алевроитов и песчаников [10]. Значения ТОС в пределах этого интервала демонстрируют значительный разброс: от 0,45 до 23 % в западной части бассейна [3] и от 0,5 до 16 % в восточной [10, 14].

На норвежском шельфе стратиграфическим аналогом является свита хеккинген (Hekkingen), подразделяемая по количеству органического вещества на две пачки: альге (Alge) и криль (Krill). Возраст пачек примерно соответствует оксфорд-раннекиммериджскому и позднекиммеридж-берриасскому соответственно, однако граница между ними считается диахронной [16–18]. В породах оксфорд-раннекиммериджского возраста фиксируется преобладание морского органического вещества, в то время как в позднекиммеридж-берриасских доминирует материал наземного происхождения, что отражает регрессивные условия и усиление континентального сноса [18]. Геохимические характеристики обоих интервалов показывают региональную изменчивость, обусловленную различиями палеообстановок седиментации и характером областей сноса.

На архипелаге Шпицберген стратиграфическим аналогом является свита агардфьеллет (Agardhfjellet) среднеюрско-берриасского возраста. Содержание

ТОС в породах свиты варьирует от 1 до 11 %. Наибольшие значения фиксируются в пачке оксфорд-нижнекиммериджской лардифьеллет (Lardyfjellet), в ней же преобладает органическое вещество (ОВ) II типа. Верхнекиммеридж-берриасская часть разреза (пачки оппдальсата (Oppdalssåta) и слоттсмейя (Slottsmøya)) отличается более низкими значениями ТОС (2,5–5 %) и преобладанием III типа ОВ [19].

Юрско-нижнемеловой комплекс Баренцево-морского региона характеризуется циклическим строением [15, 17, 18, 20, 22]. В его составе верхнеюрско-нижнемеловой комплекс рассматривается как трансгрессивно-регрессивный цикл [17, 22]. Максимум трансгрессии в западной части шельфа и на архипелаге Шпицберген коррелирует с отложениями пачек альге и лардифьеллет соответственно [18, 19, 23].

В настоящей работе проведена характеристика нефтегазоматеринских пород верхнеюрско-нижнемелового возраста путем сравнительного анализа трансгрессивной ($\sim J_3o-k_1$) и регрессивной ($\sim J_3k_2-K_1b$) частей этого циклита в пределах Баренцево-морского региона.

Методика исследований

Авторами проведено лабораторное изучение семи образцов керна из скважины DH-5 (архипелаг Шпицберген) из коллекции кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М. В. Ломоносова. Исследования включали в себя пиролиз на оборудовании HAWK по методу Rock-Eval, экстракцию битумоидов с разделением на фракции (SARA) и анализ насыщенной и ароматической фракций методом газовой хромато-масс-спектрометрии (GC-MS).

Для оценки пространственной изменчивости свойств нефтегазоматеринских пород в пределах всей области исследований были проанализированы опубликованные результаты геохимических исследований по скважинам на Баренцево-морском шельфе и архипелаге Земля Франца-Иосифа [2, 6, 9, 10, 12, 14, 24]. Карта фактического материала с расположением всех использованных скважин приведена на рисунке 1 (см. с. 49).

Фактический материал был собран в единую базу данных. Образцы с параметрами, нехарактерными для нефтегазоматеринских пород ($ТОС < 0,5 \%$, $HI < 50$ мг УВ / г $ТОС$, $S_2 < S_1$), при низком уровне катагенетической зрелости ($МК_1-MK_2$) были исключены из дальнейшего рассмотрения.

Исследуемые отложения образуют единый седиментационный цикллит. Геохимические параметры рассматривались отдельно для его трансгрессивной (оксфорд – ранний киммеридж) и регрессивной (поздний киммеридж – берриас) частей.

Для корректного сравнения генерационных свойств пород различной степени преобразованности была выполнена поправка на зрелость: восстановлены исходные значения водородного индекса (HI_0) и содержания органического углерода ($C_{org,0}$). Для

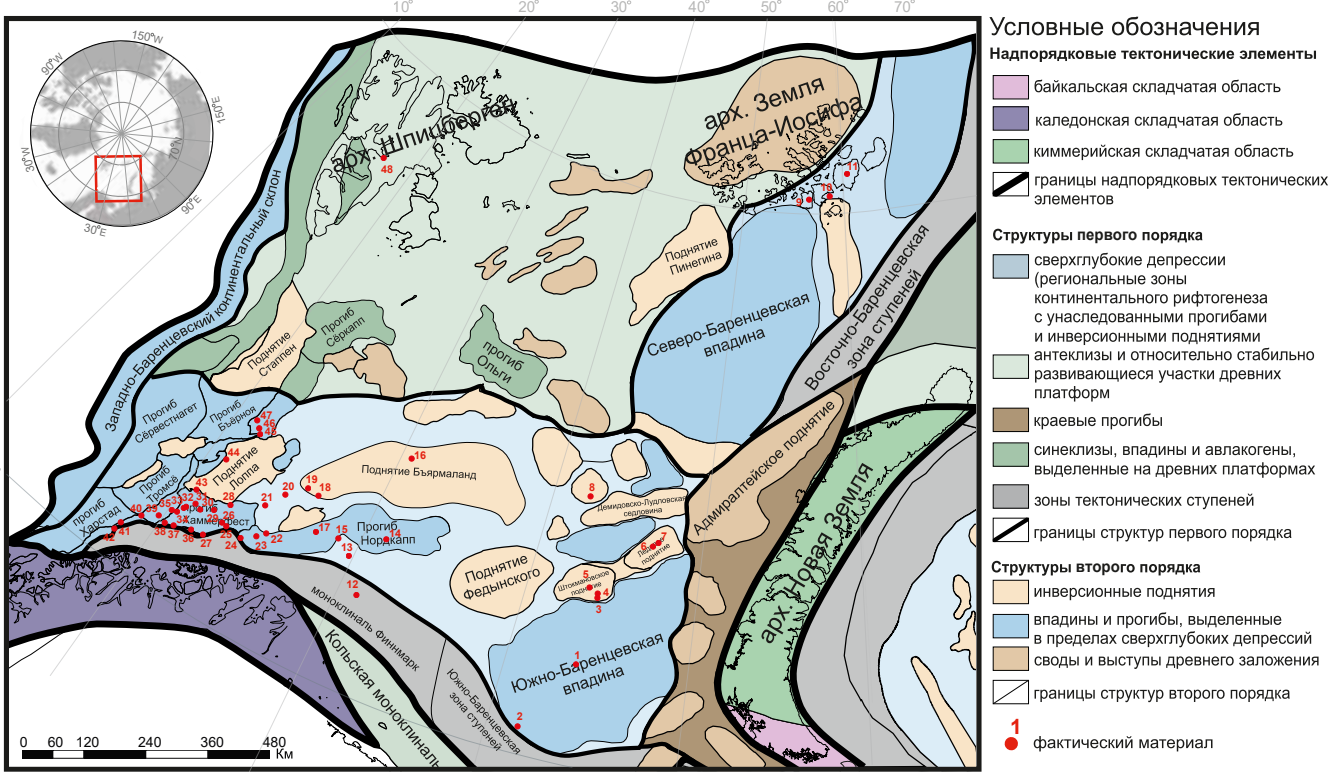


Рисунок 1 – Карта фактического материала. Тектоническая схема района исследований [21, 26, 27]

каждой части циклита по каждой скважине были рассчитаны средние значения пиролитических параметров. Полученные данные послужили опорной фактурой для построения итоговых схем характеристик НГМТ.

Прямое картирование геохимических параметров затруднено из-за неравномерного распределения скважин на шельфе. Для экстраполяции характеристик нефтегазоматеринских пород на всю территорию исследований были использованы опубликованные палеогеографические реконструкции для изучаемых

временных интервалов, а также карты изопахит, полученные по сейсмическим данным и данным бурения [18, 22, 25, 28–30].

На основе восстановленных значений характеристик НГМТ и палеогеографических реконструкций авторами построены схемы распределения исходного водородного индекса для трансгрессивной и регрессивной частей циклита. Полученные схемы отражают пространственную изменчивость типа органического вещества и его генерационного потенциала в пределах Баренцево-морского шельфа.

Таблица 1 – Результаты исследований керна верхнеюрско-нижнемеловых отложений скважины DH-5 архипелага Шпицберген

Образец	Возраст	S_1 (мг УВ / г породы)	S_2 (мг УВ / г породы)	ТОС (%)	T_{max} (°C)	HI (мг УВ / г ТОС)	C_{27}	C_{28}	C_{29}	Pr/Ph
1	$J_3k_2-K_1b$	0,29	0,32	1,91	465	16	н. д.			
2		1,28	2,75	3,41	457	80	40,68	27,09	32,22	0,07
3		1,32	2,87	3,76	462	76	35,35	26,80	37,84	0,06
4		1,16	2,42	3,50	462	69	37,38	25,96	36,65	0,28
5		1,44	4,40	4,93	460	89	32,28	31,19	36,53	0,28
6		0,48	0,92	2,30	460	39	37,08	24,90	38,02	0,43
7	J_3o-km_1	0,34	0,60	2,26	459	26	н. д.			
8		1,77	8,25	9,39	471	87	31,03	30,17	38,80	0,43
9		1,73	8,81	9,83	469	89	37,91	28,45	33,64	0,12

Результаты исследования

Результаты исследований кернa скважины ДН-5 представлены в **таблице 1** (см. с. 49). Для всех образцов характерен низкий водородный индекс (HI = 16–89 мг УВ / г ТОС), что объясняется высокой катагенетической зрелостью пород ($T_{max} = 459–471^{\circ}\text{C}$). Образцы регрессивной части циклита ($J_3k_2-K_1b$, глубина 460–570 м) имеют содержание органического углерода $TOC = 1,91–4,93\%$, тогда как образцы трансгрессивной части (J_3o-k_1 , глубина 611–623 м) демонстрируют значительно более высокие значения TOC – до 9,4–9,8%. Значения Pr/Ph варьируют от 0,06 до 0,43, а распределение стеранов $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ составляет 32–41%, 25–31% и 32–38% соответственно.

Для выявления общих закономерностей все собранные данные были объединены в единую базу и разделены по принадлежности к трансгрессивной и регрессивной частям циклита (см. **таблица 2**, с 51).

Пиролитические параметры пород, относящихся к разным частям верхнеюрско-нижнемелового трансгрессивно-регрессивного циклита, демонстрируют систематическое различие. Для отложенной трансгрессивной части ($\sim J_3o-k_1$) характерно преимущественное развитие пород со II–III и II типами ОВ и $TOC > 5\%$. В регрессивной части ($\sim J_3k_2-K_1b$) распространены породы с III и II–III типами ОВ при вариациях TOC в интервале 1–10% (см. **рис. 2**).

Данная закономерность устойчиво прослеживается во всех изученных скважинах, что дает основания интерпретировать трансгрессивную и регрессивную части циклита как две самостоятельные НГМТ. Обе толщи обладают значительным (от хорошего до превосходного) генерационным потенциалом.

Сопоставление пиролитических параметров с цикличностью разреза показало, что максимальные

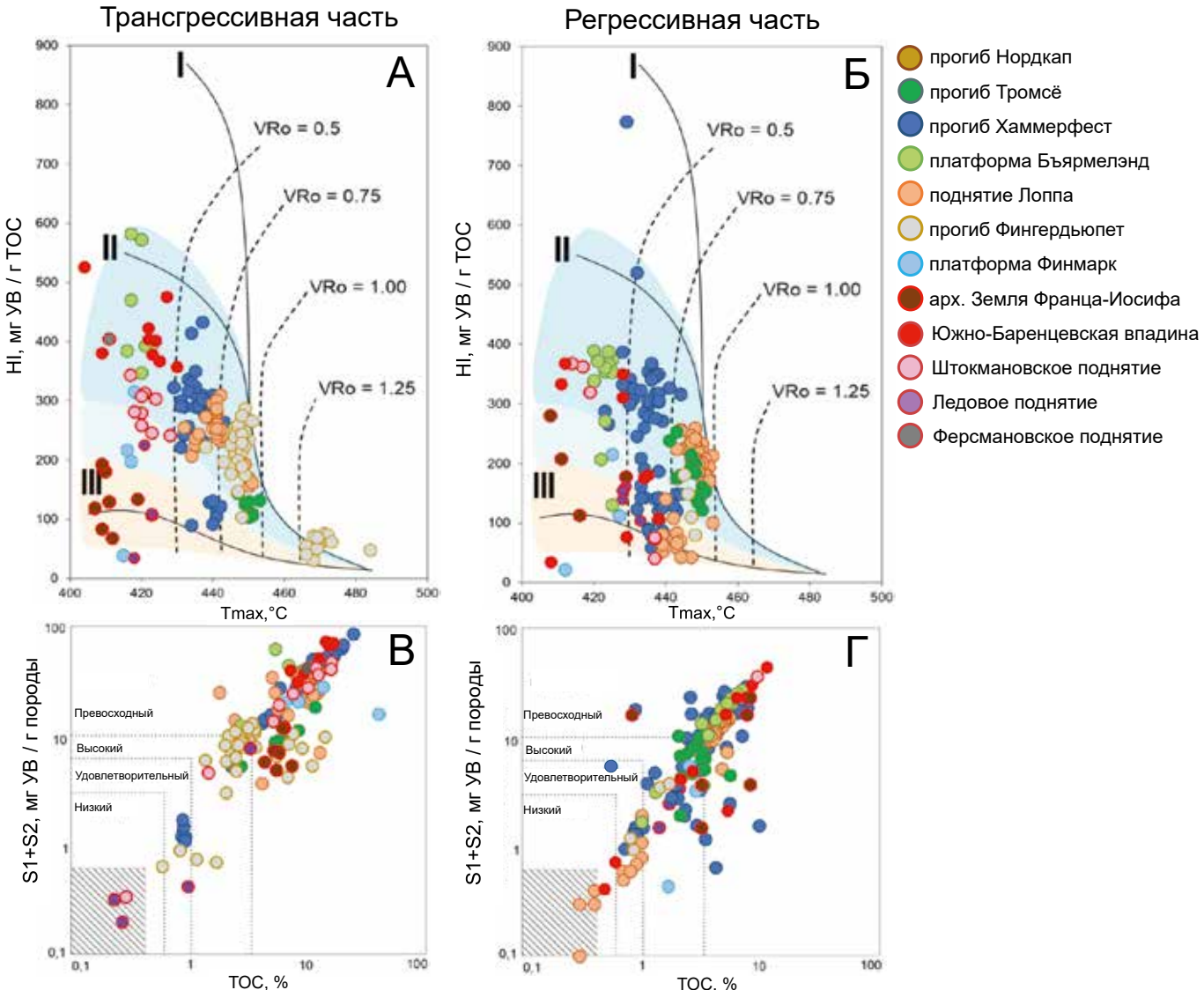


Рисунок 2 – Диаграммы HI-Tmax: А – для пород трансгрессивной части циклита ($\sim J_3o-k_1$), Б – для пород регрессивной части циклита ($\sim J_3k_2-K_1b$).
Диаграммы генерационного потенциала пород: В – трансгрессивной части циклита ($\sim J_3o-k_1$), Г – регрессивной части циклита ($\sim J_3k_2-K_1b$)

Таблица 2 – Пиролитические параметры для трансгрессивной и регрессивной частей верхнеюрско-нижнемелового циклита [2, 6*, 9, 10, 12, 24]

№	Скважина	Трансгрессивная часть ($\sim J_3o-k_1$)				Регрессивная часть ($\sim J_3k_2-K_1b$)				Источник
		Замеры	ТОС (%)	HI (мг УВ / г ТОС)	T_{max} ($^{\circ}\text{C}$)	Замеры	ТОС (%)	HI (мг УВ / г ТОС)	T_{max} ($^{\circ}\text{C}$)	
1	Арктическая-1	9	8–16,7	357–476	422–430	7	0,6–6,3	107–350	428–438	9, 10
2	С.-Мурманская-1			н. д.		5	5,3–11,3	368–526	404–412	9
3	Штокмановская-4	5	10–16	241–343	417–428			н. д.		9, 12
4	Штокмановская-1	8	1,4–7,6	225–319	419–424	1	5,1	246	423	9, 12
5	Штокмановская-7	2	8,3–9,4	361–367	414–417			н. д.		9, 12
6	Ледовая-1			н. д.		3	1,7–2,1	139–161	428–429	12
7	Ледовая-2	1	3,3	225	421	1	1,4	103	433	9, 12
8	Ферсмановская-1	1	9,9	404	411			н. д.		10
9	о. Мак-Клинтока	2	5,5–7,4	68–83	409–412			н. д.		12
10	о. Бергхауз	1	4,3	133	419	4	0,8–8,2	112–279	408–429	12
11	о. Земля Вильчека	8	5,2–6,4	118–192	407–411			н. д.		12
12	7131/4-1	1	9	361	322			н. д.		6
13	7229/11-1	1	11	373	422			н. д.		6
14	7231/1-U-1	н. д.	10–15	200–400	407	н. д.	5–10	200–400	н. д.	2, 6
15	7228-9-1S	10	2–16	164–444	410–433	10	2,4–8,5	195–377	42–432	24
16	7430/10-U-1	н. д.	13	366	417			н. д.		6
17	7227/8-U-3	н. д.	5–15	н. д.				н. д.		2
18	7226/2-1	н. д.	8	191		1	4,2	339	420	6, 24
19	7225/3-1	н. д.	9	250	421			н. д.		6
20	7224/6-1	н. д.	11	238	423	н. д.		293	427	6
21	7224/7-1	8	2,7–10	347–583	416–423	13	1,0–7,0	130–389	420–425	24
22	7125/1-1	н. д.	13	315	423			н. д.		6
23	7124/3-1	5	7–13,4	241–365	414–422	2	2,4–4,3	61–118	426–437	24
24	7124-4-1-S	3	6,7–11	324–357	415–420			н. д.		24
25	7123/4-1 A	н. д.	11	261	434	н. д.		190	436	6
26	7122/6-1	31	5,9–24	233–433	429–438	20	0,7–6,9	81–368	433–438	24
27	7122/7-3	4	6–39,7	198–315	415–418	3	1,7–2,0	112–215	412–427	24
28	7122/2-1	24	2–12,6	207–310	432–442	16	0,9–5,2	74–108	439–447	24
29	7122/4-1	н. д.	10	203	452	3	3,8–4,2	192–226	441–449	6, 24
30	7121/5-1	7	2,3–13	89–264	434–447	6	2,6–5,1	271–326	438–444	24
31	7121/4-2	н. д.	10	188	445	н. д.	3	184	445	6
32	7120/9-2	н. д.	10	407	434	н. д.	5	287	432	6
33	7120/8-3	н. д.	12	183	434	н. д.	4	183	439	6
34	7120/8-2	5	4,1–9,6	221–300	431–432	3	2,1–3,4	78–143	434–436	24
35	7120/7-2	2	5,3–8,4	242–256	432–433	7	2,0–5,5	73–296	434–439	24
36	7121/9-1	н. д.	9	280	432	н. д.	4	301	433	6
37	7120/12-1			н. д.		21	1,2–9,7	58–774	424–438	24
38	7120/10-1	н. д.	9	184	418	н. д.	5	200	422	6
39	7119/12-1	7	3–11,5	104–132	447–453	17	2,0–3,4	144–253	441–451	24
40	7019/1-1	н. д.	9	122	449	5	3,0–5,5	122–150	449–450	6, 24
41	7018/5-U-1	н. д.	7	117	416	н. д.	3	128	426	6
42	7018/5-U-2	н. д.	12	181	417	н. д.	5	127	419	6
43	7120/2-2	5	10–12,6	157–193	449–451	56	1–5,40	139–260	443–453	24
44	7220/5-2	н. д.	4	328	428			н. д.		6
45	7321/9-1	13	2,0–3,6	222–287	438–451	3	1,4–2,1	149–226	445–446	24
46	7321/8-1	6	3,1–3,5	189–247	447–449	9	1,7–3,0	103–257	443–450	24
47	7321/7-1	8	2–12,9	51–69	466–484	7	5,5–14,1	59–76	466–473	24
48	ДН-5	3	9,4–9,8	87–89	469–471	4	1,9–4,9	16–89	459–465	

* Данные из источника [6] являются усредненными по интервалу.

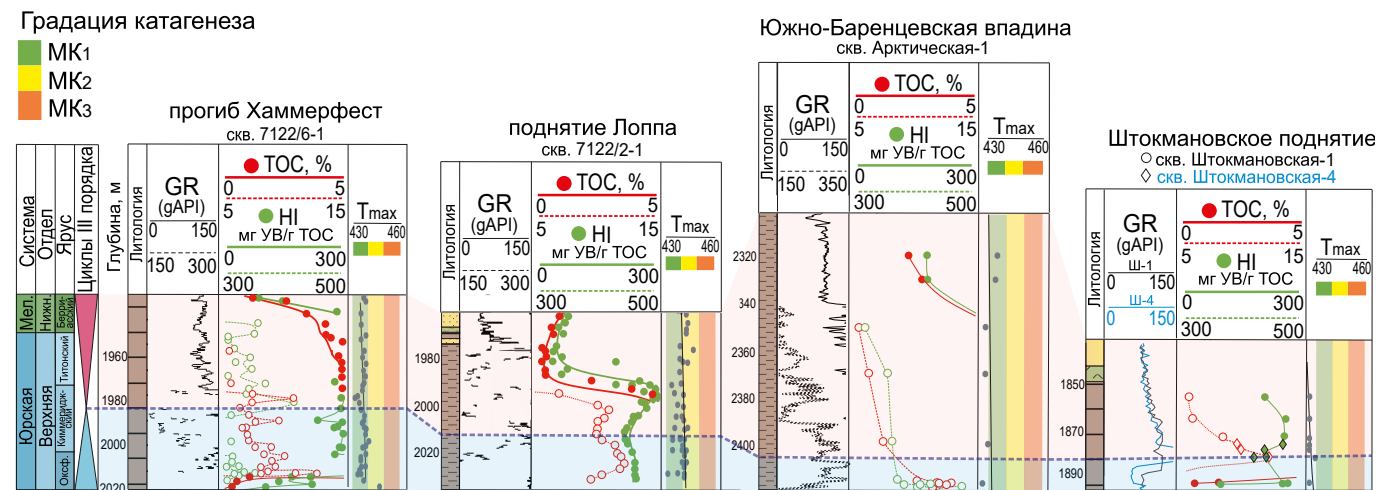


Рисунок 3 – Значения ТОС и НІ в разрезе верхнеюрско-берриасских отложений в скважинах шельфа Баренцева моря

значения ТОС и НІ характерны для всей трансгрессивной части циклита (см. рис. 3).

С началом регрессивной фазы вверх по разрезу наблюдается постепенное уменьшение количества и ухудшения качества ОБ. Несмотря на общую закономерность ухудшения характеристик НГМТ, для обоих интервалов в той или иной степени характерны значения пиролитических параметров, указывающие на тип ОБ от III до II. В центральной части Южно-Баренцевской впадины также наблюдается существенное увеличение мощности регрессивной киммеридж-берриасской части циклита за счет формирования пологого клиноформного тела [15].

Использование палеогеографических реконструкций помогает при прогнозировании свойств НГМТ, однако палеоглубина воды не является единственным фактором, влияющим на качество пород. Существенную роль играют окислительно-восстановительные условия на дне бассейна во время седиментации, которые контролируют сохранность ОБ.

При анализе результатов хроматографических исследований верхнеюрских отложений разных районов шельфа, несмотря на обширное распространение морской среды осадконакопления, наблюдается значительный разброс не только в соотношении континентальной и морской составляющих, но и в редокс-условиях. Для западной части шельфа характерны повышенные значения соотношения регулярных стеранов C_{27}/C_{29} , указывающие на преобладание водорослевого органического вещества

морского генезиса. При этом высокие значения соотношения пристана и фитана (Pr/Ph) свидетельствуют о более окислительных условиях осадконакопления (см. рис. 4).

Для восточной части шельфа и архипелагов Земля Франца-Иосифа и Шпицберген характерны более низкие значения C_{27}/C_{29} , что отражает увеличение доли гумусовой составляющей органического вещества. При этом низкие значения Pr/Ph указывают на восстановительный характер палеоредокс-условий в этих районах.

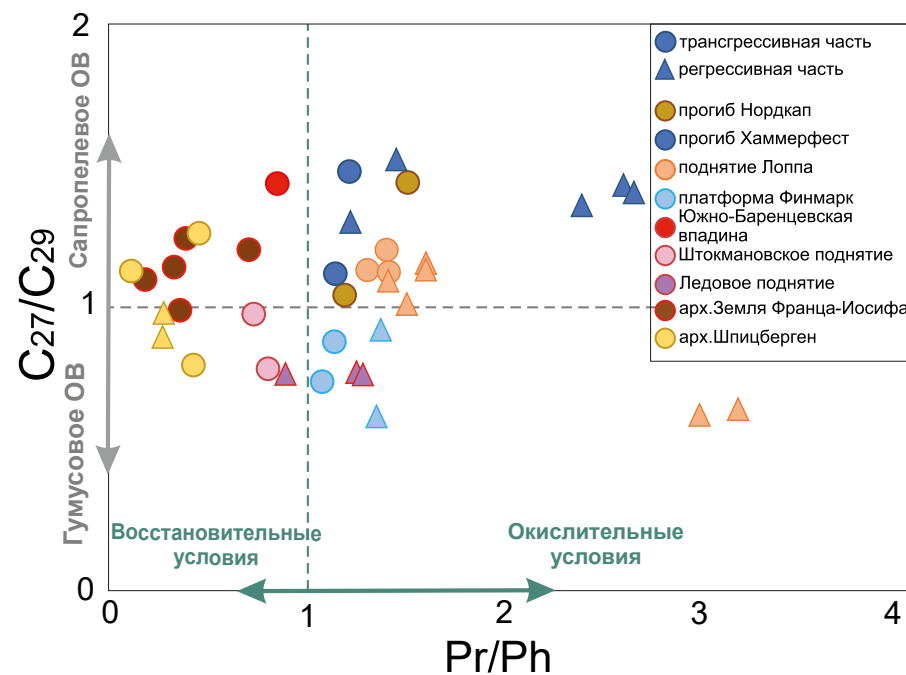


Рисунок 4 – График зависимости отношений регулярных стеранов C_{27}/C_{29} и Pr/Ph для верхнеюрско-нижнемеловых отложений, отражающей тип органического вещества и окислительно-восстановительные условия седиментации

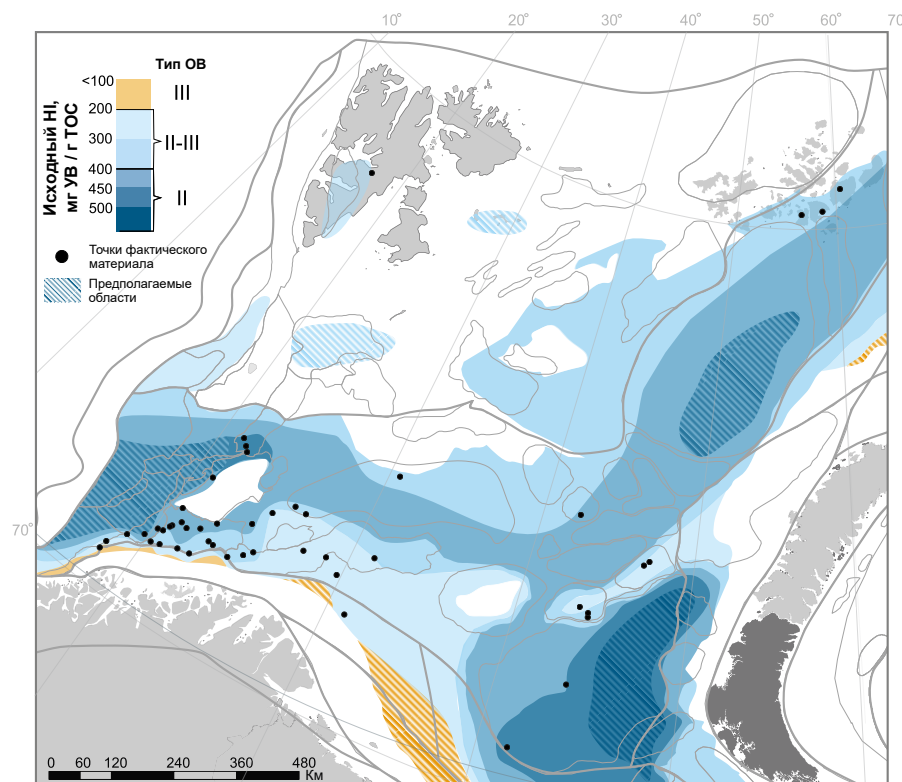


Рисунок 5 – Органическое вещество НГМТ трансгрессивной части (~J30–k1) верхнеюрско-нижнемелового циклита

Обсуждение

В пределах области распространения НГМТ трансгрессивной части циклита были выделены зоны разного типа ОБ. Для наглядной демонстрации региональных тенденций изменения качества органического вещества внутри выделенных зон была проведена дополнительная дифференциация по значениям исходных водородного индекса (HI_0) и количества органического углерода (C_{org0}), восстановленным с учетом катагенетической зрелости.

Отложения оксфорд-раннекиммериджского возраста характеризуются широким распространением НГМТ с преобладанием ОБ II типа. Наиболее высокие значения водородного индекса ($HI_0 > 400$ мг УВ / г ТОС) зафиксированы в пределах Южно-Баренцевской впадины, Ферсмановского поднятия, а также прогибов Фингердьюпет, Тромсе и Хаммерфест. Согласно палеогеографическим реконструкциям, в этот период на шельфе существовала обширная глубоководная зона, простиравшаяся через Северо- и Южно-Баренцевские впадины на запад – в область поднятия Бьярмелэнд, прогиба Нордкап и прогибов западной окраины современного шельфа [6, 25]. Поэтому в этих областях предполагается распространение морского ОБ с HI_0 свыше 400 мг УВ / г ТОС. Средние значения исходных C_{org} здесь составляют более 10 %.

Вместе с тем в отдельных частях прогибов Нордкап, Хаммерфест и на поднятии Бьярмелэнд, прилегающих к платформе Финмарк, отмечаются пониженные значения HI_0 (200–300 мг УВ / г ТОС), несмотря на принадлежность к глубоководным морским обстановкам.

Для прогиба Хаммерфест, платформы Финмарк и южной части прогиба Нордкап такие значения закономерны и объясняются близостью к областям сноса обломочного материала, что подтверждается наличием значительной примеси наземного ОБ [6]. В то же время для остальной части прогиба Нордкап и поднятия Бьярмелэнд, находящихся на относительно отдалении от береговой линии того времени, характерен типично морской состав ОБ [6], тем не менее зона более низких значений HI_0 достаточно широко охватывает эти области. Данная особенность может быть связана с более окислительными условиями в придонной воде, на что указывают данные биомаркерного анализа (см. рис. 5).

Наличие протяженной зоны окислительных условий в оксфорд-раннекиммериджское время также подтверждено результатами других исследований [23].

В зоне перехода к платформе Финмарк распространены породы с преобладанием ОБ III типа, для которых средние значения HI_0 и C_{org0} не превышают 200 мг УВ / г ТОС и 6 % соответственно.

В северной части бассейна отсутствуют фактические данные, а в связи с масштабной кайнозойской эрозией юрские породы распространены фрагментарно. В данной области предполагается распространение НГМТ мелководно-морского генезиса [25] со смешанным ОБ и значениями HI_0 до 300–400 мг УВ / г ТОС и $C_{org0} > 10\%$ по аналогии с породами архипелага Шпицберген.

Регрессия моря и усиление терригенного сноса в позднекиммеридж-берриасское время привели к значительному снижению нефтематеринского потенциала на всей площади шельфа и резкому сокращению ареала распространения пород с ОБ II типа (см. рис. 6, с 54).

Согласно имеющимся фактическим данным, породы с HI_0 , превышающим 400 мг УВ / г C_{org} , сохранились лишь в пределах прогиба Тромсе. Исходя из этого предполагается сохранение зоны с высоким потенциалом пород к западу от поднятия Лоппа, которое, как в случае с породами оксфорд-раннекиммериджского возраста [23], могло выступать в качестве барьера, поддерживающего восстановительные условия.

В восточной части бассейна, в районах расположения скважин Арктическая, Северо-Мурманская и Штокмановская, зафиксированы значения HI и C_{org} , достигающие 350 (среднее 300) мг УВ / г C_{org} и 8 (среднее 5) % соответственно. Предполагается наличие ограниченного участка с II типом ОБ, приурочен-

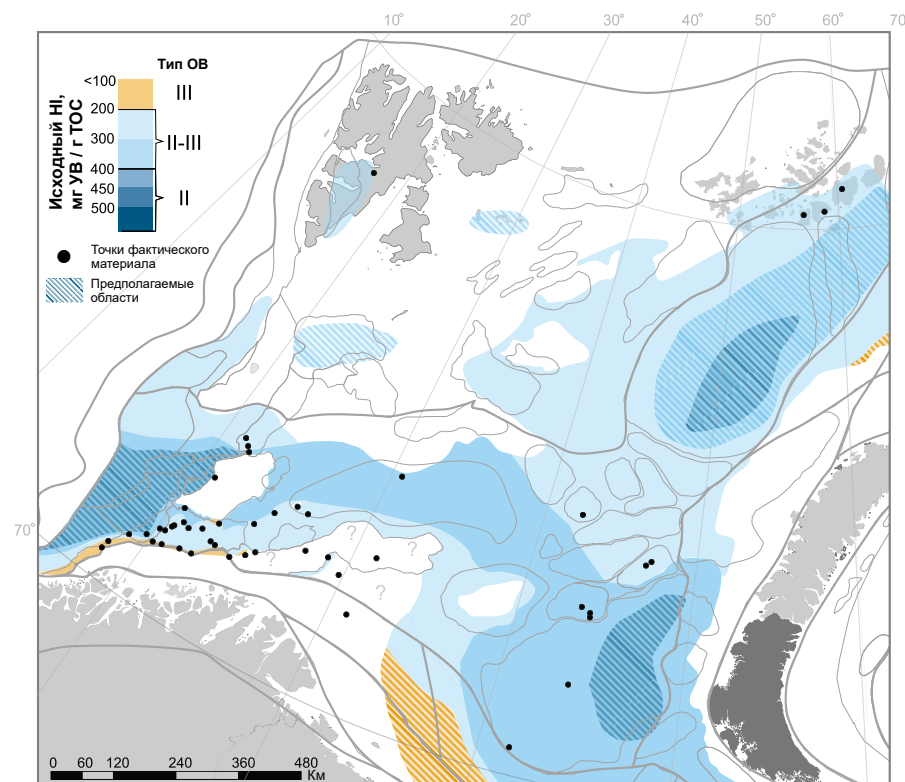


Рисунок 6 – Органическое вещество НГМТ регрессивной части (~J₃k₂–K₁b) верхнеюрско-нижнемелового циклита.

ного к депоцентру в Южно-Баренцевской впадине. По аналогии предполагается сохранение небольшой зоны ОВ II типа в Северо-Баренцевской впадине.

На всей остальной территории шельфа преобладают НГМТ со смешанным типом ОВ, характеризующиеся средними значениями исходного водородного индекса и C_{орг}, не превышающими 400 мг УВ / г ТОС и 6%. На границе с платформой Финнмарк сохранились локальные участки с преобладанием III типа ОВ. При этом ареал распространения пород со смешанным типом ОВ и значениями НІ₀ в диапазоне 200–300 мг УВ / г C_{орг} значительно расширился, охватив почти всю территорию прогиба Хаммерфест и южную часть поднятия Бьярмелэнд.

Вероятно, породы со сходными свойствами были распространены в пределах прогиба Нордкап, что подтверждается результатами исследований скважин 7231/1-U-1, 7320/5-U-4 [2]. Однако отложения регрессивной части верхнеюрско-нижнемелового циклита отсутствуют в разрезе большей части прогиба, что, вероятно, связано

с их размывом в раннемеловое время. В северной части шельфа предполагается распространение пород с II–III типом ОВ, значениями НІ₀ до 300 мг УВ / г ТОС и C_{орг} порядка 5–7%.

В работе установлена прямая связь между фазами седиментационного цикла и распределением генерационных параметров. Эти закономерности имеют устойчивый характер на всей изученной территории. В трансгрессивную фазу (оксфорд – ранний киммеридж) сформировалась высокопотенциальная НГМТ с преобладанием сапропелевого ОВ II типа. Пиковые значения исходного потенциала (НІ₀ > 400 мг УВ / г C_{орг}) и содержания органического углерода (C_{орг} > 10%) приурочены к глубоководным палеобассейнам. Локальное снижение НІ₀ в прогибе Нордкап и на части поднятия Бьярмелэнд связано с неустойчивостью восстановительных условий. В регрессивную фазу (поздний киммеридж – бериас) ареал высокопотенциальных пород резко сократился, преобладает смешанное ОВ II–III типа (НІ₀ 200–400 мг УВ / г C_{орг}). Участки пород с II типом ОВ могли локально сохраниться в депоцентрах Южно- и Северо-Баренцевских впадин.

Заключение

В работе показано, что распределение нефтегазоматеринских свойств в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Баренцевоморского шельфа подчинено седиментационной цикличности. Породы трансгрессивной и регрессивной фаз закономерно различаются по типу органического вещества и генерационному потенциалу.

Раздельное рассмотрение трансгрессивной и регрессивной частей циклита позволяет обоснованно проводить региональную корреляцию и прогнозировать характеристики НГМТ. Выявленные в работе закономерности имеют устойчивый характер на всей изученной территории и могут быть использованы с целью уточнения прогнозной оценки фазового состава и количества генерируемых УВ в пределах шельфа Баренцева моря

Список источников

1. Mørk A., Dallmann W. K., Dypvik H., Johannessen E. P., Larssen G. B., Nagy J., Nøttvedt A., Olaussen S., Pcelina M., Worsley D. Mesozoic lithostratigraphy. Lithostratigraphic lexicon of Svalbard / ed. W. K. Dallmann. Tromsø: Norsk polarinstitutt, 1999. P. 127–190.
2. Bugge T., Elvebakk G., Fanavoll S., Mangerud G., Smelror M., Weiss H. M., Gjølberg J., Kristensen S. E., Nilsen K. Shallow stratigraphic drilling applied in hydrocarbon exploration of the Nordkapp Basin, Barents Sea // Marine and petroleum geology. 2002. Vol. 19, no. 1. P. 13–37. DOI 10.1016/S0264-8172(01)00051-4.

3. Ohm S. E., Karlsen D. A., Austin T. J. F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG bulletin. 2008. Vol. 92, no. 9. P. 1191–1223.
4. Lerch B., Karlsen D. A., Matapour Z., Seland R., Backer-Owe K. Organic geochemistry of Barents Sea petroleum: thermal maturity and alteration and mixing processes in oils and condensates // Journal of petroleum geology. 2016. Vol. 39. P. 125–148. DOI 10.1111/jpg.12637.
5. Abay T. B., Karlsen D. A., Pedersen J. H., Olaussen S., Backer-Owe K. Thermal maturity, hydrocarbon potential and kerogen type of some Triassic–Lower Cretaceous sediments from the SW Barents Sea and Svalbard // Petroleum geoscience. 2018. Vol. 24, no. 3. P. 349–373. DOI 10.1144/petgeo2017-035.
6. Cedeño A., Ohm S., Escalona A., Marín D., Olaussen S., Demchuk T. Upper Jurassic to Lower Cretaceous source rocks in the Norwegian Barents Sea, part II: Insights from open- and closed-system pyrolysis experiments // Marine and petroleum geology. 2021. Vol. 134. P. 105343. DOI 10.1016/j.marpetgeo.2021.105343.
7. Henriksen E., Kvamme L., Rydningen T. A. Hammerfest Basin Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea // Geological society, London, Memoirs. 2025. Vol. 57, no. 1. P. 315–331. DOI 10.1144/M57-2017-23.
8. Бро Е. Г. Нефтегазоносные комплексы в палеозойских и мезозойских отложениях на шельфе Баренцева моря // Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа. СПб.: ВНИИОкеангеология, 1993. С. 17–37.
9. Вискунова К. Г., Подгорных Л. В., Петрова В. И. Создание каркасной сети бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря: отчет по гос. контракту. СПб.: ФГУП ВНИИОкеангеология, 2006.
10. Киреев Г. И., Руденко М. Н., Шахова И. А. Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская): отчет по теме (государственный контракт № 01/12/70-5 от 18 июня 2008 г.). Мурманск: ФГУП «Арктикморнефтегазразведка», 2009. В 5 кн.
11. Таныгина Т. Н., Крылов Р. А. Нефтематеринские образования верхнеюрских отложений Южно-Баренцевской синеклизы // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13, № 4/1. С. 757–763.
12. Кирюхина Н. М., Кирюхина Т. А. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2013. № 1. С. 28–35. DOI 10.3103/S0145875213010055.
13. Полякова И. Д. Нефтегазоматеринские толщи Арктики // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 1. С. 30–54.
14. Ступакова А. В., Большакова М. А., Суслова А. А., Мордасова А. В., Осипов К. О., Ковалевская С. О., Колесникова Т. О., Шевченко Г. А., Мастерков И. А., Цыганкова А. А., Гильмуллина А. А. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 6–25. DOI 10.18599/grs.2021.2.1.
15. Суслова А. А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный журнал). 2014. Т. 9, № 2. С. 1–19. DOI 10.18599/grs.2019.2.63-79.
16. Leith T. L., Weiss H. M., Mørk A., Århus N., Elvebakk G., Embry A. F., Brooks P. W., Stewart K. R., Pchelina T. M., Bro E. G., Verba M. L., Danyushevskaya A., Borisov A. V. Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region // Norwegian petroleum society special publications. 1993. Vol. 2. P. 1–25. DOI 10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X.
17. Smelror M., Mørk A., Mørk M. B. E., Weiss H. M., Løseth H. Middle Jurassic – Lower Cretaceous transgressive-regressive sequences and facies distribution off northern Nordland and Troms, Norway // Norwegian petroleum society special publications. 2001. Vol. 10. P. 211–232. DOI 10.1016/S0928-8937(01)80015-1.
18. Marín D., Hølleren S., Escalona A., Olaussen S., Cedeño A., Nøhr-Hansen H., Ohm S. The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: interplay between tectonics, coarse-grained sediment supply and organic matter preservation // Basin research. 2021. Vol. 33, no. 2. P. 1033–1055. DOI 10.1111/bre.12504.
19. Koevoets M. J., Hammer Ø., Olaussen S., Senger K., Smelror M. Integrating subsurface and outcrop data of the middle jurassic to lower cretaceous agardhfjellet formation in central Spitsbergen // Norwegian journal of geology. 2019. Vol. 98, no. 4. P. 1–34.
20. Ступакова А. В., Суслова А. А., Коробова Н. И., Бурлин Ю. К. Цикличность и перспективы юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа // Вестник Московского университета. 2012. Серия 4. Геология. Т. 67, № 6. С. 35–42.
21. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 99–115.
22. Mordasova A. V., Stupakova A. V., Suslova A. A., Escalona A., Marín D., Gilmullina A. Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea // Basin research. 2024. Vol. 36. P. e12862. DOI 10.1111/bre.12862.
23. Hølleren S., Marín D., Ohm S., Augustsson C., Escalona A. Why does not lithology correlate with gamma-ray spikes in the shaley source rocks of the Upper Jurassic Alge Member (southwestern Barents Sea)? // Marine and petroleum geology. 2020. Vol. 121. P. 104623. DOI 10.1016/j.marpetgeo.2020.104623.
24. Официальный сайт Норвежского Нефтяного директората (Norwegian Petroleum Directorate). URL: <http://www.npd.no>.
25. Суслова А. А., Мордасова А. В., Гилаев Р. М., Краснова Е. А., Сауткин Р. С., Коробова Н. И., Шевчук Н. С., Ступакова А. В., Агаян А. С., Большакова М. А., Колесникова Т. О. История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 2. С. 74–92. DOI 10.18599/grs.2025.2.7.
26. Faleide J. I., Bjørlykke K., Gabrielsen R. H. Geology of the Norwegian continental shelf // Petroleum geoscience. From sedimentary environments to rock physics. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010. P. 467–499.
27. Faleide J. I., Pease V., Curtis M., Klitzke P., Minakov A., Scheck-Wenderoth M., Kostyuchenko S., Zayonchek A. Tectonic implications of the lithospheric structure across the Barents and Kara shelves // Geological society, London, Special Publications. 2018. Vol. 460, no. 1. P. 85–314. DOI 10.1144/SP460.18.
28. Dypvik H., Håkansson E., Heinberg C. Jurassic and Cretaceous palaeogeography and stratigraphic comparisons in the North Greenland-Svalbard region // Polar research. 2002. Vol. 21, no. 1. P. 91–108.

29. Blaich O. A., Tsikalas F., Faleide J. I. New insights into the tectono-stratigraphic evolution of the southern Stappen High and its transition to Bjørnøya Basin, SW Barents Sea // Marine and petroleum geology. 2017. Vol. 85. P. 89–105.

30. Грушевская О. В., Соловьев А. В., Васильева Е. А., Петрушина Е. П., Аксенов И. В., Юсупова А. Р., Шиманский С. В., Пешкова И. Н. Тектоника Баренцевоморского континентального шельфа (Россия): этапы формирования фундамента и осадочного чехла // Геотектоника. 2023. № 6. С. 3–26. DOI 10.31857/S0016853X23060048.

References

1. Mørk A., Dallmann W. K., Dypvik H., Johannessen E. P., Larssen G. B., Nagy J., Nøttvedt A., Olaussen S., Peelina M., Worsley D. Mesozoic lithostratigraphy. Lithostratigraphic lexicon of Svalbard / ed. W. K. Dallmann. Tromsø: Norsk polarinstitutt, 1999. P. 127–190.

2. Bugge T., Elvebakk G., Fanavoll S., Mangerud G., Smelror M., Weiss H. M., Gjelberg J., Kristensen S. E., Nilsen K. Shallow stratigraphic drilling applied in hydrocarbon exploration of the Nordkapp Basin, Barents Sea // Marine and petroleum geology. 2002. Vol. 19, no. 1. P. 13–37. DOI 10.1016/S0264-8172(01)00051-4.

3. Ohm S. E., Karlsen D. A., Austin T. J. F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG bulletin. 2008. Vol. 92, no. 9. P. 1191–1223.

4. Lerch B., Karlsen D. A., Matapour Z., Seland R., Backer-Owe K. Organic geochemistry of Barents Sea petroleum: thermal maturity and alteration and mixing processes in oils and condensates // Journal of petroleum geology. 2016. Vol. 39. P. 125–148. DOI 10.1111/jpg.12637.

5. Abay T. B., Karlsen D. A., Pedersen J. H., Olaussen S., Backer-Owe K. Thermal maturity, hydrocarbon potential and kerogen type of some Triassic–Lower Cretaceous sediments from the SW Barents Sea and Svalbard // Petroleum geoscience. 2018. Vol. 24, no. 3. P. 349–373. DOI 10.1144/petgeo2017-035.

6. Cedeño A., Ohm S., Escalona A., Marín D., Olaussen S., Demchuk T. Upper Jurassic to Lower Cretaceous source rocks in the Norwegian Barents Sea, part II: Insights from open- and closed-system pyrolysis experiments // Marine and petroleum geology. 2021. Vol. 134. P. 105343. DOI 10.1016/j.marpetgeo.2021.105343.

7. Henriksen E., Kvamme L., Rydningen T. A. Hammerfest Basin Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea // Geological society, London, Memoirs. 2025. Vol. 57, no. 1. P. 315–331. DOI 10.1144/M57-2017-23.

8. Bro E. G. Petroleum-bearing complexes in Paleozoic and Mesozoic deposits on the Barents Sea shelf. Petroleum potential of the Barents-Kara shelf. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya, 1993. P. 17–37. (In Russ).

9. Viskunova K. G., Podgornyykh L. V., Petrova V. I. Creation of a framework network for basin modeling to assess the hydrocarbon potential of the Barents sea area: report on state contract. St. Petersburg: FGUP VNIIOkeangeologiya, 2006. (In Russ).

10. Kireev G. I., Rudenko M. N., Shakhova I. A. Comprehensive processing of drilling materials from wells in the Barents Sea region (Wells No. 1-Admiralteyskaya, No. 1-Krestovaya, No. 1-Arkticheskaya, No. 1-Fersmanovskaya): report on the topic (State Contract No. 01/12/70-5 dated June 18, 2008). Murmansk: FGUP “Arktikmorneftegazrazvedka”, 2009. In 5 books. (In Russ).

11. Tanygina T. N., Krylov R. A. Source rock formations of the Upper Jurassic deposits of the South Barents Synecline // Bulletin of MSTU. 2010. Vol. 13, no. 4/1. P. 757–763. (In Russ).

12. Kiryukhina N. M., Kiryukhina T. A. Oil and gas generation potential of Jurassic deposits in the Barents sea petroleum basin // Moscow University Geology bulletin. 2013. No. 1. P. 28–35. (In Russ). DOI 10.3103/S0145875213010055.

13. Polyakova I. D. Source rocks of the Arctic // Lithology and mineral resources. 2015. No. 1. P. 30–54. (In Russ).

14. Stupakova A. V., Bolshakova M. A., Suslova A. A., Mordasova A. V., Osipov K. O., Kovalevskaya S. O., Kolesnikova T. O., Shevchenko G. A., Masterkov I. A., Tsygankova A. A., Gilmullina A. A. Source rocks of the Barents-Kara shelf: distribution and properties // Georesources. 2021. Vol. 23, no. 2. P. 6–25. (In Russ). DOI 10.18599/grs.2021.2.1.

15. Suslova A. A. Seismic stratigraphic analysis and hydrocarbon prospects of the Jurassic deposits of the Barents sea shelf // Oil and gas Geology. Theory and practice (electronic journal). 2014. Vol. 9, no. 2. P. 1–19. (In Russ). DOI 10.18599/grs.2019.2.63-79.

16. Leith T. L., Weiss H. M., Mørk A., Århus N., Elvebakk G., Embry A. F., Brooks P. W., Stewart K. R., Pchelina T. M., Bro E. G., Verba M. L., Danyushevskaya A., Borisov A. V. Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region // Norwegian petroleum society special publications. 1993. Vol. 2. P. 1–25. DOI 10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X.

17. Smelror M., Mørk A., Mørk M. B. E., Weiss H. M., Løseth H. Middle Jurassic – Lower Cretaceous transgressive-regressive sequences and facies distribution off northern Nordland and Troms, Norway // Norwegian petroleum society special publications. 2001. Vol. 10. P. 211–232. DOI 10.1016/S0928-8937(01)80015-1.

18. Marín D., Hellenen S., Escalona A., Olaussen S., Cedeño A., Nøhr-Hansen H., Ohm S. The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: interplay between tectonics, coarse-grained sediment supply and organic matter preservation // Basin research. 2021. Vol. 33, no. 2. P. 1033–1055. DOI 10.1111/bre.12504.

19. Koevoets M. J., Hammer Ø., Olaussen S., Senger K., Smelror M. Integrating subsurface and outcrop data of the middle jurassic to lower cretaceous agardhfjellet formation in central Spitsbergen // Norwegian journal of geology. 2019. Vol. 98, no. 4. P. 1–34.

20. Stupakova A. V., Suslova A. A., Korobova N. I., Burlin Yu. K. Cyclicity and prospects of the Jurassic petroleum-bearing complex of the Barents sea shelf // Moscow University Geology bulletin. 2012. Vol. 67, no. 6. P. 35–42. (In Russ).

21. Stupakova A. V. Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories // Geology of oil and gas. 2011. No. 6. P. 99–115. (In Russ).

22. Mordasova A. V., Stupakova A. V., Suslova A. A., Escalona A., Marín D., Gilmullina A. Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea // Basin research. 2024. Vol. 36. P. e12862. DOI 10.1111/bre.12862.

23. Hellenen S., Marín D., Ohm S., Augustsson C., Escalona A. Why does not lithology correlate with gamma-ray spikes in the shaley source rocks of the Upper Jurassic Alge Member (southwestern Barents Sea)? // Marine and petroleum geology. 2020. Vol. 121. P. 104623. DOI 10.1016/j.marpetgeo.2020.104623.

24. Official website of the Norwegian Petroleum Directorate. URL: http://www.npd.no.

25. Suslova A. A., Mordasova A. V., Gilaev R. M., Krasnova E. A., Sautkin R. S., Korobova N. I., Shevchuk N. S., Stupakova A. V., Agayan A. S., Bolshakova M. A., Kolesnikova T. O. Phanerozoic evolution of the Barents-Kara region for assessing hydrocarbon potential // Georesources. 2025. Vol. 27, no. 2. P. 74–92. (In Russ). DOI 10.18599/grs.2025.2.7.

26. Faleide J. I., Bjørlykke K., Gabrielsen R. H. Geology of the Norwegian continental shelf // Petroleum geoscience. From sedimentary environments to rock physics. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010. P. 467–499.

27. Faleide J. I., Pease V., Curtis M., Klitzke P., Minakov A., Scheck-Wenderoth M., Kostyuchenko S., Zayonchek A. Tectonic implications of the lithospheric structure across the Barents and Kara shelves // Geological society, London, Special Publications. 2018. Vol. 460, no. 1. P. 285–314. DOI 10.1144/SP460.18.

28. Dypvik H., Håkansson E., Heinberg C. Jurassic and Cretaceous palaeogeography and stratigraphic comparisons in the North Greenland-Svalbard region // Polar research. 2002. Vol. 21, no. 1. P. 91–108.

29. Blaich O. A., Tsikalas F., Faleide J. I. New insights into the tectono-stratigraphic evolution of the southern Stappen High and its transition to Bjørnøya Basin, SW Barents Sea // Marine and petroleum geology. 2017. Vol. 85. P. 89–105.

30. Grushevskaya O. V., Solovyev A. V., Vasilyeva E. A., Petrushina E. P., Akseov I. V., Yusupova A. R., Shimansky S. V., Peshkova I. N. Tectonics of the Barents sea continental shelf (Russia): stages of basement and sedimentary cover formation // Geotectonics. 2023. No. 6. P. 3–26. (In Russ). DOI 10.31857/S0016853X23060048

Информация об авторах

Татьяна Олеговна Колесникова, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елизавета Андреевна Краснова, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих

Анна Анатольевна Суслова, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Антонина Васильевна Ступакова, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Алина Владимировна Мордасова, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Мария Александровна Большакова, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Information about the authors

Tatiana O. Kolesnikova, engineer, of geology and geochemistry of fossil fuels

Elizaveta A. Krasnova, candidate of geological and mineralogical sciences, senior researcher of the department of geology and geochemistry of fossil fuels

Anna A. Suslova, candidate of geological and mineralogical sciences, senior researcher of the department of geology and geochemistry of fossil fuels

Antonina V. Stupakova, doctor of geological and mineralogical sciences, professor, head of the department of geology and geochemistry of fossil fuels

Alina V. Mordasova, candidate of geological and mineralogical sciences, researcher of the department of geology and geochemistry of fossil fuels

Maria A. Bolshakova, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor of the department of geology and geochemistry of fossil fuels

Статья поступила в редакцию 06.05.2026; одобрена после рецензирования 25.05.2026; принята к публикации 05.06.2026.

The article was submitted 06.05.2026; approved after reviewing 25.05.2026; accepted for publication 05.06.2026.

Научная статья
УДК 550.38
EDN GKFYPW

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ РАССОХИНСКОГО
И БАЛАХНИНСКОГО МЕГАВАЛОВ ЕНИСЕЙ-
ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
КОМПЛЕКСНОЙ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

А. Н. Обухов¹, П. С. Бабаянц², А. А. Корнеев³, А. В. Колмаков⁴, С. Р. Иванова⁵
^{1, 2, 3, 5}Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт Москва, Россия
⁴АО «ГНПП «Аэрогеофизика», Москва, Россия
¹obukhov@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0004-3701-8340>
²babayants@aerogeo.ru, <https://orcid.org/0009-0006-5626-7136>
³korneev@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0007-0693-2545>
⁴kolmakov@aerogeo.ru, <https://orcid.org/0009-0003-1255-844X>
⁵s.ivanova@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0002-9480-9013>

Аннотация. На основе аэромагнитной и аэрогравиметрической съемки, проведенной в 2020–2022 годах на территории зоны сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов Енисей-Хатангского регионального прогиба, выполнена комплексная интерпретация аэрогеофизических данных совместно с данными сейсморазведки 2D и бурения. По результа-

там интерпретации построена новая геолого-геофизическая модель фундамента, в которой выделены гранито-гнейсовый и более молодой рифтовый типы фундамента, оценены масштабы развития магматизма основного состава, установлена вещественная зональность, закартированы системы разрывных нарушений.

Ключевые слова: аэромагнитная, аэрогравиметрическая съемка, моделирование, вещественно-петрофизическое картирование, структурные карты по сейсмическим горизонтам, схема нефтегеологического районирования, схемы прогноза углеводородов, архейский фундамент, рифтовый комплекс, осадочный чехол, Рассохинский мегавал, Балахнинский мегавал, Енисей-Хатангский региональный прогиб

Благодарности: авторы благодарны докторам геолого-минералогических наук Соловьеву А. В. и Гогоненкову Г. Н. за критические замечания и ценные предложения, которые позволили улучшить качество настоящей статьи, кандидату геолого-минералогических наук Мейснеру А. Л. за участие в работе над статьей.

Финансирование: работа выполнена на базе геолого-геофизических материалов, полученных в результате реализации государственного задания № 049-00012-20-01 от 28.01.2020 силами специалистов ФГУП «ВНИГНИ» и АО «ГНПП «Аэрогеофизика».

Для цитирования: Обухов А. Н., Бабаянц П. С., Корнеев А. А., Колмаков А. В., Иванова С. Р. Тектонические особенности зоны сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов Енисей-Хатангского прогиба по результатам комплексной аэрогеофизической съемки // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 58–69. EDN GKFYPW.

© Обухов А. Н., Бабаянц П. С., Корнеев А. А., Колмаков А. В., Иванова С. Р., 2026

© Obukhov A. N., Babayants P. S., Korneev A. A., Kolmakov A. V., Ivanova S. R., 2026

Original article
UDC 550.38
EDN GKFYPW

TECTONIC FEATURES OF THE JUNCTION ZONE
OF THE RASSOKHINSKY AND BALAKHNINSKY
MEGASWELLS, YENISEI-KHATANGA TROUGH,
BASED ON THE RESULTS OF INTEGRATED
AIRBORNE GEOPHYSICAL SURVEY

A. N. Obukhov¹, P. S. Babayants², A. A. Korneev³, A. V. Kolmakov⁴, S. R. Ivanova⁵
^{1, 2, 3, 5}All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia
⁴JSC “GNPP “Aerogeofizika”, Moscow, Russia
¹obukhov@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0004-3701-8340>
²babayants@aerogeo.ru, <https://orcid.org/0009-0006-5626-7136>
³korneev@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0007-0693-2545>
⁴kolmakov@aerogeo.ru, <https://orcid.org/0009-0003-1255-844X>
⁵s.ivanova@vnigni.ru, <https://orcid.org/0009-0002-9480-9013>

Abstract. Based on aeromagnetic and aerogravity surveys conducted in 2020–2022 in the junction zone of the Rassokhinsky and Balakhninsky megaswells of the Yenisei-Khatanga regional trough, a comprehensive interpretation of aerogeophysical data was carried out together with 2D seismic and drilling data. Based on the interpretation results, a new geological and geophysical model of the basement was constructed, in which granite-gneiss and younger rift types of basement are identified, the extent of mafic magmatism is assessed, compositional zonation is established, and fault systems are mapped.

Keywords: aeromagnetic survey, aerogravity survey, modeling, litho-petrophysical mapping, structural maps of seismic horizons, petroleum geology zoning scheme, hydrocarbon prediction schemes, Archean basement, rift complex, sedimentary cover, Rassokha megaswell, Balakhna megaswell, Yenisei-Khatanga regional trough

Acknowledgments: the authors are grateful to Doctors of Geological and Mineralogical Sciences A. V. Soloviev and G. N. Gogonenkov for their critical comments and valuable suggestions, which improved the quality of this article, and to Candidate of Geological and Mineralogical Sciences A. L. Meisner for his participation in working on the article.

Funding: the work was carried out on the basis of geological and geophysical materials obtained as a result of the implementation of State Assignment No. 049-00012-20-01 dated January 28, 2020, by specialists from the Federal State Unitary Enterprise “VNIGNI” and JSC “GNPP “Aerogeofizika”.

For citation: Obukhov A. N., Babayants P. S., Korneev A. A., Kolmakov A. V., Ivanova S. R. Tectonic features of the junction zone of the Rassokhinsky and Balakhninsky megaswells, Yenisei-Khatanga trough, based on the results of integrated airborne geophysical survey. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):58-69. (In Russ.). EDN GKFYPW.

Введение
Арктическая зона России обладает значительным ресурсным потенциалом, освоение которого в перспективе может компенсировать истощение запасов углеводородов в традиционных районах добычи нефти и газа страны. Одним из перспективных на углеводородном

роды (УВ) регионов Арктической зоны Российской Федерации является территория Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). Представление о тектоническом строении региона является основой для дальнейшего изучения и оценки нефтегазоносности. Особенности тектонического строения ключевого элемента ЕХРП – зоны сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов (далее – валов) – посвящена эта статья.

Геолого-тектонический очерк объекта исследования

На фоне гравитационного поля ЕХРП зона сочленения Рассохинского и Балахнинского валов характеризуется повышенными значениями. Это может быть связано с инверсионным подъемом пород пермо-триасовой туфолаковой толщи и мезозойского комплекса и увеличением значений гравитационного поля в центре ЕХРП внедрением высокоплотных магматических пород основного состава.

В центральной зоне в период поздней перми и раннего триаса в результате внутриконтинентального рифтогенеза произошло дробление коры. Это сопровождалось внедрением большого количества даек и интрузий. Объем интрузивного материала был настолько значительным, что он сам по себе приводит к разрыву допермской осадочной толщи.

Фундамент на территории прогиба в северной и южной бортовых частях в основном представлен комплексами метаморфических пород: кристаллическими сланцами, кварцитами, гранито-гнейсами и гнейсами, прорванными интрузиями гранитоидов и гранодиоритов.

На площади работ широко развит магматизм основного состава, тяготеющий к бортам прогиба. Представлен интрузиями долеритов, габброидов, амфиболизированных габброидов и амфиболитов, выражен высокими положительными значениями моделей эффективной плотности и намагнитченности. Осевая часть представлена в основном гипербазитами, внедренными в период пермо-триасового рифтогенеза.

Таким образом, по аэрогеофизическим работам в осевой зоне подтвержден новый рифтовый тип фундамента, имеющий пермо-триасовый возраст, и аномалии в осевой части вызваны, предположительно, ультраосновными породами. Бортовые образования отвечают интрузиям основного состава, преимущественно габбро-долеритового состава и часто прорывают палеозойский осадочный чехол.

В целом Енисей-Хатангский региональный прогиб является источником информации об окраине Сибирской платформы, перекрытой мезозойскими осадочными толщами и нарушенной магматическими процессами. То есть только сейсмическими методами этот регион изучить невозможно, и стоит вопрос об эффективном комплексировании различных геолого-геофизических методов и анализа результатов в данном случае региональных геологоразведочных работ.

Методы исследования

Примененная методика предусматривает, что первый этап исследований – это изучение геологического строения фундамента. Морфология поверхности фундамента по данным сейсморазведки и электроразведки в районе работ определяется неоднозначно, причем особенно затруднена его корреляция именно в районе осевой части прогиба, привлечение гравимагнитных данных позволяет снизить неоднозначность этой оценки. Фундамент в глубокой части ЕХРП прослеживается на временах более 10 сек., что равнозначно глубине не меньше 16, а возможно, и более километров.

При решении указанной задачи использовались:

- технология оценки альтитуд особых точек аномального магнитного поля в нижнем полупространстве, получаемая по результатам анализа его спектра;
- результаты решения линейной обратной задачи (инверсия) в структурной постановке для гравитационного поля (модуль GM-SYS 3D пакета Geosoft Oasis Montaj);
- технология моделирования отражающих горизонтов по данным потенциальных полей и сейсморазведки с использованием методов машинного обучения.

Используемые данные

Для решения поставленных перед настоящими исследованиями задач использовались результаты выполненной комплексной аэрогеофизической съемки высокого разрешения, а также материалы выполненной ранее сейсморазведки 2D и данные бурения. Площадь работ бурением изучена слабо (на территории площади к настоящему моменту пробурено четыре скважины).

Несмотря на то, что сейсморазведочные работы в Енисей-Хатангском прогибе выполнялись с середины 60-х годов прошлого века, в контуре участка плотность сейсмических наблюдений относительно невысока (0,17 пог. км/км²) и расстояние между профилями составляет 30–50 км. Для комплексной интерпретации использовались данные 22 сейсмических профилей (9453,2 пог. км), относительно равномерно покрывающих площадь работ. Комплексная аэрогеофизическая съемка выполнялась за один полевой сезон, в период с 23 июня по 10 сентября 2020 года.

Аэрогеофизическая съемка в объеме 118 743 пог. км выполнялась по системе параллельных рядовых и ортогональных к ним опорных маршрутов. Расстояние между рядовыми маршрутами составило 500 м, между опорными – 5000 м. Сеть профилей покрывала всю исследуемую площадь и ее ближайшие окрестности (для получения равнозначных значений поля силы тяжести на всей территории необходимо, чтобы съемочные профили охватывали ее полностью, выходя за контур площади работ).

После завершения камеральной обработки, заключающейся в вводе всех необходимых поправок и увязке профильных данных, была выполнена оценка качества итоговых материалов. Погрешность аэромагнитной съемки, вычисленная по точкам пересечения

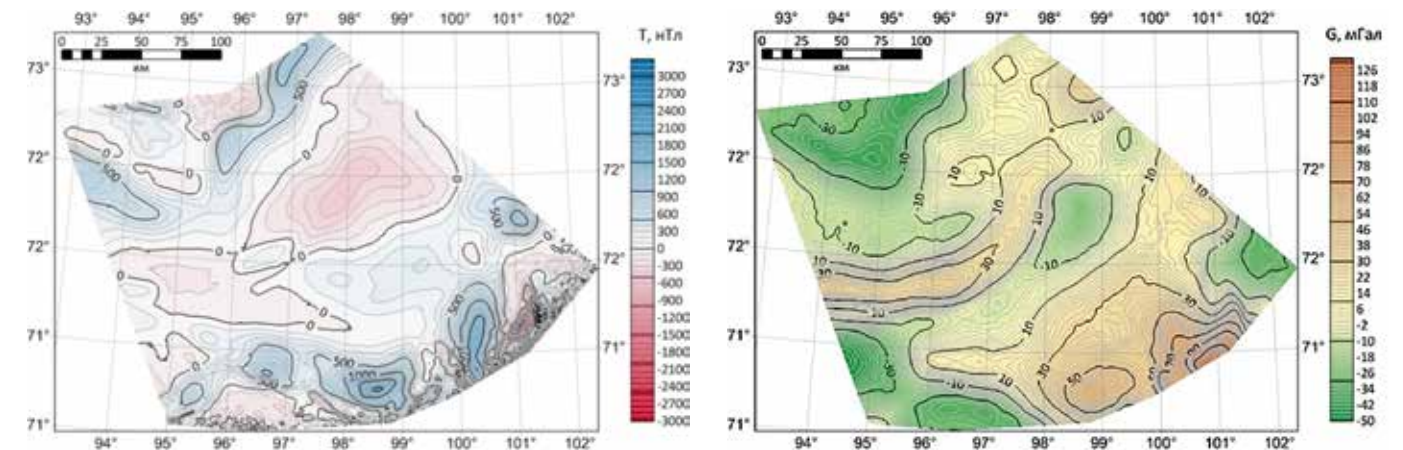


Рисунок 1 – Цифровая модель аномального магнитного поля в контуре аэрогеофизических работ 2022 года

рабочих и диагональных маршрутов, составила $\pm 1,0$ нТл. Погрешность аэрогравиметрической съемки по внутренней сходимости составила $\pm 0,34$ мГал.

Этапы моделирования

В результате обработки были получены цифровые модели аномального магнитного поля (см. рис. 1, в форме матриц с размером ячейки 200*200 м), а также аномалий силы тяжести в редукции Буге с плотностью 2,30 г/см³ (см. рис. 2, в форме матриц с размером ячейки 250*250 м), которые были использованы для построения карт геофизических полей и последующей интерпретации данных.

За основу при моделировании была принята структурная поверхность фундамента, построенная

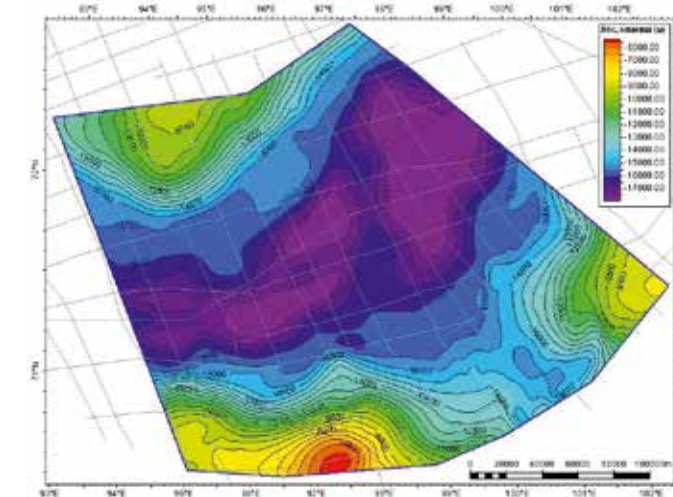


Рисунок 3 – Структурная карта кровли консолидированного фундамента по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки

Рисунок 2 – Цифровая модель аномалий силы тяжести в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя 2,30 г/см³ в контуре аэрогеофизических работ 2022 года

по сейсмическим данным. Полученная модель была скорректирована с использованием технологии моделирования отражающих горизонтов в межпрофильном пространстве. Далее в пределах прогиба, где в сейсмических данных отсутствовала выраженная корреляция горизонта, дополнительно использовались данные инверсии гравитационного поля и модель магнитного фундамента. Полученная в результате структурная карта кровли фундамента приводится на рисунке 3.

Для оценки геометрии и свойств намагнитченных объектов была построена объемная модель распределения магнитной восприимчивости с использованием кусочно-однородной трехмерной сеточной модели. Использовалась блоково-слоистая модель, каждый элемент которой являлся прямоугольной призмой фиксированного размера с постоянной намагнитченностью. Критерием качества моделирования являлся минимум невязки измеренного и модельного полей.

Поскольку гравитационное поле характеризуется гораздо более широкими пределами эквивалентности, для его моделирования использовалась модель слоя с латеральным изменением плотности.

Полученные карты распределения плотности и магнитной восприимчивости, отнесенные к поверхности на рисунке 3, были взяты за основу для вещественно-петрофизического картирования верхней части разреза фундамента.

При выделении разломов верхней части фундамента использовались карты глубин фундамента, модели эффективной плотности и эффективной намагнитченности его образований, аномальные поля и их трансформанты (модуль горизонтального градиента, вертикальный градиент, карты локальных составляющих).

В центральной и северной частях площади разрывные нарушения надежно трассируются осями горизонтального градиента аномального гравитационного поля.

Отдельные колесообразные изгибы и срывы линейных градиентных зон позволяют диагностиро-

вать секущие нарушения сдвигового типа. Положение границ тектонических элементов на площади работ уточнялось по контурам аномалий моделей эффективной плотности и намагниченности, гравитационного и магнитного полей и их локальных составляющих.

Моделирование изолированных объектов по гравитационному и магнитному полям

На первом этапе моделирования была получена исчерпывающая модель (см. рис. 4) строения нижней части разреза, включающая модель строения поверхности

кристаллического фундамента, модель поверхности Мохо и модель распределения плотности пород, заключенных между указанными поверхностями.

Это позволило вычислить суммарный гравитационный эффект от нижней части разреза с последующим его редуцированием из наблюдаемого поля (см. рис. 4 А–Б).

Представленное на рисунке 4Б остаточное поле представляет собой гравитационный эффект от осадочной толщи (MZ-PZ).

Аналогично было вычислено остаточное магнитное поле, редуцированное за счет влияния фундамента (см. рис. 4 В–Г). Поле фундамента опреде-

лялось путем решения прямой задачи для модели с верхней кромкой – поверхностью фундамента, полученной на предыдущем этапе, и с нижней границей – поверхностью Мохо. Магнитные свойства в слое задавались в виде объемного распределения магнитной восприимчивости, полученного по результатам инверсии. Результаты расчетов представлены на рисунке 4Г.

Заслуживает внимания, что практически все магнитные объекты в бортовых частях прогиба находят отражение как в магнитном поле фундамента, так и в остаточном поле. Это магнитные аномалии, предположительно связанные с интрузиями в пределах Янгодо-Горбитского выступа (объекты 5 и 6 на рис. 4), и аномалии в южной части прогиба (объекты 1, 9–14 на рис. 4). Это свидетельствует о том, что они имеют корни ниже поверхности фундамента, а их кромки достигают осадочного чехла.

Моделирование изолированных магнитных аномалий (см. рис. 4 В–Г) выполнялось путем подбора параметров объекта в форме вертикальной призмы с нижней и верхней гранями в виде произвольного многоугольника. Подбор параметров трехмерных объектов выполнялся как в интерактивном, так и в автоматическом режиме.

Важно, что и для ЕХРП соблюдается правило В. С. Старосельцева: мощность платообразных и силловых вулканитов связана обратной зависимостью – если мощность наземных траппов максимальна, то внедрения силлов в осадочные толщи минимальны [1]. Следовательно, меньшие мощности траппов (до 1,5 км) на Таймыре вызвали увеличение силлов в палеозойском разрезе, а в центральных частях ЕХРП происходил основной приток магматического материала, ожидается максимальная мощность вулканоплутонических формаций.

А если добавить тампейскую серию (Т2–3), мы получаем мощность чехла более 15 км. То есть аномальная мощность осадочного чехла становится понятной и бассейны-аналоги известны – это Восточно-Баренцево-море-рифт, в котором мощность пермо-триаса с характерным комплексом даек и силлов превышает 10–15 км [2].

Объекты южной части участка также имеют наклон в сторону оси прогиба и достаточно высокие значения магнитной восприимчивости (до 3000·10⁻⁵ ед. СГС). Они, предположительно, связаны с основными и ультраосновными интрузиями Сибирской платформы.

Моделирование сейсмических горизонтов

Для структурного картирования опорных горизонтов в составе осадочного чехла применялись алгоритмы машинного обучения с учителем – искусственные нейронные сети.

Предварительно из исходных аномальных полей формировался набор информативно значимых для целевого горизонта признаков – трансформант потенциальных полей. Дополнительно использовались результаты геофизического моделирования (гори-

зонтальные срезы модели эффективной плотности), а также остаточные поля, полученные в результате редуцирования. При моделировании горизонта Ia в качестве дополнительного признака использовалась главная магнитоактивная поверхность (ГМАП), так как данный горизонт близок по уровню к разновозрастным пермо-триасовым вулканогенно-осадочным образованиям.

Формально задача восстановления положения отражающих границ в межпрофильном пространстве сейсмических данных заключается в установлении скрытых зависимостей между различными трансформациями наблюдаемых полей (гравитационное, магнитное) и положением целевых границ вдоль линий сейсмических профилей. В последующем установленные зависимости применяются для восстановления границ в местах отсутствия сейсмических данных. Оценка качества выполненных таким образом структурных построений выполнялась по контрольной выборке.

Таким образом, принятая методика исследований предусматривает выполнение последовательного моделирования потенциальных (гравитационного и магнитного) полей с привлечением априорной геолого-геофизической информации. При этом широко использовалось комплексирование интерпретационных технологий, что позволило существенно снизить неоднозначность геологической интерпретации результатов моделирования.

В результате по данным потенциальных полей было выполнено моделирование морфологии сейсмических отражающих горизонтов Ф (поверхность фундамента), А (подшва разновозрастных пермо-триасовых вулканогенно-осадочных отложений (кровля палеозойских отложений)), Ia (подшва юрско-меловых отложений (кровля разновозрастных доюрских отложений)), Б (кровля «баженовской пачки» (верхняя часть юрских отложений)), VII (кровля карбонатного палеозоя). Важно, что моделирование захватывает пространство между сейсмическими профилями. Выбор горизонтов осуществлялся с учетом разрешающей способности аэрогравимагнитной съемки и ее масштаба, а также контрастности плотностных свойств геологической среды.

Результаты исследований

Глубинное геологическое строение

Центральная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба по результатам моделирования представляет собой сложнопостроенный грабен-рифт, максимальные значения глубин в пределах которого достигают 15 км. Осевая часть прогиба осложнена системой субширотных и субмеридиональных (сбросо-сдвиговых) нарушений.

На основе полученных моделей распределения плотности и намагниченности, а также данных по физическим свойствам пород была выполнена петрофизическая классификация пород фундамента. Выделено девять вещественно-петрофизических комплексов пород верхней части фундамента (см. рис. 5, табл. 1, с. 64).

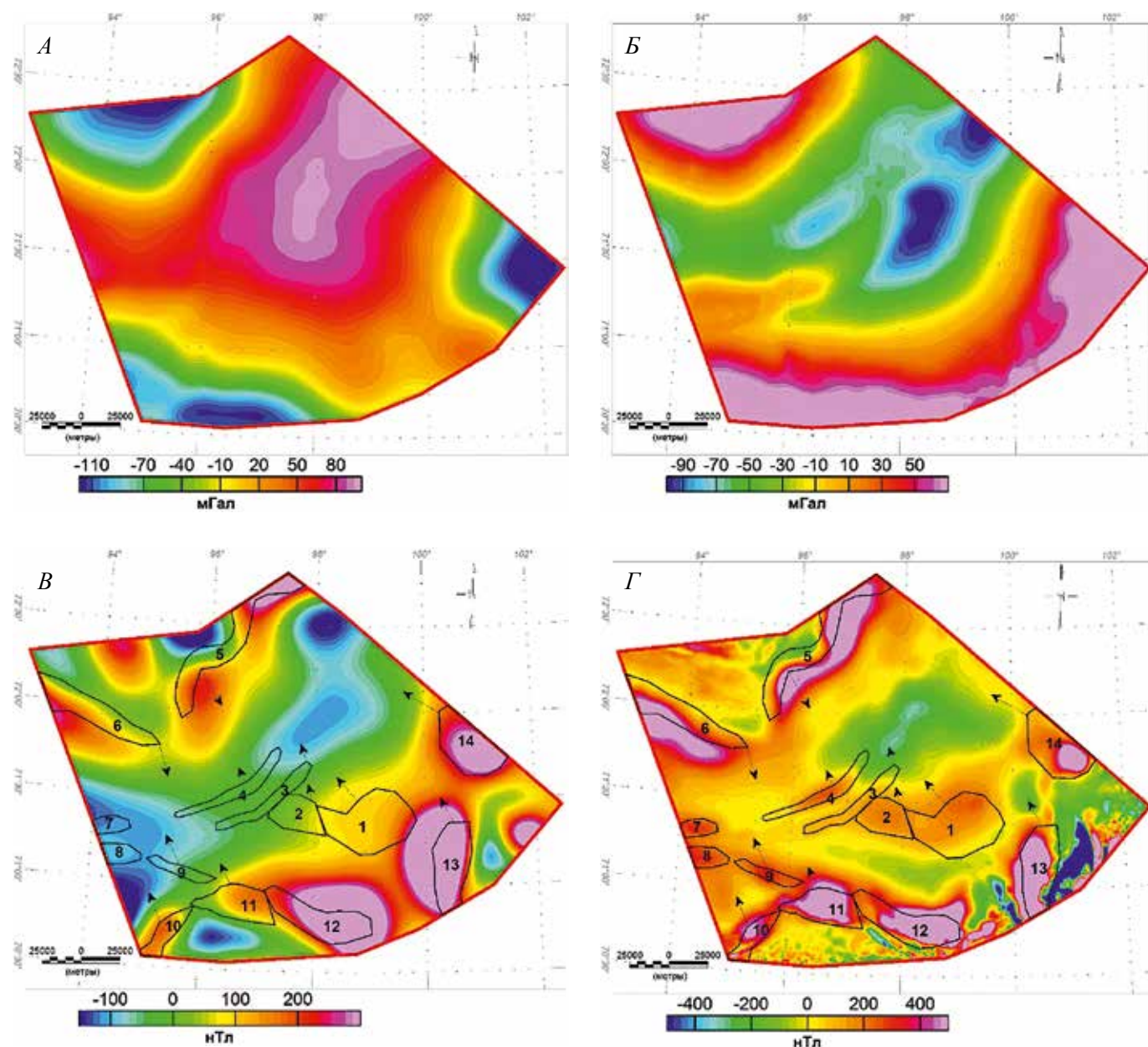


Рисунок 4 – Моделирование изолированных объектов в фундаменте по гравитационному и магнитному полям

А – гравитационный эффект от фундамента; Б – остаточное поле после редуцирования влияния фундамента и поверхности Мохо; В – поле модели фундамента; Г – остаточное магнитное поле. Черные контуры – границы изолированных объектов по результатам моделирования, стрелками показано направление их падения

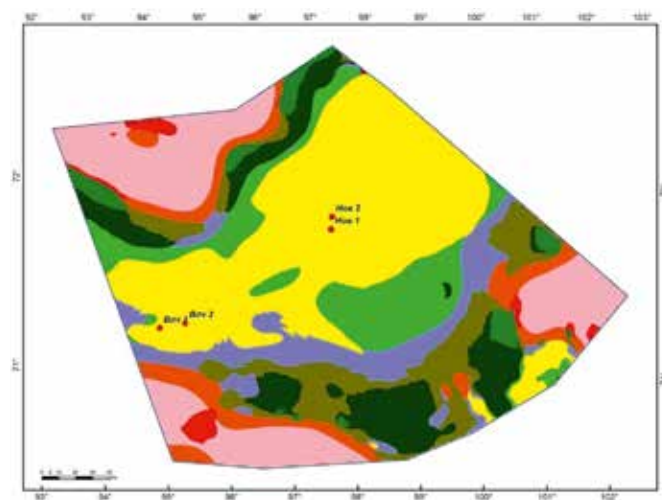


Рисунок 5 – Карта петрофизической классификации пород фундамента (условные обозначения представлены в табл. 1)

Границы петрофизических комплексов проводились с учетом основных разломов. Рифтовая природа прогиба косвенно подтверждается присутствием в его бортах наклонных интрузивных тел, фиксирующихся положительными аномалиями локальной составляющей магнитного поля (см. рис. 6, с. 65).

Подобные наклонные в сторону депоцентра осадочного бассейна сейсмические границы известны в крупных рифтовых зонах, и это те самые SDR (seaward-dipping reflectors) прослаивания осадочных и интрузивных тел на бортах рифтов. Протяженные признаки внедрения интрузивных тел в толщу осадочного чехла в виде локальных зон нарушения прослеживаемости отражений (хаотичной записи волнового сейсмического поля) подтверждаются также данными сейсморазведки. Заметим, что особенности строения прогиба, отмечаемые в том числе характерной структурой гравитационного и магнитного полей над ним, в целом очень хорошо соответствует представленной в концептуальной модели строения грабена Тэндахо в Афарской впадине Восточной Африки (Эфиопия) и других рифтовых зон, в том числе океанических рифтов [4]. Отметим, что верхнепермский – нижнетриасовый этаж не входит в состав фундамента. Это самостоятельный переходный рифтовый комплекс, толща, выходящая на поверхность в виде траппов плато Путорана, но с большим объемом терригенных морских глинисто-песчаных прослоев.

Таблица 1 – Петрофизическая характеристика выделенных классов

Имя	Цвет	Петрофизический параметр	Среднее	Минимальное	Максимальное	Комментарии
Класс 1	Yellow	Плотность, г/см³	2,88	2,77	3,0	Гипербазиты
		Намагниченность, условные единицы	-2,32	-9,27	-0,26	
Класс 2	Dark Green	Плотность, г/см³	2,81	2,75	2,97	Амфиболиты, амфиболитизированные габброиды
		Намагниченность, условные единицы	3,994	1,249	11,54	
Класс 3	Light Green	Плотность, г/см³	2,75	2,69	2,78	Габброиды, габбро-долериты
		Намагниченность, условные единицы	4,872	2,765	7,724	
Класс 4	Pink	Плотность, г/см³	2,65	2,6	2,69	Гранито-гнейсы
		Намагниченность, условные единицы	-0,652	-5,75	1,628	
Класс 5	Red	Плотность, г/см³	2,68	2,64	2,71	Граниты, грано-диориты
		Намагниченность, условные единицы	2,516	1,25	4,668	
Класс 6	Orange	Плотность, г/см³	2,72	2,69	2,76	Гнейсы, гранито-гнейсы, гранодиориты
		Намагниченность, условные единицы	-0,59	-5,92	2,384	
Класс 7	Brown	Плотность, г/см³	2,77	2,71	2,80	Метавулканиты
		Намагниченность, м	1,438	-0,26	3,142	
Класс 8	Purple	Плотность, г/см³	2,79	2,76	2,82	Кристаллические сланцы, гнейсы
		Намагниченность, м	-0,170	-1,77	1,249	
Класс 9	Green	Плотность, г/см³	2,84	2,82	3	Базальтоиды
		Намагниченность, условные единицы	0,477	-0,26	2,00	

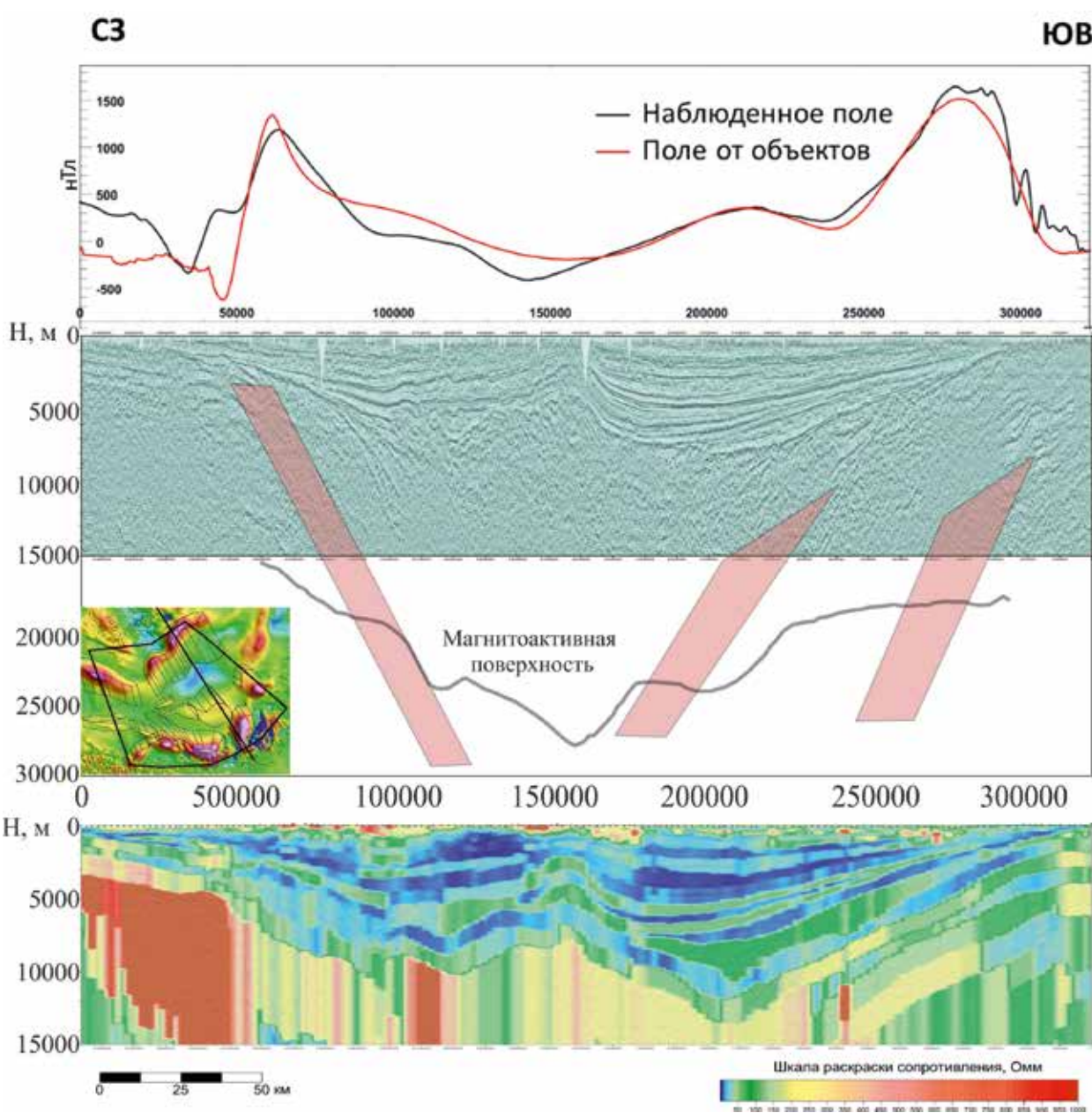


Рисунок 6 – Интрузивные тела в толще осадочного чехла Енисей-Хатангского прогиба
Наклонные блоки – зоны аномальных по высокой плотности и магнитоактивности возможно габбро-амфиболитово-долеритовых интрузий, фиксирующие поверхности SDR

Данные результаты послужили основой при 2D-моделировании по профилю 622 [5]. В итоге исследования потенциальных полей установлено наличие в фундаменте большого объема магматических масс ультраосновного и основного состава в осевой части ЕХРП, а также их пермо-триасовый возраст, подтверждающий рифтовый режим развития региона. Итог двумерного моделирования по геофизическим данным подтверждает результаты предыдущих работ по части выделения двух типов фундамента и пологого погружения аномалообразующих тел к осевой части рифта, а также согласуется с гравитационно-геодинамической концепцией образования Енисей-Хатангского регионального прогиба и осложняющих его тектонических структур, таких как Рассохинский и Балахнинский мегавалы.

Структурное картирование
С использованием специальных методов машинного обучения были построены структурные карты ряда опорных горизонтов в составе осадочного чехла. Выполненные построения позволили существенно дополнить и уточнить морфологию горизонтов, полученную по результатам интерпретации сейсморазведочных данных (см. рис. 7, с. 66). В частности, по результатам моделирования опорного горизонта Ia осевая часть вала смещена южнее и соответствует экстремуму аномалии поля силы тяжести. Анализ полученной структурной поверхности в сопоставлении с картой, составленной только по результатам сейсморазведки, позволил предложить уточненную модель корреляции отражающего горизонта Ia.

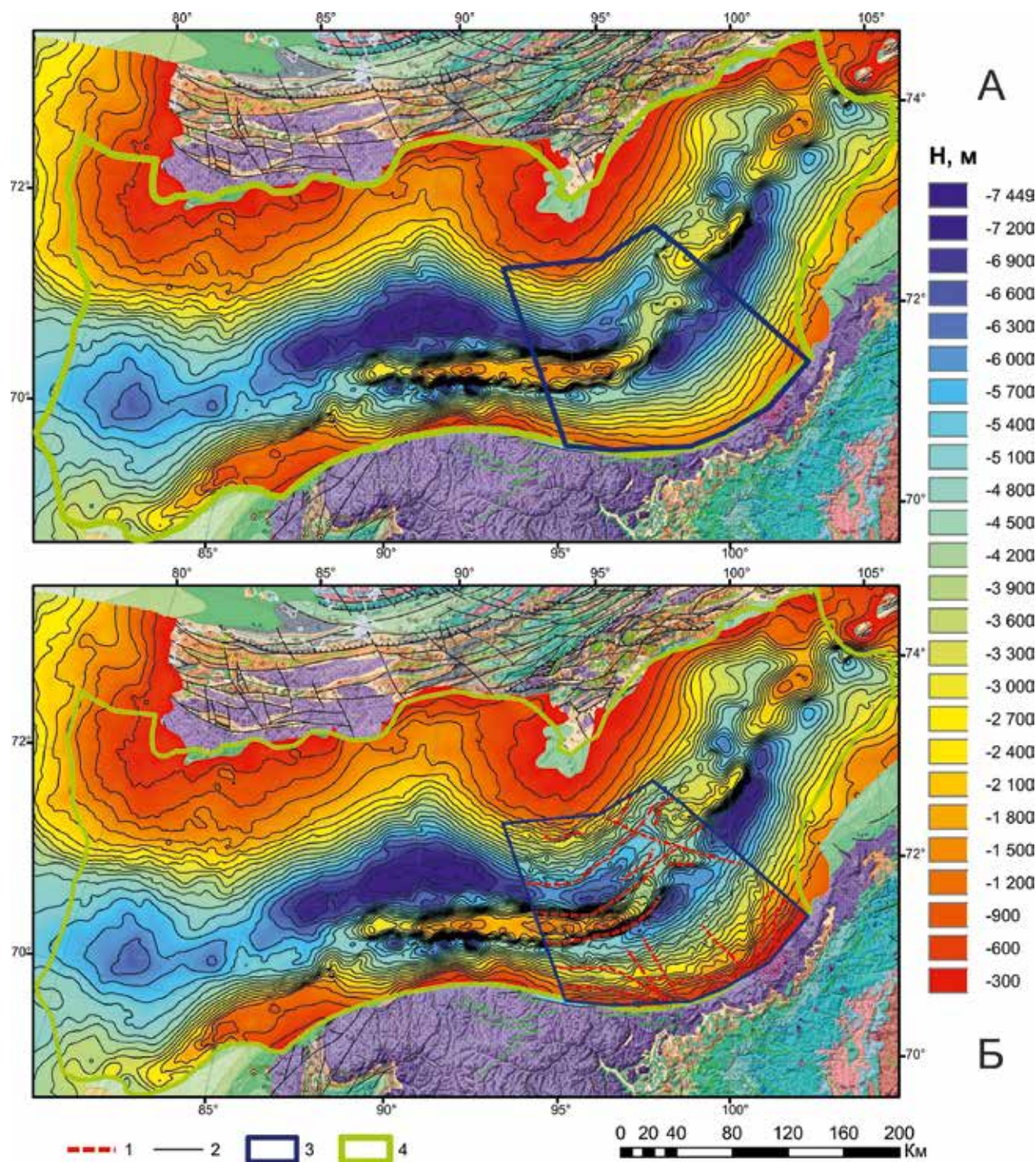


Рисунок 7 – Сравнение структурных карт по подошве юрских отложений (опорный горизонт Ia)

А – структурная карта по данным сейсморазведки; Б – структурная карта по результатам комплексирования данных потенциальных полей и сейсморазведки.
1 – разрывные нарушения; 2 – изолинии; 3 – контур аэрогеофизических работ 2022 года; 4 – контур Енисей-Хатангской НГО

Уточнение схемы тектонического районирования
На площади работ по данным аэромагнитной съемки зафиксированы аномалии, которым могут соответствовать крупные магматические образования и места внедрения интрузий по разломам. Согласно проведенному геофизическому моделированию, основные

магнитные объекты с наименьшими глубинами залегания размещены в бортовых частях ЕХРП и круто падают к осевой части. Магнитные объекты в осевой части прогиба в основном залегают на больших глубинах (более 8 км). Кроме того, вдоль разломов, ограничивающих Рассохинский мегавал, локальной составляющей аномального магнитного поля фиксиру-

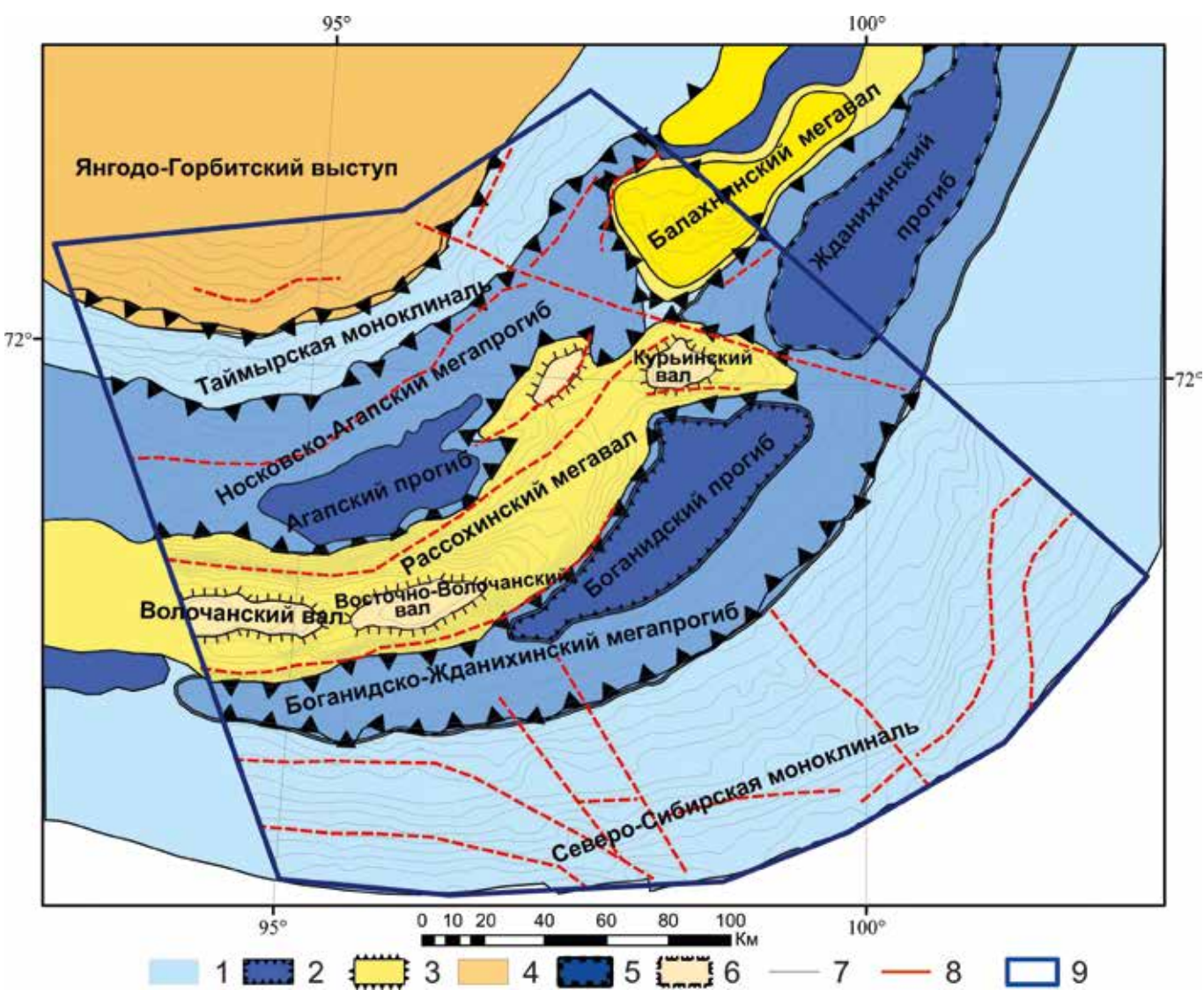


Рисунок 8 – Структурно-тектоническая карта по подошве юрско-меловых отложений

1 – моноклизы; 2 – мегапрогибы; 3 – мегавалы; 4 – надпорядковая складчатая структура Таймыра; 5 – прогибы; 6 – структурные валы и купольные поднятия; 7 – изолинии кровли разновозрастных доюрских отложений; 8 – разрывные нарушения; 9 – контур аэрогеофизических работ 2022 года

ются положительные магнитные аномалии, вытянутые вдоль границ мегавала, маркирующие места внедрения интрузий преимущественно основного состава. Рассохинский вал выделяется в гравитационном поле максимумом, который может быть связан с инверсионным поднятием слоев на нем, а также внедрением тяжелых мантийных магматических пород в осевую часть прогиба под ним, где произошел рифтовый разрыв земной коры. Это заключение подтверждается данными сейсморазведки, согласно которым в осевой части прогиба ниже юрско-меловой части геологического разреза отсутствуют какие-либо отражения, что свидетельствует в пользу деструкции земной коры в доюрское время. Поскольку подошва юрско-меловой поверхности является границей раздела между двумя главными структурно-тектоническими этапами и определяет современный тектонический план, а известные ме-

сторождения УВ в ЕХРП и перспективы нефтегазодности связаны с верхним структурным этажом, именно эта структурная поверхность (горизонт Ia) была взята за основу структурно-тектонической схемы (см. рис. 8). Таким образом, на основе комплексной интерпретации данных гравиразведки, магниторазведки и сейсморазведки 2D была построена новая структурно-тектоническая карта зоны сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе, что позволило сделать следующие основные выводы. **Уточнены границы и взаимосвязи структур ЕХРП.** Четко закартированы основные тектонические элементы первого порядка: Носовско-Агапский прогиб на севере, Рассохинский мегавал в центре, Боганидо-Жданихинский прогиб на юге и бортовая часть – Северо-Сибирская моноκлиналь.

Пересмотрена тектоническая принадлежность периклинали Рассохинского мегавала. Показано, что структуры на северо-восточ ном окончании этого мегавала (восточный вал и Курьинское куполовидное поднятие), ранее относившиеся к Балахнинскому мегавалу, являются частью Рассохинского.

Выделен новый разлом в зоне сочленения мегавалов. Установлено наличие вертикального разлома северо-западного простирания с левосторонней сдвиговой компонентой, который разделяет Рассохинский и Балахнинский мегавалы.

Закартирована система разрывных нарушений. На основе анализа градиентов гравитационного и магнитного полей построена детальная карта разломов, включая продольные нарушения, осложняющие склоны валов, и поперечные сдвиги, свидетельствующие о горизонтальных перемещениях блоков, что не всегда очевидно по данным только сейсморазведки.

Закключение

Применение аэрогеофизических исследований на региональном этапе ГРР является важной составляющей для обеспечения комплексирования геолого-геофизического изучения новых территорий и акваторий.

Исследование гравитационных и магнитных полей, а также результаты двумерного сейсмоплотностного моделирования подтверждают, что Енисей-Хатангский региональный прогиб мог сформироваться в условиях рифтового режима. В фундаменте обнаружены значительные объемы магматических масс ультраос-

новного и основного состава, возраст которых относится к пермо-триасовому периоду, что согласуется с рифтовой моделью развития региона.

Фундамент Енисей-Хатангского прогиба имеет сложное строение: в бортовых частях преобладают метаморфические породы архей-раннепротерозойского возраста, тогда как в осевой зоне развит пермо-триасовый рифтовый комплекс, представленный гипербазитами и базальтами. Широкое распространение магматизма основного состава (долериты, габброиды, амфиболиты) подтверждается высокими значениями эффективной плотности и намагниченности. Кристаллический фундамент разорван в центре рифта, и зона разрыва заполнялась вулканом-магматической толщей с осадочными прослоями и внедрением интрузий ультраосновного состава. Пермотриасовый рифтинг ЕХРП связан с Колтогорско-Уренгойским рифтом Западной Сибири, и поэтому имеет западное максимальное раскрытие и разрыв ниже-среднепалеозойского карбонатного осадочного комплекса и кристаллического фундамента (100 на площади до 8500 км²); а на восточном продолжении ЕХРП рифтинг становится рассеянным и без разрыва чехла.

Полученная комплексная модель фундамента и исходные карты гравитационного и магнитного полей уже используются для уточнения границ надпорядковых элементов и элементов первого порядка карт тектонического районирования и нефтегазогеологического районирования.

3. Ivanova S. R., Obukhov A. N., Korneev A. A., Kalamkarov S. L., Loshakova I. F., Sokolova T. B. Geological and geophysical model of the central part of the Yenisei-Khatanga regional trough based on the results of a comprehensive interpretation of modern seismic and gravimagnetic surveys // Life of the Earth. 2024. Vol. 46, no. 3. P. 278–289. (In Russ.). DOI 10.29003/m4183.0514-7468.2023_46_3/278-289.

4. Cramez C. Atlantic-Type Divergent Margins. Home Page of a conference on Atlantic-Type Divergent Margins. 2014. URL: <http://homepage.ufp.pt/biblioteca/DivergentMargins/Index.htm>.

5. Ivanova S. R., Korneev A. A., Loshakova I. F., Kalamkarov S. L., Obukhov A. N. Current results of complex seismic exploration and airborne gravity magnetic work in the aspect of studying tectonics and oil and gas potential of the Rassokhinsky megaswell // Oil and Gas Geology. Theory and practice. 2024. Vol. 19, no. 3. (In Russ.). URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/27_2024.html. EDN PNULMZ.

6. Afanasenkov A. P., Yakovlev D. V. Application of electrical prospecting in studying the oil and gas potential of the northern frame of the Siberian platform // Geology and geophysics. 2018. No. 7. P. 1032–1052. (In Russ.).

.....

Информация об авторах

Александр Николаевич Обухов,
доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник
Павел Суменович Бабаянц,
главный геофизик
Антон Александрович Корнеев,
заведующий сектором
Александр Викторович Колмаков,
начальник отдела углеводородных проектов
Софья Романовна Иванова,
геофизик

Information about the authors

VAlexander N. Obukhov,
doctor of geological and mineralogical sciences, chief scientific officer
Pavel S. Babayants,
chief geophysicist
Anton A. Korneev,
head of the sector
Alexander V. Kolmakov,
head of hydrocarbon projects department
Sofya R. Ivanova,
geophysicist

Список источников

1. Старосельцев В. С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск: Наука, 2008. 212 с.

2. Грушевская О. В., Соловьев А. В., Васильева Е. А., Петрушина Е. П., Аксенов И. В., Юсупова А. Р., Шиманский С. В., Пешкова И. Н. Тектоника и этапы формирования фундамента и осадочного чехла Баренцевоморского шельфа // Геотектоника. 2023. № 6. С. 43–77.

3. Иванова С. Р., Обухов А. Н., Корнеев А. А., Каламкарров С. Л., Лошакова И. Ф., Соколова Т. Б. Геолого-геофизическая модель центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по результатам комплексной интерпретации современных сейсмических и гравимагнитных съемок // Жизнь Земли. 2024. Т. 46, № 3. С. 278–289. DOI 10.29003/m4183.0514-7468.2023_46_3/278-289.

4. Cramez C. Atlantic-Type Divergent Margins // Home Page of a conference on Atlantic-Type Divergent Margins. 2014. URL: <http://homepage.ufp.pt/biblioteca/DivergentMargins/Index.htm>.

5. Иванова С. Р., Корнеев А. А., Лошакова И. Ф., Каламкарров С. Л., Обухов А. Н. Актуальные результаты комплексных сейсморазведочных и аэрогравимагнитных работ в аспекте изучения тектоники и нефтегазоносности Рассохинского мегавала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19, № 3. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/27_2024.html. EDN PNULMZ.

6. Афанасенков А. П., Яковлев Д. В. Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2018. № 7. С. 1032–1052.

References

1. Staroseltsev V. S. Current problems of tectonics of petroleum promising regions. Novosibirsk: Nauka, 2008. 212 p. (In Russ.).

2. Grushevskaya O. V., Soloviev A. V., Vasilyeva E. A., Petrushina E. P., Aksenov I. V., Yusupova A. R., Shimansky S. V., Peshkova I. N. Tectonics and stages of formation of the basement and sedimentary cover of the Barents Sea shelf // Geotectonics. 2023. No. 6. P. 43–77. (In Russ.).

Статья поступила в редакцию 04.03.2026; одобрена после рецензирования 27.03.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 04.03.2026; approved after reviewing 27.03.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научная статья
УДК 553.98:551.82
EDN JVIDSM

ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ
КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ
ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ МИРНИНСКОГО
ВЫСТУПА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Д. О. Смирнова¹, А. В. Ступакова², Р. С. Сауткин³, А. В. Мордасова⁴, А. А. Верещагин⁵,
В. В. Чупахина⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия

¹d.smirnova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1971-9317>

²a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>

³r.sautkin@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5503-9680>

⁴a.mordasova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2472-3652>

⁵a.vereshchagin@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0004-6117-5944>

⁶v.chupakhina@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-4826-1647>

Аннотация. Терригенные отложения венда Сибирской платформы характеризуются высокой литолого-фациальной неоднородностью, осложняющей корреляцию разрезов и прогноз коллекторов. На основе комплексного анализа данных геофизических исследований скважин, сейсморазведки и керна скважин проведено циклостратиграфическое расчленение разреза и выделено девять трансгрессивно-регрессивных циклитов. В пределах выделенных циклитов, с учетом литолого-фациальных особенностей, прослежены продуктивные горизонты от В14

до В5. Установлено, что коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами приурочены к регрессивным фазам циклов и формировались в прибрежно-морских и дельтовых фациях. Показана латеральная диахронность границ песчаных тел и пространственная изменчивость качества флюидоупоров в зависимости от фациальной зональности. Циклический анализ позволяет обоснованно выделить перспективные зоны нефтегазоаккумуляции в пределах Мирнинского выступа и сопредельных территорий.

Ключевые слова: терригенные отложения, вендский период, Мирнинский выступ, фильтрационно-емкостные свойства, циклиты, прогноз коллекторов

Финансирование: работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС AAAA-A16-116033010095-1.

Для цитирования: Смирнова Д. О., Ступакова А. В., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Верещагин А. А., Чупахина В. В. Циклический анализ и прогноз коллекторов в терригенных вендских отложениях Мирнинского выступа Сибирской платформы // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 70–83. EDN JVIDSM.

© Смирнова Д. О., Ступакова А. В., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Верещагин А. А., Чупахина В. В., 2026

© Smirnova D. O., Stupakova A. V., Sautkin R. S., Mordasova A. V., Vereshchagin A. A., Chupakhina V. V., 2026

Original article
UDC 553.98:551.82
EDN JVIDSM

CYCLIC ANALYSIS AND RESERVOIR
PREDICTION IN TERRIGENOUS VENDIAN
DEPOSITS OF THE MIRNYI ARCH,
SIBERIAN PLATFORM

D. O. Smirnova¹, A. V. Stupakova², R. S. Sautkin³, A. V. Mordasova⁴, A. A. Vereshchagin⁵,
V. V. Chupakhina⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

¹d.smirnova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1971-9317>

²a.stoupakova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0008-4423-6943>

³r.sautkin@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5503-9680>

⁴a.mordasova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2472-3652>

⁵a.vereshchagin@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0004-6117-5944>

⁶v.chupakhina@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-4826-1647>

Abstract. The Vendian terrigenous deposits of the Siberian Platform are characterized by high lithofacies heterogeneity, which complicates section correlation and reservoir prediction. Based on an integrated analysis of well logs, seismic data, and core materials, a cyclostratigraphic subdivision of the section was performed, and nine transgressive-regressive cyclothems were identified. Within the distinguished cyclothems, considering lithofacies features, productive horizons from

V14 to V5 were traced. It was established that reservoirs with enhanced porosity and permeability characteristics are confined to the regressive phases of the cycles and were formed in coastal-marine and deltaic facies. Lateral diachroneity of sand body boundaries and spatial variability in seal quality depending on facies zonation are demonstrated. Cyclic analysis provides a reliable framework for identifying potential petroleum accumulation zones within the Mirnyi arch and adjacent areas.

Key words: terrigenous sediments, vendian period, Mirnyi arch, porosity and permeability characteristics, cyclothems, reservoir prediction

Funding: the work was carried out at the Petroleum geology department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, as part of the state-funded research project “Study of hydrocarbon resources in marine areas and the Arctic region of the Russian Federation” (CITIS registration number AAAA-A16-116033010095-1).

For citation: Smirnova D. O., Stupakova A. V., Sautkin R. S., Mordasova A. V., Vereshchagin A. A., Chupakhina V. V. Cyclic analysis and reservoir prediction in terrigenous Vendian deposits of the Mirnyi arch, Siberian platform. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):70-83. (In Russ.). EDN JVIDSM.

Введение

Сибирская платформа была и остается одним из приоритетных регионов для проведения фундаментальных и прикладных геологических исследований на территории Российской Федерации. Это обусловле-

но длительностью истории геологического развития, сложностью тектонического строения и значительным ресурсным потенциалом территории. Мирнинский выступ, расположенный на северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) Сибирской платфор-

мы, представляет особый интерес ввиду наличия в его пределах месторождений алмазов, нефти, газа и других полезных ископаемых.

Основные перспективы нефтегазоносности Мирнинского выступа связаны с терригенными отложениями венда, приуроченными к его нижней части, карбонатными – верхней части венда, а также карбонатными продуктивными горизонтами кембрия. При этом именно терригенные отложения венда в настоящее время являются основным объектом разработки, несмотря на высокую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, обусловленную литолого-фациальными особенностями и проявлением вторичных процессов [1].

Подходы к прогнозу перспектив вендских отложений, основанные главным образом на литологической корреляции в условиях неравномерного бурения, отбора керна в основном из продуктивных интервалов, в сочетании со стратиграфической диахронностью границ песчаных тел, низким фаунистическим разнообразием, затрудняющим биостратиграфическую корреляцию, высокой литолого-фациальной неоднородностью и сложным тектоническим строением территории, демонстрируют низкую достоверность и не позволяют проводить надежную оценку перспектив.

Стратиграфическая привязка вендских отложений четко прослеживается на уровне системы, на более мелких уровнях расчленение терригенного венда остается дискуссионным. Основные нефтегазопромысловые и стратиграфические исследования проводятся по керну скважин на борту вендского палеопргиба, где вендские отложения имеют небольшую мощность (до 200 м). В то время как на периферии платформы мощности достигают первых километров (до 10 км в Патомском бассейне [2]), а сами отложения выходят на дневную поверхность. Проблема стратиграфии венда связана и с бедностью фауны, ограничивающей применение биостратиграфического метода, в рамках которого используется в основном микропалеонтология [3, 4, 5]. В исследовании за основу принята схема корреляции, разработанная для внутренних районов Сибирской платформы. Она основывается на представлениях о региональной выдержанности литологического состава отложений венда и кембрия, наличии несогласий (многие из которых имеют региональный характер), а также циклическом строении толщ, позволяющем выделять крупные седиментационные циклиты [6].

Согласно концепции седиментационной цикличности [7] разрез осадочного чехла состоит из ассоциаций пород, отражающих смену трансгрессивных и регрессивных этапов осадконакопления. Выделение таких циклитов по данным керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки позволяет устанавливать изохронные поверхности, в рамках которых проводится фациальный анализ и корреляция локальных песчаных тел. Подобный подход обеспечивает генетически обоснованный прогноз распространения коллекторов и разделяющих их флюидоупоров, так как каждый этап цикла характеризуется определенным набором литологических свойств и вторичных

изменений. Этот подход актуален как для доразведки изученных площадей Мирнинского выступа, так и для экстраполяции данных на сопредельные территории (например, Нюйско-Джербинскую впадину Предпатомского прогиба).

Целью работы является установление свойств и закономерностей распространения коллекторов терригенных вендских отложений в пределах Мирнинского выступа Сибирской платформы на основе циклического анализа.

Объект исследования

Объектом исследования являются вендские терригенные отложения Мирнинского выступа (см. рис. 1, с. 73), которые относятся в рамках принятой схемы корреляции к вилочанскому, непскому горизонтам нижнего венда и низам тирского горизонта верхнего венда.

На рисунке 1а приведен фрагмент тектонической карты, на которой показано положение Мирнинского выступа Непско-Ботубинской антеклизы в региональном плане. Он расположен на северо-востоке антеклизы, с востока граничащей с Нюйско-Джербинской впадиной Предпатомского прогиба, Вилочанской седловиной, Ыгытинской впадиной Вилочанской синеклизы. Согласно обобщенной палеогеографической схеме времени накопления терригенных вендских отложений, построенной с учетом материалов Н. В. Мельникова [6] и изображенной на рисунке 1б, отложения терригенного венда в пределах Мирнинского выступа формировались в обстановках прибрежных равнин, периодически заливаемых морем, большую часть времени представлявших собой сушу, а также в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях.

В основу исследования легли данные по 15 скважинам с комплексом ГИС различной полноты и семи скважинам с отбором керна. По керновому материалу проведены макроскопическое описание, рентгенофазовый анализ (РСА) и петрофизические исследования. Сейсморазведочные материалы представлены двумя региональными профилями 2D, пересекающими Мирнинский выступ и Нюйско-Джербинскую впадину, а также локальными кубами 3D в пределах изучаемого района.

Методы исследования

Основным методом исследования является циклический анализ, базирующийся на комплексной интерпретации керновых данных, материалов геофизических исследований скважин и сейсморазведки. Циклический анализ позволяет выделять изохронные поверхности, проводить расчленение разреза в скважинах как с керном, так и без него, но с комплексом ГИС, устанавливать генетические связи между фациями, выявленными как по керну, так и по характеру кривых ГИС. Именно такой комплекс работ был реализован в рамках исследования.

Суть циклического анализа состоит в выделении в разрезе закономерных повторяющихся и направленных изменений литогенетически связанных пород, отражающих колебания уровня моря, увеличение и уменьшение пространства аккомодации. Циклит –

геологическое тело, являющееся вещественным результатом процессов, происходивших в течение седиментационного цикла [8]. В пределах циклитов выделяется две части: трансгрессивная и регрессивная. Трансгрессивной части, отложения которой формировались от начала затопления до его максимума, в пределах морских и прибрежно-морских фаций отвечают глинистые породы, которые четко выделяются максимумами на кривой гамма-каротаж (ГК), а на сейсмических разрезах соответствуют ярким региональным сейсмическим реперам. Регрессивной части отвечают более грубозернистые отложения, формировавшиеся от максимума затопления до несогласия в кровле. Подобная смена проявляется снижением значений кривой ГК.

В континентальных фациях (аллювиальных и пролювиальных) цикличность контролируется колебаниями базиса эрозии, связанными с изменениями уровня моря. В трансгрессивную фазу, при повышении базиса эрозии, скорость течения рек снижается, что приводит к накоплению отложений как таковых – сначала более грубозернистых, а затем более тонкозернистых. В регрессивную фазу, сопровождающуюся понижением базиса эрозии, происходит активизация эрозионных процессов, в результате чего в пределах фазы могут наблюдаться следы субаэрального воздействия. На кривых ГИС такие циклиты идентифицируются по характерным колоколообразным или блочным формам кривых ГК и ПС, отражающих резкое снижение гли-

нистости в основании и ее постепенный рост к кровле.

В терригенно-карбонатных и карбонатных разрезах цикличность также четко фиксируется. В трансгрессивную фазу, по мере удаления береговой линии от шельфа, уменьшается привнос обломочного материала, что способствует накоплению чистых карбонатных разностей. В регрессивную фазу, при приближении береговой линии и усилении терригенного сноса, в разрезе появляются глинистые известняки и глинистые доломиты. В условиях замкнутых бассейнов и лагун регрессия сопровождается крайним обмелением бассейна и началом формирования эвапоритов: доломиты сменяются ангидритами, гипсами и каменными солями.

Практическая реализация данной методологии потребовала интеграции нескольких взаимодополняющих методов, каждый из которых выполняет специфическую функцию в построении циклостратиграфической модели.

Макроскопическое описание керна проводилось с выделением литологических типов, текстурных особенностей и границ эрозионных размылов. Рентгенофазовый анализ (РСА) позволил количественно оценить минеральный состав и степень зрелости обломочного материала. Петрофизические исследования, выполненные с привязкой к выделенным циклитам, продуктивным горизонтам и литофациям, позволили провести оценку фильтрационно-емкостных свойств отложений.

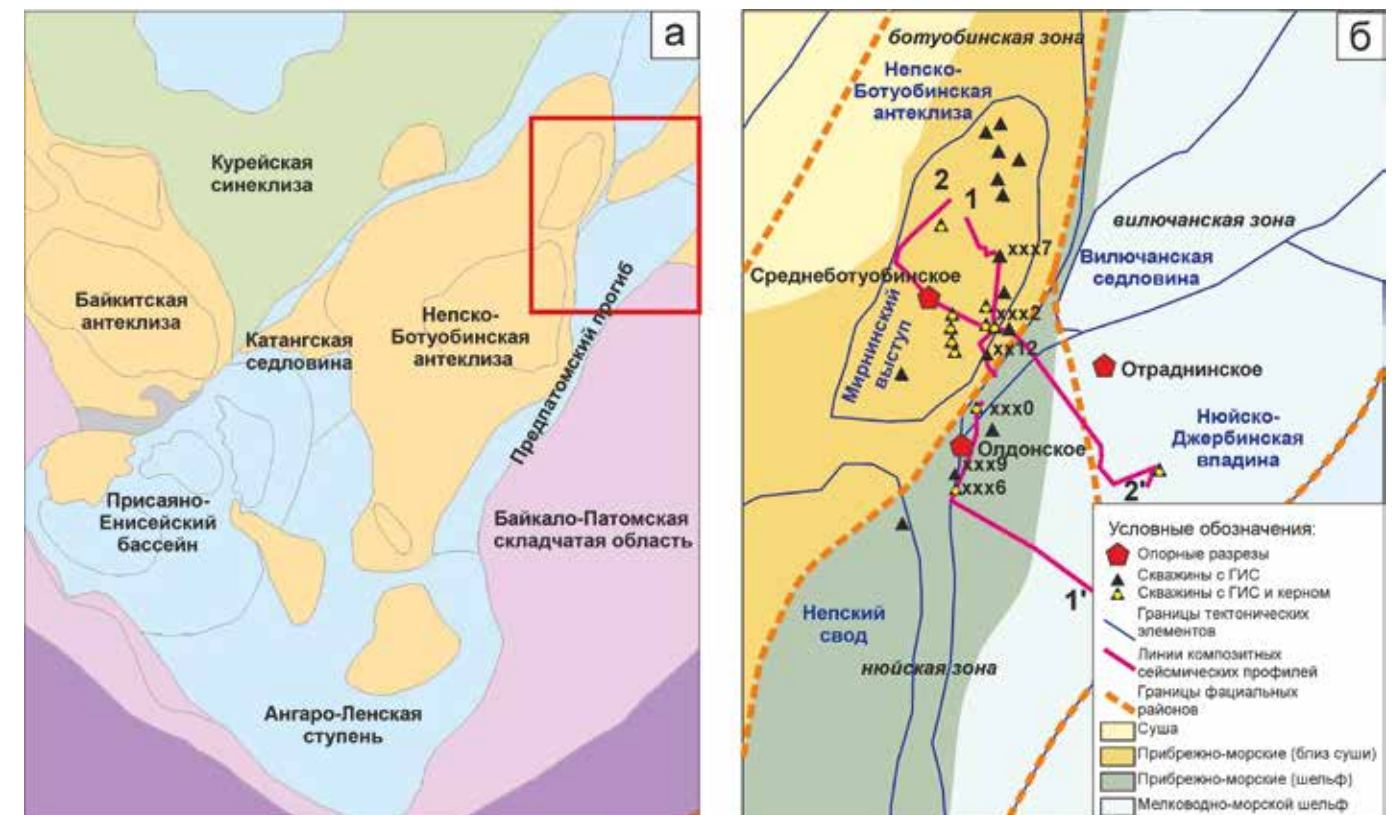


Рисунок 1 – Тектоническая карта Сибирской платформы (а) и обобщенная палеогеографическая схема времени накопления вендских терригенных отложений [6] с фактическим материалом (б)

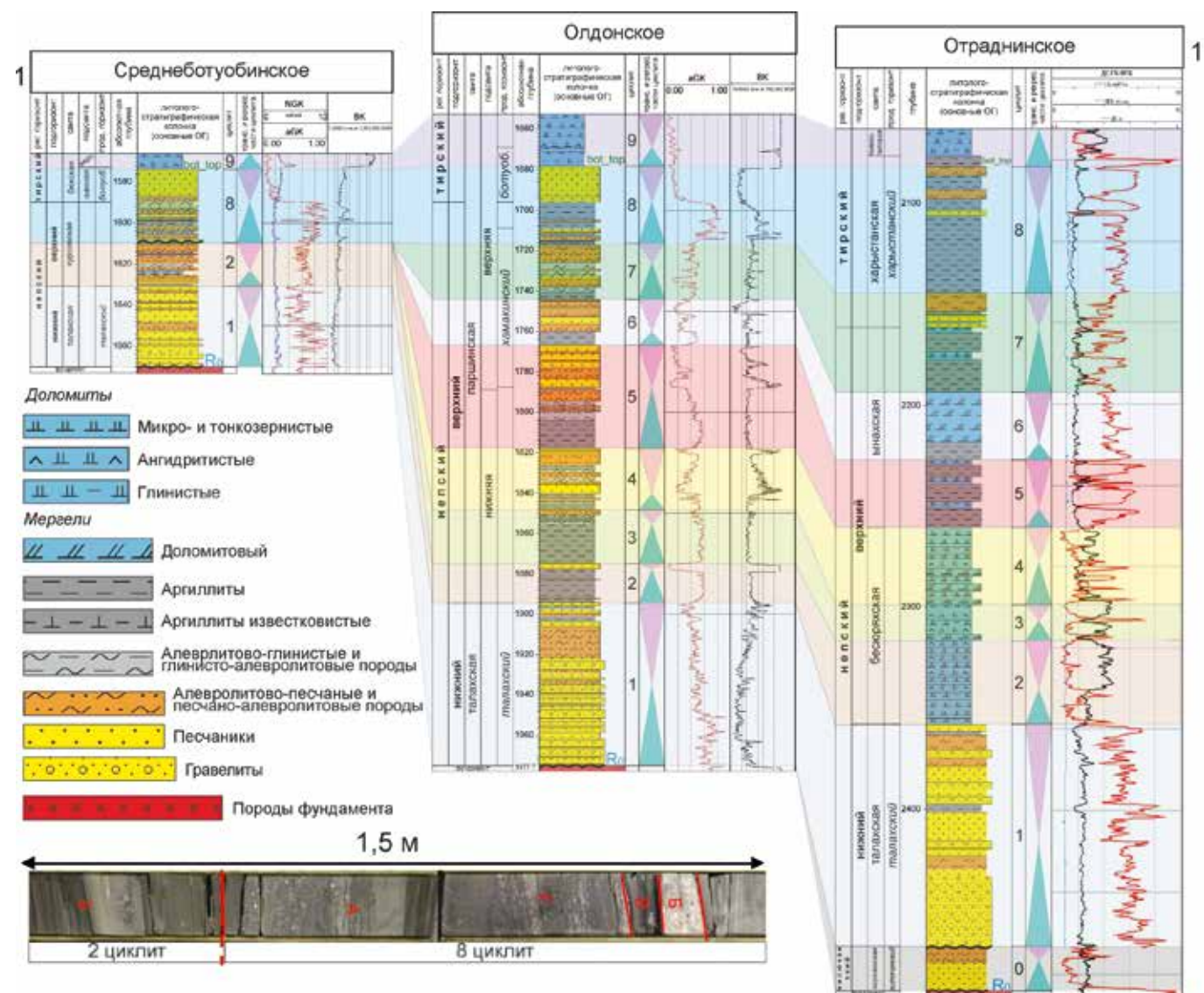


Рисунок 2 – Корреляция сводных разрезов по месторождениям и цикличность терригенного венда в пределах Мирнинского выступа и Нюйско-Джербинской впадины

На основе комплекса кривых ГИС проведено выделение литологических пачек и границ циклитов. В скважинах, не обеспеченных керном, применен метод электрометрических фаций, позволивший по форме и амплитуде кривых идентифицировать обстановки осадконакопления и экстраполировать литологическую модель на всю площадь работ.

Поскольку мощность выделенных циклитов отвечает больше разрешающей способности сейсморазведки, то для корреляции циклитов между скважинами были использованы данные сейсморазведки 2D и 3D. Глубинные стратиграфические отбивки были переведены во временную область путем расчета синтетических трасс (по данным акустического каротажа и импульсу Риккера). Точность привязки контролировалась данными вертикального сейсмического профилирования.

Комплексирование указанных методов в рамках циклического и литолого-фациального анали-

зов позволило выполнить прогноз распространения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также обосновать перспективы нефтегазоносности Мирнинского выступа и сопряженных территорий.

Результаты исследований получены при помощи оборудования, приобретенного по программе развития Московского университета: автоматизированной системы для исследования фильтрационно-емкостных свойств керна при двухфазной фильтрации в кислотоустойчивом исполнении (СМП-ФЕС2А); автоматизированной системы измерения проницаемости (ПИК-НАНО-СФ); ядерно-магнитного релаксометра (ITMR-10).

Результаты исследования

Анализ крупночленистой цикличности терригенных вендских отложений

Комплексный анализ ГИС и керна скважин из района месторождений Мирнинского свода и Нюйско-

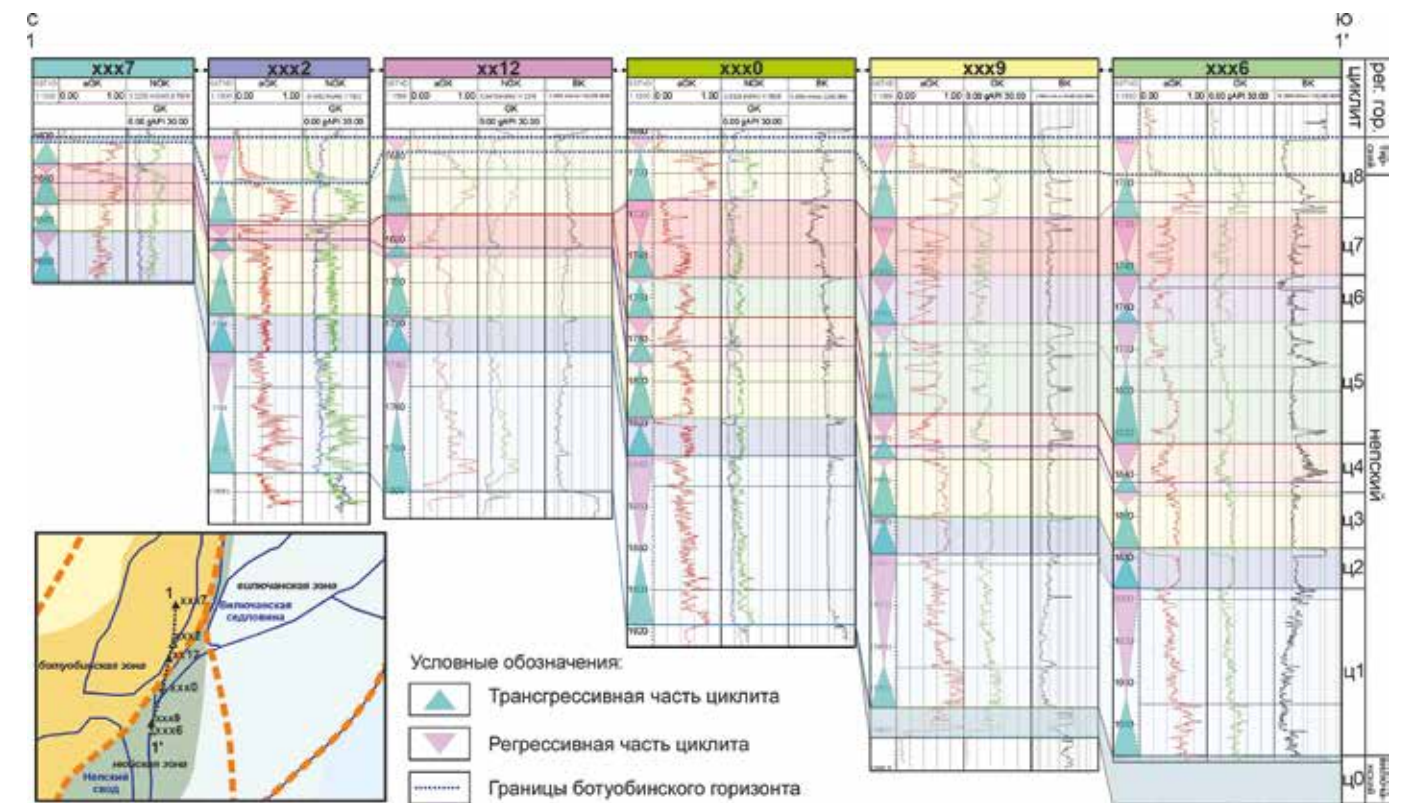


Рисунок 3 – Схема корреляции циклитов в терригенных отложениях венда по профилю 1-1'. В направлении с юга на север наблюдается выклинивание циклитов ц0, ц1, ц4, ц5, ц6

Джербинской впадины позволил как выявить особенности состава отложений разных фациальных зон и подтвердить данные [6], так и расчленить преимущественно терригенный вендский разрез на девять изохронных трансгрессивно-регрессивных циклитов Алевритово-глинистые (ц0–ц8) (см. рис. 2, с. 74).

Как видно из рисунка 2, в ботубинской зоне преобладают песчаные и алевро-песчаные разности, которые формировались в прибрежно-морских обстановках с ограниченным пространством аккомодации, что приводило к быстрому его заполнению, частому выходу территории в зону субаэральной экспозиции и активной эрозии ранее накопленных осадков. Условия осадконакопления и наличие несогласия обусловили небольшую мощность терригенного венда в пределах этой зоны (10–150 м). Данное несогласие было выделено на основании того, что в пределах центральной части Мирнинского свода в районе Среднеботубинского месторождения отложения второго циклита залегают на отложениях восьмого, в подошве которого присутствуют базальные гравелиты. В нюйской зоне, располагавшейся в более морских условиях, накапливались преимущественно тонкозернистые алевро-глинистые разности при средних мощностях венда (150–400 м). Вилочанская зона, удаленная от источников сноса и располагавшаяся в области мелководного шельфа, характеризуется терригенно-карбонатным (аргиллит-мергель-доломитовым) составом и максимальными мощностями отложений (500 м и более).

Схема корреляции циклитов в терригенных отложениях венда была построена в основном по скважинам с данными ГИС и ограниченными или отсутствующими данными по керну (см. рис. 3).

На рисунке 4 (см. с. 76) показан сейсмогеологический разрез, выравненный на кровлю ботубинского горизонта, выделяемого в пределах восьмого циклита – ц8.

Профиль, изображенный на рисунке 4, позволяет подтвердить закономерности, установленные по скважинным данным. Выклинивание циклитов и уменьшение мощности терригенных вендских отложений в северном направлении четко фиксируется по отражающим горизонтам, отвечающим границам циклитов, которые по данным сейсморазведки были прослежены в межскважинном пространстве.

Комплекс всей вышеописанной информации позволил более детально дать характеристику каждому из циклитов.

Нулевой циклит (ц0), в пределах которого выделяется вилочанский горизонт (В14), был прослежен в основном по данным сейсморазведки. В скважинах он был зафиксирован в районе Отрадинского месторождения. Этот горизонт отвечает базальному этапу осадконакопления (часто его отложения залегают на породах фундамента или рифейских породах осадочного чехла). Мощность отложений в исследуемом районе составляет 0–100 м. Отложения горизонта представлены в основном кварцевыми песчаниками

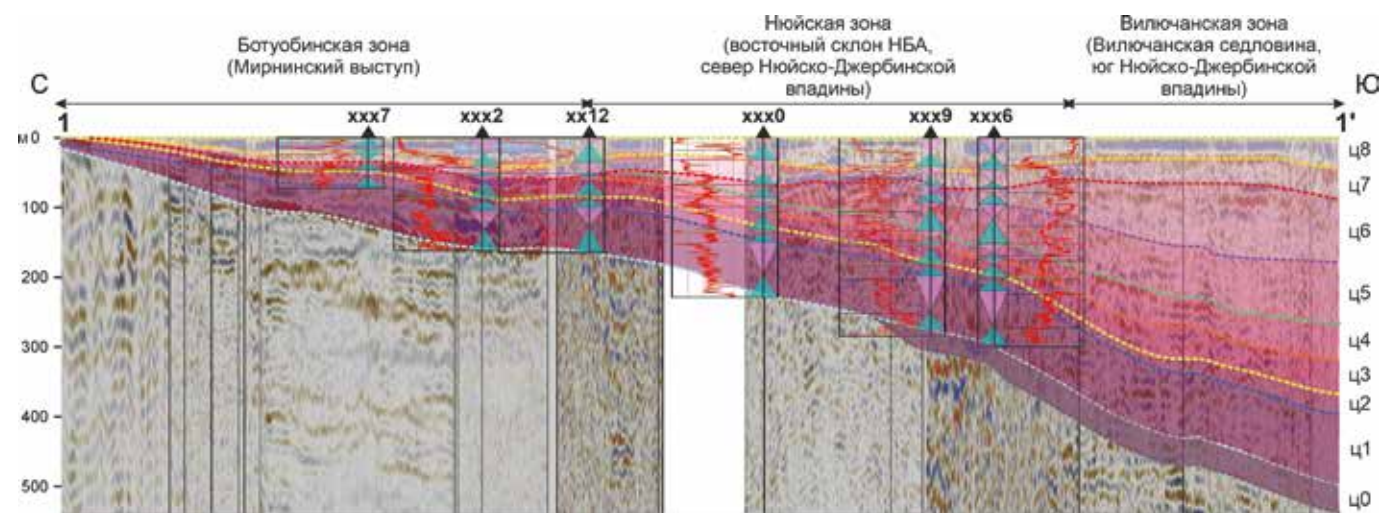


Рисунок 4 – Сейсмогеологический разрез по профилю 1-1' с прослеженными циклитами, выравненный на кровлю ботубинского горизонта. В направлении с юга на север наблюдается выклинивание циклитов ц0, ц1, ц4, ц5, ц6

хоронохской свиты и алевролитами, которые формировались в мелководно-морских условиях при активном поступлении флювиогляциального материала с суши, располагавшейся в западной части Непско-Ботубинской антеклизы. Их формирование в постледниковый этап после Мариноанского оледенения согласуется с региональными данными [2, 9].

Первый циклит (ц1) прослеживается повсеместно, он достаточно уверенно выделяется по всем данным. В его пределах выделяется талахский горизонт (В13), сложенный преимущественно песчаниками и гравелитами конусов выноса, который характеризуется аномально высокими значениями на кривой ГК. Это связано не с глинистостью, а с повышенным содержанием радиоактивных минералов в гальке пород кислого состава, а также с высокой долей полевошпатового материала в песчаниках, что подтверждает выводы, сделанные ранее [10]. Данный признак служит надежным маркером горизонта в условиях отсутствия керн.

Мощность отложений циклита варьирует от 5 до 100 м, сокращаясь в направлении с юго-востока на северо-запад в сторону палеосуши. Утонение разреза связано как с интенсивной эрозией кровельной части циклита, сформировавшейся в субконтинентальных условиях регрессивной фазы, так и с тем, что по мере трансгрессии исследуемый район постепенно вовлекался в область осадконакопления, и поэтому в более погруженных областях мощности циклита больше. Накопление отложений талахского горизонта происходило в условиях аллювиальной равнины, о чем свидетельствуют грубозернистые отложения, представленные конгломератами, гравелитами, песчаниками грубозернистыми пологими косыми и горизонтальными текстурами.

Отложения второго циклита (ц2) прослеживаются повсеместно и характеризуются относительно выдер-

жанной мощностью (20–25 м), однако их литологический состав разнообразен и подчинен фациальной зональности. В пределах Мирнинского свода (ботубинская фациальная зона) разрезы сложены алевропесчаными разностями с прослоями доломитов. На восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы и севере Нюйско-Джербинской впадины (нюйская фациальная зона) преобладают аргиллиты. В южной части впадины и Вилючанской седловины (вилючанская фациальная зона) разрез представлен глинистыми доломитами и ангидрито-доломитами.

Литологический состав отложений третьего и четвертого циклитов (ц3–ц4) в целом аналогичен описанному выше для ц2, а особенности их пространственного распространения детально рассмотрены ранее. Совокупность циклитов ц2–ц4 в районе Мирнинского выступа образует подразмывный комплекс, в рамках которого выделяется улаханский горизонт, что согласуется со схемой корреляции терригенных вендских отложений северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы [11]. Вследствие эрозионного характера кровельной границы отложения горизонта носят разновозрастный характер: в зависимости от объема несогласия в разрезе сохраняются фрагменты либо нижележащих (ц2), либо вышележащих (ц3–4) частей комплекса. Комплекс представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, сформированных в обстановках прибрежной зоны и фронта дельты.

В пределах пятого и шестого циклитов (ц5–ц6), соответствующих региональному верхне-непскому резервуару, выделяется хамакинский горизонт (пласт В10). Горизонт развит на всей территории исследования, за исключением северо-восточной части Мирнинского свода. Накопление осадков происходило преимущественно в дельтовых условиях в пределах нюйской фациальной зоны, тогда как в вилючанской зоне, располагавшейся в более мор-

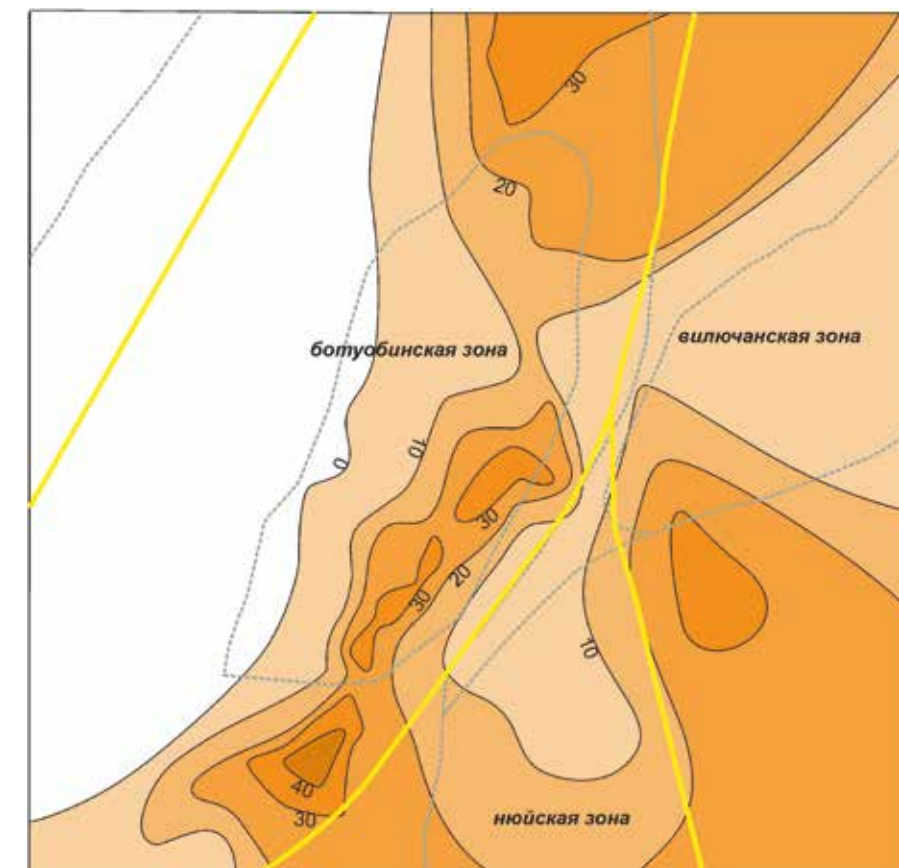


Рисунок 5 – Схема изопакитов нижнебюкской подсвиты (ботубинского горизонта) в районе Мирнинского свода

ских условиях мелководного шельфа, продолжалось формирование терригенно-карбонатных глинисто-мергелистых толщ.

Отложения седьмого циклита (ц7) характеризуются более широким распространением по сравнению с вышележащими и, вероятно, маркируют начало новой трансгрессивной фазы. Тем не менее отложения циклита распространены не повсеместно: они отсутствуют в районе Среднеботубинского месторождения Мирнинского выступа, максимальное развитие отмечается в пределах нюйской и вилючанской фациальных зон. В вилючанской зоне продуктивная часть циклита представлена песчаниками харыстанского горизонта (В6), а также аргиллитами, залегающими на терригенно-сульфатно-карбонатных породах ынахской свиты.

Отложения восьмого циклита (ц8) соответствуют завершающему этапу терригенного осадконакопления венда и образуют основную проницаемую часть тирского регионального резервуара. Ботубинский горизонт (В5) (см. рис. 5) приурочен к регрессивной части ц8, он сложен в основном кварцевыми песчаниками с незначительной примесью алевролитов и аргиллитов, накопление которых происходило в прибрежно-морских условиях побережья приливно-отливного типа, что было установлено авторами ранее [1].

Мощности горизонта, как это видно из рисунка 5, изменяются в среднем от 10 до 40 м, а сам он распро-

странен в пределах Непско-Ботубинской антеклизы в виде клиновидной полосы шириной 50–250 км, протягивающейся вдоль восточного склона структуры, на северо-западе Непско-Ботубинской антеклизы горизонт отсутствует.

Минералогические данные, представленные на диаграммах размаха (box plot) (см. рис. 6, с. 78), позволяют выявить закономерности изменения состава терригенных вендских отложений.

Как видно из рисунка 6, в горизонтах талахском (ц1) и хамакинском (ц5–ц6), которые формировались до перерыва в осадконакоплении, фиксируется большее содержание полевых шпатов при меньшем содержании кварца в сравнении с породами ботубинского горизонта (ц8), формирование которого происходило после перерыва. Длительное нахождение территории в условиях субаэральной экспозиции способствовало формированию зрелых кор выветривания, а последующая многократная гидродинамическая переработка осадков обеспечила их высокую степень зрелости и преимущественно кварцевый состав ботубинского горизонта.

Прогноз коллекторов в терригенных вендских отложениях

Закономерности стратиграфического расчленения, фациальной зональности и минералогической эволюции

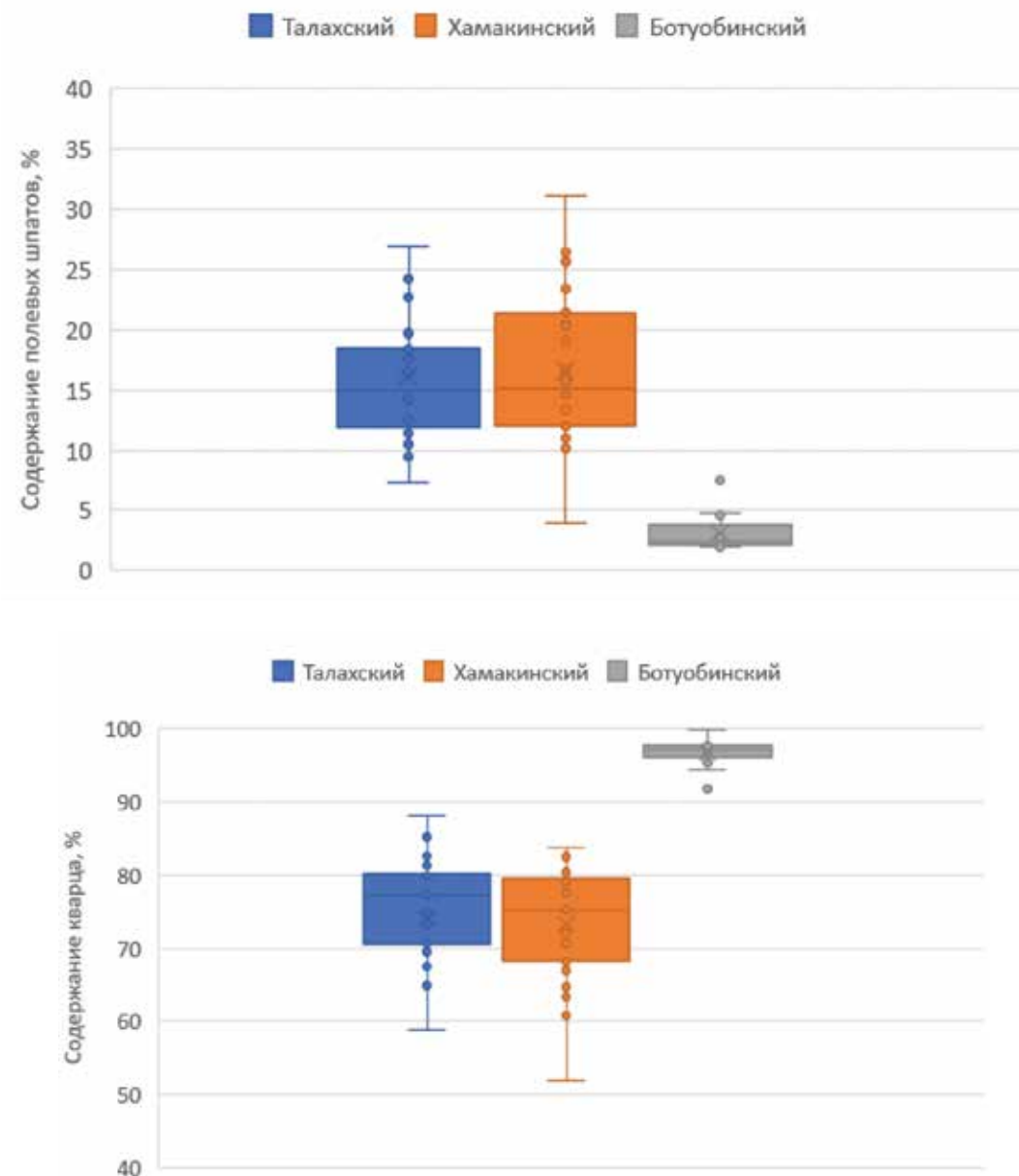


Рисунок 6 – Диаграммы размаха (box plot) содержания полевых шпатов и кварца в породах циклитов из нижней части разреза терригенного венда (ц1 – талахский), средней (ц5–ц6 – хамакинский) и верхней (ц8 – ботубинский)

обломочного материала, рассмотренные выше, находят прямое отражение в фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных горизонтов.

На **рисунке 7** (см. с. 79) приведены графики зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости по основным продуктивным горизонтам в районе Мирнинского свода, построенные по результатам исследований пористости и проницаемости по газу на стандартных образцах.

Коллекторские свойства пород в пределах ц0 низкие. В верхней части циклита алевролиты и карбонатно-глинистые отложения обладают низкими экранирующими свойствами, что подтверждает ранее сделанные выводы [12]. Однако в зоне выклини-

вая отложений, которая протягивается полосой вдоль Нюйско-Джербинской впадины восточнее Непского свода, сохранились аллювиальные и флювиогляциальные отложения вилучанского горизонта (циклит ц0, горизонт В14). Коэффициенты открытой пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) пород горизонта изменяются в широких пределах: Кп – от 4 до 16%, а Кпр – от 0,01 до 1000 мД.

Коллекторские свойства талахского горизонта (циклит ц1, горизонт В13) также неоднородные, но выше, чем у вилучанского горизонта: Кп – 2–24%, Кпр – 0,1–1000 мД. Зоны с улучшенными ФЕС приурочены к району Мирнинского выступа, где распространены в основном песчаные отложения цикли-

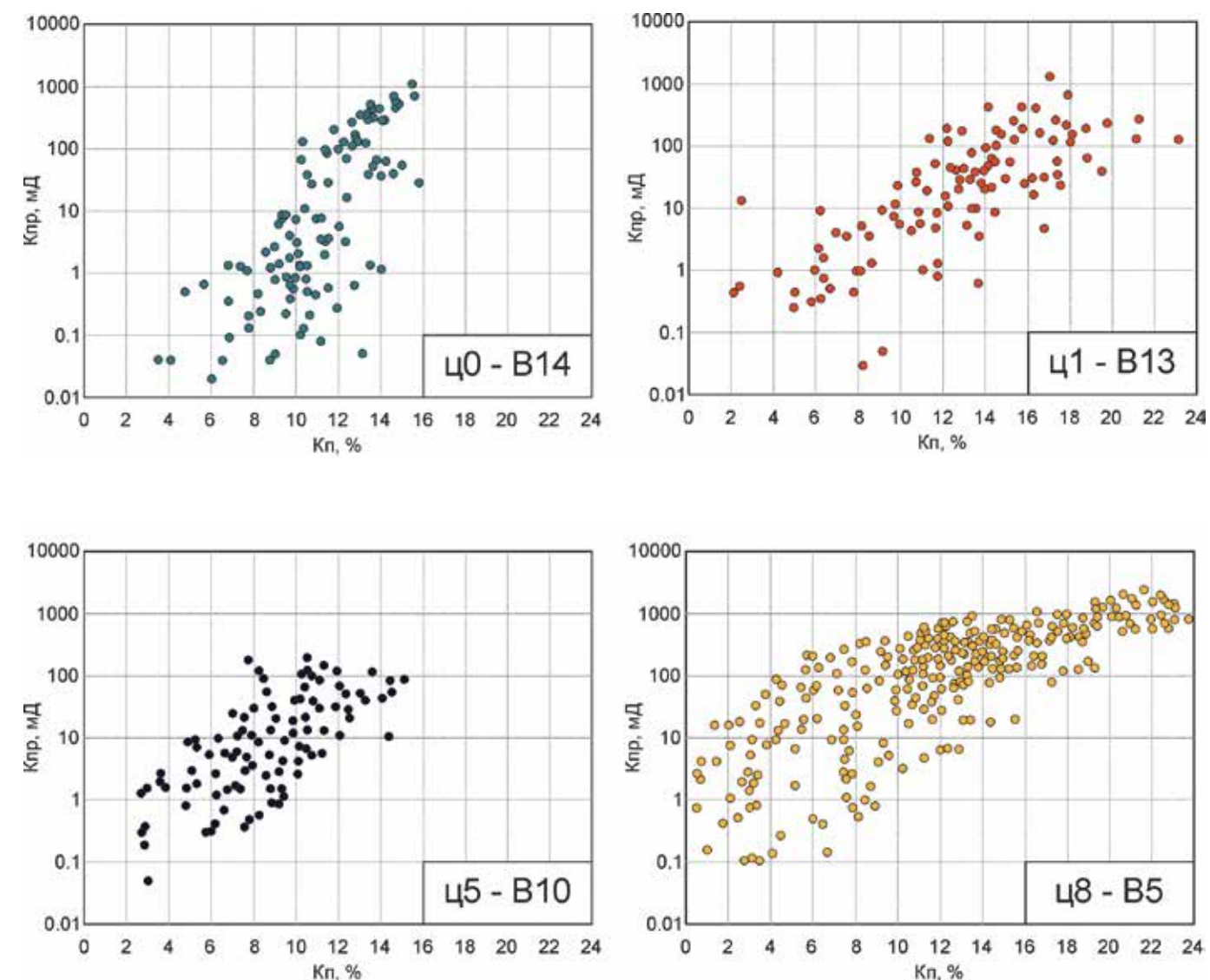


Рисунок 7 – График зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости по основным продуктивным горизонтам в районе Мирнинского свода

та. С учетом условий осадконакопления песчаные тела будут диахронными. Экранирующие свойства флюидоупоров существенно дифференцированы по площади. В южной части Нюйско-Джербинской впадины и Вилучанской седловины породы выше талахского горизонта представлены глинисто-ангидритисто-карбонатными разностями с отличными экранирующими свойствами, на восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы и севере впадины – аргиллитами и алевро-глинистыми породами с хорошими экранирующими свойствами. В пределах же самого Мирнинского выступа в кровле циклита находятся алевро-песчаные разности, обладающие более низкой экранирующей способностью, что обуславливает более высокий риск сохранения залежей в этой зоне. Данные выводы дополняют представления о фациальном контроле качества флюидоупоров над отложениями талахского горизонта [13].

Наибольший коллекторский потенциал улаханского горизонта, выделяемого в пределах циклитов ц2–ц4, сохраняется в пределах нюйской фациальной зоны, тогда как в ботубинской зоне отложения частично эродированы. В кровле горизонта в пределах нюйской зоны залегают глинистые толщи верхненепского подгоризонта, обладающие высокими экранирующими свойствами. В ботубинской зоне экран сложен преимущественно алевро-песчаными разностями, которые характеризуются низкой изолирующей способностью и могут рассматриваться как ложные покровы.

Хамакинский горизонт (циклиты ц5–ц6, горизонт В10) характеризуется умеренно высокими и при этом однородными ФЕС: Кп – от 2 до 14%, Кпр – от 1 до 400 мД. Улучшение коллекторских свойств приурочено к зонам развития аллювиально-дельтовых систем, где отмечается наименьшая степень глинизации и вторичной цементации. В кровле горизонта в пределах

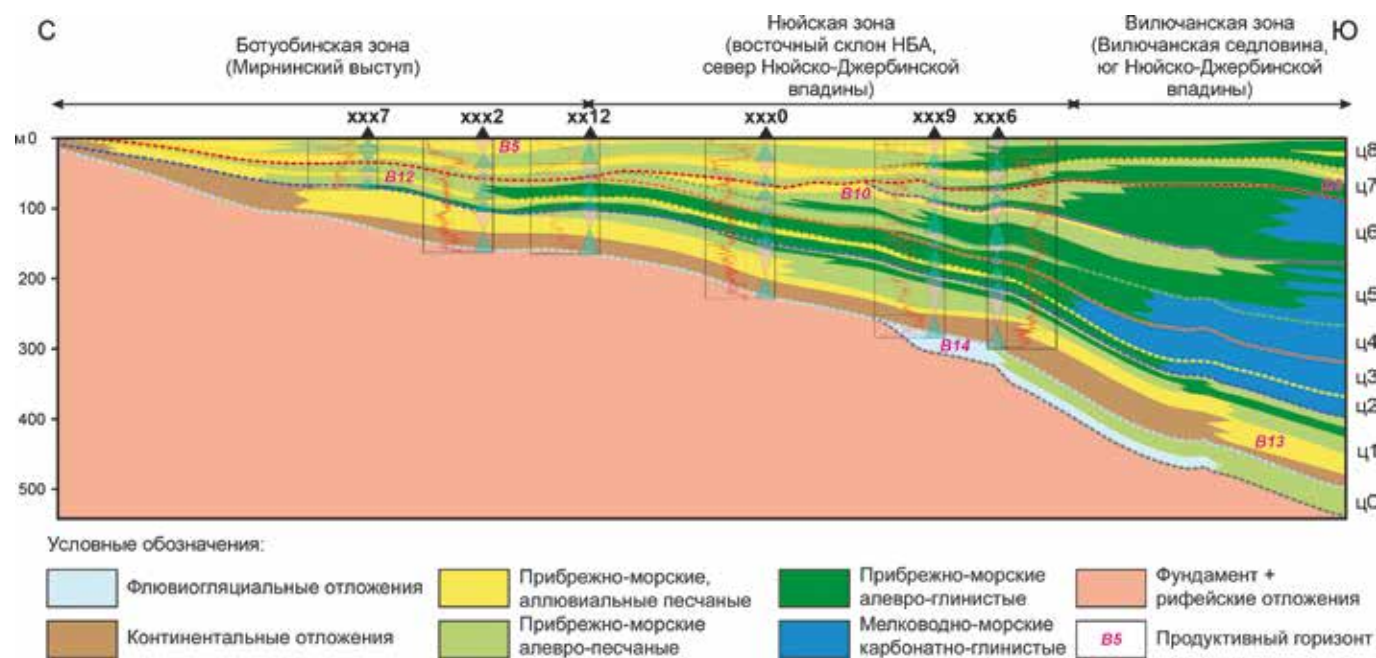


Рисунок 8 – Концептуальная схема взаимоотношения циклитов и продуктивных горизонтов в их пределах для района Мирнинского выступа

нойской зоны залегают аргиллиты, обладающие высокими экранирующими свойствами.

В связи с ограниченным представительством образцов харыстанского горизонта (циклит ц7, горизонт В6) в исследуемой коллекции характеристика его фильтрационно-емкостных свойств опирается на литературные данные [14]. ФЕС горизонта отличаются широкой вариативностью, что обусловлено неоднородным литологическим составом разреза: карбонатные песчаники переслаиваются с доломитизированными алевритами и глинистыми известняками. Подобная гетерогенность отражает обстановки мелководного шельфа с эпизодическим поступлением терригенного материала, что согласуется с седиментационными моделями, предложенными для горизонта.

Породы-коллекторы ботубинского горизонта (циклит ц8, горизонт В5) первоначально обладали достаточно однородными в пределах горизонта и в целом отличными ФЕС (Кп до 25 %, Кпр до >1000 мД), однако в дальнейшем они были существенно изменены вторичными процессами, такими как регенерация кварца, ангидритизация, засоление, битуминизация. Первично лучшими свойствами обладали хорошо сортированные среднезернистые отложения берегового склона и песчаной литорали. В кровле горизонт надежно экранируется карбонатно-эвапоритовыми отложениями верхнебюкской подсвиты, которые характеризуются повсеместным распространением и высокими экранирующими свойствами, особенно в пределах зоны распространения торсальских солей.

Таким образом, проведенный в работе циклический анализ отложений терригенного венда позволил расчленить толщу на девять изохронных цикли-

тов (ц0–ц8). А также установить, что лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают регрессивные части циклитов, сложенные преимущественно песчаниками, состав и текстуры которых варьируют в зависимости от фациальной обстановки: в ботубинском горизонте хорошо сортированные крупно-среднезернистые песчаники с косой однонаправленной или горизонтальной текстурой, средне-мелкозернистые песчаники с разнонаправленной косой текстурой песчаной литорали (Кп до 25 %, Кпр до >1000 мД); в хамакинском горизонте – мелкозернистые песчаники с волнистой и косой слоистостью дельтовых фаций (Кп – 2–14 %, Кпр – 1–400 мД); в талахском горизонте – грубозернистые песчаники и гравелиты с крупной косой слоистостью аллювиальных фаций (Кп – 2–24 %, Кпр – 0,1–1000 мД); в вилучанском горизонте – мелко- и среднезернистые песчаники с горизонтальной слоистостью постгляциальных фаций (Кп – 4–16 %, Кпр – 0,01–1000 мД).

На основе установленной циклостратиграфической модели и фациальных особенностей терригенных вендских отложений авторами выполнен прогноз распространения продуктивных горизонтов в пределах Мирнинского выступа и сопредельных структурных элементов (см. рис. 8).

Корреляционный профиль, показанный на рисунке 8, наглядно демонстрирует, что наиболее устойчивые пары «коллектор – флюидоупор» формируются в прибрежно-морских и дельтовых обстановках, располагающихся в непосредственной близости от источников терригенного сноса. Гидродинамическая активность волновых и приливно-отливных процессов в регрессивные фазы циклов обеспечивала высокую степень сортировки песчаного материала, что обу-

ловило формирование коллекторов с лучшими ФЕС. В трансгрессивные фазы в тех же зонах накапливались глинистые и алевро-глинистые отложения подводных дельт и шельфа, сформировавшие впоследствии надежные экранирующие толщи.

Основные перспективы нефтегазоносности Мирнинского свода в пределах ботубинской фациальной зоны связаны с ботубинским горизонтом. В данном районе нижележащие терригенные продуктивные горизонты отсутствуют или частично эродированы, а высокая степень гидродинамической связи внутри разреза ввиду отсутствия истинных флюидоупоров подчеркивает роль ботубинских песчаников как главного резервуара, перекрытого региональными карбонатно-эвапоритовыми отложениями верхнебюкской подсвиты.

В северной части Нюйско-Джербинской впадины (нюйская фациальная зона) продуктивные горизонты и флюидоупоры терригенного венда распространены широко. В зависимости от объема несогласия и степени сохранности разреза перспективными могут являться талахский, хамакинский и ботубинский горизонты. При этом в пределах впадины следует уделить внимание анализу консервации залежей, поскольку это зона с активной тектоникой. Изменения структурного плана происходили в среднепалеозойское время, когда уже были сформированы основные залежи нефти и газа, и происходят в кайнозойское время. Поэтому основные перспективы вендских терригенных отложений могут быть связаны здесь как с комплексом автохтона, так и с антиклинальными ловушками аллохтона, детальный анализ которых проведен для территории Нюйско-Джербинской впадины Т. И. Ларионовой [15].

В пределах вилучанской фациальной зоны (юг Нюйско-Джербинской впадины и Вилучанская седловина) наиболее перспективными представляются отложения вилучанского, талахского и харыстанского горизонтов, выше которых имеются надежные глинисто-карбонатные флюидоупоры.

Обсуждение

Распределение коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подчинено фациальной зональности и в разрезе контролируется положением в регрессивных частях циклитов. Лучшие ФЕС характерны для песчаников, сформировавшихся в прибрежно-морских условиях ботубин-

ского, прибрежно-морских и аллювиальных фациях хамакинского горизонтов; снижение проницаемости обусловлено латеральным фациальным замещением и вторичными процессами, которые наиболее проявились в ботубинском горизонте.

Качество флюидоупоров латерально изменчиво. В нюйской и вилучанской фациальных зонах флюидоупоры представлены глинисто-карбонатными, глинистыми толщами, обладающими хорошими экранирующими свойствами, тогда как в сводовой части Мирнинского выступа продуктивные горизонты по вертикали замещаются алевро-песчаными породами, обуславливающими высокую степень гидродинамической связанности разреза по вертикали.

Использование циклического анализа вкупе с фациальным позволило ранжировать и обосновать выделение приоритетных зон поисков. Наиболее перспективными признаны ботубинский горизонт в пределах ботубинской зоны и комплекс горизонтов В10–В13 в Нюйско-Джербинской впадине, где сочетание выдержанных коллекторов и надежных флюидоупоров создает условия для формирования структурно-литологических и литологических залежей углеводородов.

Заключение

На основе циклического анализа разрез терригенных вендских отложений был расчленен на девять изохронных циклитов. В их пределах породы с лучшими ФЕС, представленные преимущественно песчаниками, состав и свойства которых варьируют в зависимости от обстановок формирования, приурочены к регрессивным частям циклитов.

С северо-запада на юго-восток возрастает общая мощность терригенных вендских отложений и количество терригенных пропластков разного возраста, на самом юго-востоке преобладало карбонатное осадконакопление, где также увеличивается роль глинисто-карбонатных флюидоупоров. Это определило дифференцированный характер перспектив: в ботубинской зоне высокая гидродинамическая связанность концентрирует потенциал в кровельном восьмом циклите (ботубинский горизонт), в нюйской зоне перспективны и нижележащие горизонты благодаря сочетанию коллекторов и покрышек в разрезе, а в вилучанской зоне основными объектами выступают талахский и харыстанский горизонты.

Список источников

1. Смирнова Д. О., Сауткин Р. С., Воронин М. Е., Чупахина В. В., Мордасова А. В., Верещагин А. А., Исаев Е. С. Влияние условий осадконакопления и постседиментационных процессов на неоднородность фильтрационно-емкостных свойств ботубинского горизонта юго-восточной части Среднеботубинского месторождения (Восточная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2026. № 2. С. 35–46.
2. Петров П. Ю. Источники сноса, цикличность и возраст неопротерозойских отложений Патомского бассейна Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2025. Т. 33, № 2. С. 38–58.

3. Голубкова Е. Ю. Органостенные микрофоссилии в стратиграфии венда юго-востока Сибирской платформы: дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.01. СПб., 2021. 207 с.

4. Горшков Д. А. Биостратиграфические исследования вендских отложений южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 2. С. 1–19.

5. Станевич А. М., Корнилова Т. А., Мазукабзов А. М., Вахромеев А. Г. Корреляция и микрофоссилии венд-кембрийских отложений, вскрытых Чайкинской параметрической скважиной 279 // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. 2015. Т. 12. С. 124–135.

6. Мельников Н. В. Циклометрическая стратиграфическая шкала венда и кембрия южной и центральной частей Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1102–1114.

7. Ступакова А. В., Сауткин Р. С., Калмыков Г. А. и др. Комплексирование разномасштабных данных для поиска и разведки месторождений нефти и газа // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 2. С. 186–205. DOI 10.18599/grs.2025.2.15.

8. Карнюшина Е. Е. Теория седиментационной цикличности Н. Б. Вассоевича в учебно-научной деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета в XXI веке // Георесурсы. 2022. № 24(2). С. 16–21. DOI 10.18599/grs.2022.2.3.

9. Чумаков Н. М. Оледенения Земли: история, стратиграфическое значение и роль в биосфере // Труды Геологического института РАН. 2015. Вып. 611. 160 с.

10. Плюснин А. В., Копачевич Л. Ф. Секвенс-стратиграфия верхнего венда для северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы (на основе изучения керна скважин и анализа данных ГИС) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2021. № 1(2). С. 11–19. DOI 10.33623/0579-9406-2021-2-11-19.

11. Лебедев М. В. Моисеев С. А. Результаты детальной корреляции терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 8. С. 4–13.

12. Шемин Г. Г. Модели строения и перспективы нефтегазоносности резервуаров нефти и газа вендского терригенного комплекса центральных районов Сибирской платформы // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2009. Т. 2. С. 132–136.

13. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин и др.; отв. ред. М. И. Эпов; ИНГГ СО РАН. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2018. 315 с.

14. Макарова А. С. Геология и перспективы нефтегазоносности восточной части Непско-Ботубинской антеклизы (Якутская часть): дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.12. М., 2023. 169 с.

15. Ларионова Т. И. Строение складчато-надвиговых дислокаций Ньюйско-Джербинской впадины в связи с нефтегазоносностью (Восточная Сибирь): дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.12. Новосибирск, 2015. 106 с.

References

1. Smirnova D. O., Sautkin R. S., Voronin M. E., Chupakhina V. V., Mordasova A. V., Vereshchagin A. A., Isaev E. S. Influence of depositional environments and post-sedimentary processes on the heterogeneity of reservoir properties of the Botuobin Formation in the southeastern part of the Srednebotuobinskoye field (East Siberia) // Moscow University Geology Bulletin. 2026. No. 2. P. 35–46. (In Russ).

2. Petrov P. Yu. Provenance, cyclicity, and age of Neoproterozoic deposits of the Patom Basin, Siberia // Stratigraphy and Geological Correlation. 2025. Vol. 33, no. 2. P. 38–58. (In Russ).

3. Golubkova E. Yu. Organ-walled microfossils in the Vendian stratigraphy of the southeastern Siberian Platform. PhD dissertation. Saint Petersburg, 2021. 207 p. (In Russ).

4. Gorshkov D. A. Biostratigraphic studies of Vendian deposits in the southern part of the Siberian Platform // Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies. 2016. Vol. 11, no. 2. P. 1–19. (In Russ).

5. Stanevich A. M., Kornilova T. A., Mazukabzov A. M., Vakhromeev A. G. Correlation and microfossils of Vendian–Cambrian deposits penetrated by the Chaikinskaya parametric borehole 279 // Bulletin of Irkutsk State University, Earth Sciences Series. 2015. Vol. 12. P. 124–135. (In Russ).

6. Melnikov N. V. Cyclometric stratigraphic scale of the Vendian and Cambrian of the southern and central parts of the Siberian platform // Geology and Geophysics. 2021. Vol. 62, no. 8. P. 1102–1114. (In Russ).

7. Stupakova A. V., Sautkin R. S., Kalmykov G. A., et al. Integration of multi-scale data for oil and gas exploration and field development // Georesources. 2025. Vol. 27, no. 2. P. 186–205. (In Russ). DOI 10.18599/grs.2025.2.15.

8. Kamyushina E. E. N. B. Vassoevich’s theory of sedimentary cyclicity in the educational and scientific activities of the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels at Lomonosov Moscow State University in the 21st century // Georesources. 2022. Vol. 24, no. 2. P. 16–21. (In Russ). DOI 10.18599/grs.2022.2.3.

9. Chumakov N. M. Glaciations of the Earth: history, stratigraphic significance, and role in the biosphere // Transactions of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences. 2015. Issue 611. 160 p. (In Russ).

10. Plyusnin A. V., Kopaevich L. F. Sequence stratigraphy of the Upper Vendian in the northeastern part of the Nepa–Botuoba anticline, Siberian Platform (based on core and well log data) // Moscow University Geology Bulletin. 2021. No. 1(2). P. 11–19. (In Russ). DOI 10.33623/0579-9406-2021-2-11-19.

11. Lebedev M. V., Moiseev S. A. Results of detailed correlation of Vendian terrigenous deposits in the northeastern part of the Nepa–Botuoba anticline // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 8. P. 4–13. (In Russ).

12. Shemin G. G. Structural models and petroleum potential of reservoirs in the Vendian terrigenous complex of the central Siberian Platform // Interexpo Geo-Siberia. 2009. Vol. 2. P. 132–136. (In Russ).

13. Shemin G. G., et al. Petroleum potential of regional reservoirs of the Pre-Patom regional trough (Siberian Platform) / M. I. Eпов (ed.). Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2018. 315 p. (In Russ).

14. Makarova A. S. Geology and petroleum potential of the eastern part of the Nepa–Botuoba anticline (Yakutian sector). PhD dissertation. Moscow, 2023. 169 p. (In Russ).

15. Larionova T. I. Structure of fold-thrust dislocations of the Nyuya–Dzherba depression in relation to its petroleum potential (East Siberia). PhD dissertation. Novosibirsk, 2015. 106 p. (In Russ).

.....

Информация об авторах

Дарья Олеговна Смирнова,
аспирант кафедры геологии и геохимии горючих
ископаемых, геологический факультет
Антонина Васильевна Ступакова,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих
ископаемых
Роман Сергеевич Сауткин,
кандидат геолого-минералогических наук, старший
научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих
ископаемых
Алина Владимировна Мордасова,
кандидат геолого-минералогических наук, научный
сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих
ископаемых
Артем Александрович Верещагин,
аспирант кафедры геологии и геохимии горючих
ископаемых, геологический факультет
Чупахина Виталия Валерьевна,
кандидат геолого-минералогических наук, младший
научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих
ископаемых

Information about the authors

Darya O. Smirnova,
graduate student petroleum geology department, geological
faculty
Antonina V. Stupakova,
doctor of geological and mineralogical sciences,
professor, head of the the petroleum geology department,
geological faculty
Roman S. Sautkin,
candidate of geological and mineralogical sciences, senior
researcher of the the petroleum geology department, geological
faculty
Alina V. Mordasova,
candidate of geological and mineralogical sciences, researcher
of the petroleum geology department, geological faculty
Artem A. Vereshchagin,
graduate student petroleum geology department, geological
faculty
Vitalia V. Chupakhina,
candidate of geological and mineralogical sciences, junior
researcher of the petroleum geology department, geological
faculty

Статья поступила в редакцию 06.05.2026; одобрена после рецензирования 25.05.2026; принята к публикации 26.05.2026.

The article was submitted 06.05.2026; approved after reviewing 25.05.2026; accepted for publication 26.05.2026.

Научная статья
УДК 622.276
EDN YWYOZW

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКЦИИ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
НА ЕЕ ПРОДУКТИВНОСТЬ

В. Г. Васильев¹, А. А. Плосков², И. В. Стоноженко³, Т. И. Сулейманов⁴, О. В. Николаев⁵
¹ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия
^{2, 3, 4, 5}ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Санкт-Петербург, Россия
¹slik77@mail.ru
²ploskov86@yandex.ru
³i.stonozheko@yandex.ru
⁴t_suleymanov@vniigaz.gazprom.ru
⁵o-nikolaev@yandex.ru

Аннотация. В статье представлена уточненная методика расчета технологических режимов эксплуатации обводненных наклонно-направленных газовых скважин, учитывающая особенности их конструкции. Методика основана на результатах широкомасштабного цикла экспериментальных исследований газожидкостных потоков на специализированном экспериментальном стенде, воспроизводящем физические условия газовых промыслов, и позволяет учесть геометрические параметры стволов скважин. Проведенный анализ результатов расчетов и их сравнение с промысловыми данными и расчетами по другим существующим методиками продемонстрировали высокую точность используемых расчетных мо-

делей. Предлагаемая методика позволяет провести анализ влияния геометрии профиля ствола скважины на ее продуктивную характеристику. Из представленного анализа следует вывод о том, что при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений следует избегать рекомендаций по использованию эксплуатационных скважин с зенитными углами наклона стволов в диапазоне 30–60°. Предложенные методика и расчетные модели рекомендуются к применению при проектировании и реконструкции газовых промыслов, а также при оптимизации технологических режимов эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин.

Ключевые слова: газожидкостные потоки, наклонная скважина, профиль ствола скважины, обводнение, математическая модель, технологический режим, минимальный дебит, газовый промысел

Для цитирования: Васильев В. Г., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Сулейманов Т. И., Николаев О. В. Влияние конструкции наклонно-направленной скважины на ее продуктивность // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 84–90. EDN YWYOZW.

© Васильев В. Г., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Сулейманов Т. И., Николаев О. В., 2026

© Vasiliev V. G., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Suleymanov T. I., Nikolaev O. V., 2026

Original article
UDC 622.276
EDN YWYOZW

INVESTIGATION OF THE INFLUENCE
OF THE DESIGN OF AN INCLINED
WELL ON ITS PRODUCTIVITY

V. G. Vasiliev¹, A. A. Ploskov², I. V. Stonozhenko³, T. I. Suleymanov⁴, O. V. Nikolaev⁵
¹Gazprom PJSC, St. Petersburg, Russia
^{2, 3, 4, 5}Gazprom VNIIGAZ LLC, St. Petersburg, Russia
¹slik77@mail.ru
²ploskov86@yandex.ru
³i.stonozhenko@yandex.ru
⁴t_suleymanov@vniigaz.gazprom.ru
⁵o-nikolaev@yandex.ru

Abstract. The article presents an updated methodology for calculating the technological modes of operation of flooded directional gas wells, taking into account their design features. The methodology is based on the results of a large-scale cycle of experimental studies of gas-liquid flows on a specialized experimental stand reproducing the physical conditions of gas fields, and allows taking into account the geometric parameters of boreholes. The analysis of the calculation results and their comparison with field data and calculations using other existing methods demonstrated the high accuracy of the calculation models used. The proposed

technique makes it possible to analyze the influence of the geometry of the borehole profile on its productive characteristics. From the presented analysis, it follows that when designing the development of gas and gas condensate fields, recommendations on the use of production wells with zenith angles of inclination of the trunks in the range of 30–60° should be avoided. The proposed methodology and calculation models are recommended for use in the design and reconstruction of gas fields, as well as in optimizing the technological modes of operation of directional and horizontal gas and gas condensate wells.

Keywords: gas-liquid flows, inclined well, borehole profile, flooding, mathematical model, technological mode, minimum flow rate, gas field

For citation: Vasiliev V. G., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Suleymanov T. I., Nikolaev O. V. Investigation of the influence of the design of an inclined well on its productivity. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):84-90. (In Russ.). EDN YWYOZW.

Введение

В последние десятилетия интенсивно развиваются технологии разработки газовых и газоконденсатных месторождений системами наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Поскольку в большинстве практических случаев в продукции скважин содержится жидкость (углеводородный конденсат или вода), методология моделирования потоков продук-

ции в системах добычи и сбора газа, основанная на применении соотношений однофазной гидродинамики, нуждается в корректировке. В современной литературе представлены результаты экспериментальных исследований газожидкостных потоков (ГЖП) в наклонных трубах и построенные на их основе расчетные модели для прогнозирования режимов работы наклонных скважин, в продукции кото-

рых содержится жидкость [1–4]. Однако условия проведенных экспериментов не характерны для газовых промыслов по диаметрам исследованных труб ($d < 0,38$ м), объемным расходным содержаниям жидкой фазы ($\beta > 0,01$) и давлениям ($p \approx 0,1$ Мпа), что приводит к существенным погрешностям при расчетах [5].

С целью создания адекватной методологии моделирования ГЖП в скважинах и шлейфах в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был проведен широко-масштабный цикл экспериментальных исследований на стенде, воспроизводящем промысловые условия [6–10]. На основе полученных результатов разработаны модели, позволяющие с высокой точностью прогнозировать поведение промысловых систем [7–10], в том числе с наклонно-направленными и субгоризонтальными потоками.

Описание уточненной методики и расчетной модели наклонных ГЖП

В настоящей статье описываются уточненная гидродинамическая модель, разработанная по результатам экспериментальных исследований ГЖП, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и методика расчета на ее основе обводненных наклонных скважин, а также проводится сравнительный анализ результатов расчетов с промысловыми данными и расчетами по другим существующим методикам.

Модель для расчета потерь давления в наклонных ГЖП оперирует следующими безразмерными параметрами [6–9]:

- приведенный параметр Фруда (по газу) выступает в качестве расходной характеристики газа:

$$Fr^* = \frac{\rho_r \cdot u^2}{\rho_{ж} \cdot g d}, \quad (1)$$

- безразмерный градиент давления:

$$i = \frac{dp}{dL} \cdot \frac{1}{\rho_{ж} g}, \quad (2)$$

- параметр Вебера:

$$We = \frac{\rho_{ж} d v^2}{\sigma}, \quad (3)$$

- параметр Бузинова:

$$Bu = \frac{Fr_{ж}^{1/3} \cdot Eo^{2/3}}{\bar{d}^2}, \quad (4)$$

- параметр Фруда по жидкости:

$$Fr_{ж} = \frac{v^2}{g d}, \quad (5)$$

- параметр Этвеша:

$$Eo = \frac{\rho_{ж} g d^2}{\sigma}, \quad (6)$$

- безразмерный диаметр трубы:

$$\bar{d} = \frac{d}{D_0}. \quad (7)$$

Здесь $D_0 = 0,055$ м.

В формулах (1)–(7) приняты обозначения: u – скорость газа; v – скорость жидкости; ρ_r и $\rho_{ж}$ – плотности газа и жидкости соответственно; σ – поверхностное натяжение на границе раздела «жидкость – газ»; g – ускорение свободного падения; d – внутренний диаметр трубы; p – давление; L – длина трубы.

Типичный вид зависимости градиента давления i от расходной характеристики газа Fr^* при фиксированном расходе жидкости представлен на **рисунке 1**, где выделены реперные точки с координатами $A(Fr_0^*, i_0)$ и $B(Fr_1^*, i_0)$, разделяющие три характерных участка кривой:

1. $Fr^* > Fr_0^*$ – правая ветвь, аппроксимируется полиномом первой степени; соответствует дисперсно-кольцевому режиму ГЖП.
2. $Fr_1^* > Fr^* > Fr_0^*$ – участок минимума потерь давления; соответствует переходному режиму ГЖП.
3. $Fr^* < Fr_1^*$ – левая ветвь; соответствует вспененному режиму ГЖП.

Абсцисса точки А для наклонного потока определяется по формуле:

$$Fr_0^*(\alpha) = Fr_0^*(0) \cdot (a \cdot \alpha^3 + b \cdot \alpha^2 + c \cdot \alpha + d), \quad (8)$$

где a, b, c, d – вспомогательные расчетные параметры, полученные путем аппроксимации экспериментальных данных:

$$a = -[4,1 + 3,4 \cdot (1 - e^{-1,13 v d^2 \cdot 10^4})] \cdot 10^{-6}; \quad (9)$$

$$b = \frac{2,6 \cdot e^{-142 v} - 3 - 546750 a}{4050}; \quad (10)$$

$$c = -6075 a - 90 b; \quad (11)$$

$$d = 1. \quad (12)$$

Ордината точек А и В для наклонного ГЖП определяется по формуле:

$$i_0(\alpha) = i_0(0) \cdot \cos^{0,55} \alpha, \quad (13)$$

где α – зенитный угол наклона трубы.

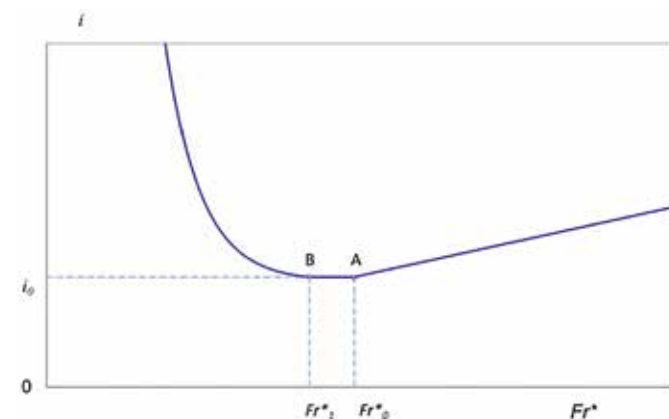


Рисунок 1 – Реперные точки на кривой потерь давления в наклонном ГЖП

Абсцисса точки В для наклонного ГЖП определяется по формулам:

$$\text{если } \alpha \leq 60^\circ, \text{ то } Fr_1^*(\alpha) = Fr_0^*(\alpha) \cdot \left(1 - 0,15 \frac{60 - \alpha}{60}\right); \quad (14)$$

$$\text{если } \alpha \geq 60^\circ, \text{ то } Fr_1^*(\alpha) = Fr_0^*(\alpha).$$

Параметр $Fr_0^*(0)$ в (8) определяется по формуле для вертикального ГЖП:

$$Fr_0^*(0) = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{\bar{d}}\right) \cdot e^{-4,6 W e^{0,5}}. \quad (15)$$

Параметр $i_0(0)$ в (13) также определяется по формуле для вертикального ГЖП:

$$i_0(0) = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr_0^*(0) + 0,00667 \cdot Bu - 0,0012. \quad (16)$$

На правой ветви характеристики ГЖП, то есть при $Fr^* > Fr_0^*(\alpha)$, потери давления в наклонном потоке рассчитываются по формуле:

$$i(\alpha) = i_0(\alpha) + \frac{\lambda}{2} \cdot [Fr^* - Fr_0^*(\alpha)]. \quad (17)$$

На участке минимума потерь давления, то есть при $Fr_1^*(\alpha) > Fr^* > Fr_0^*(\alpha)$, потери давления в наклонном потоке рассчитываются по формуле (13).

На левой ветви характеристики ГЖП, то есть при $Fr^* < Fr_1^*(\alpha)$, потери давления в наклонном потоке рассчитываются по формуле:

$$i(\alpha) = \frac{G_B}{G_B + 1,5}, \quad (18)$$

$$\text{где } G_B = C_B \cdot \left(\frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001}\right)^{D_B} + \frac{1,5 i_0(\alpha)}{1 - i_0(\alpha)},$$

$$C_B = \frac{0,0248}{\bar{d}} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{\bar{d}^2}, \quad D_B = 0,996 + \frac{0,75}{\bar{d}} + \frac{0,397}{\bar{d}^2}.$$

Формула для расчета градиента давления в наклонном ГЖП в размерном виде имеет вид:

$$\frac{dp}{dL} = i(\alpha) \cdot g \rho_{ж} + g \rho_r \cdot \cos \alpha. \quad (19)$$

Приведенные соотношения отражают зависимость потерь давления в наклонном ГЖП от диаметра трубы, давления, скоростей и свойств газовой и жидкой фаз.

Отметим, что в представленной модели наклонных ГЖП для расчетов потерь давления не требуется информация об истинном объемном водосодержании, что существенно упрощает процедуру моделирования и повышает ее точность [7].

Тестирование новой методики

Рассмотрим работу наклонной обводненной скважины одного из восточносибирских месторождений. Профиль скважины изображен на **рисунке 2**.

Расчет скважины осуществляется численным методом «снизу вверх» по алгоритму, описанному в [10].

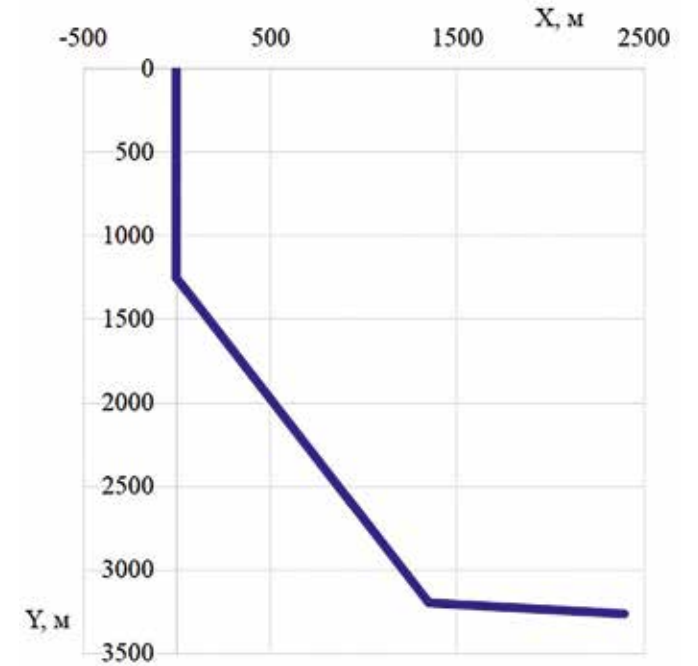


Рисунок 2 – Профиль 1 скважины

Текущие параметры скважины: глубина башмака насосно-компрессорных труб (НКТ) $Y = 3260$ м, длина ствола НКТ $L = 4667$ м, смещение (отход) по горизонтали $X = 2394$ м, диаметр НКТ $D_u = 114$ мм ($d = 0,1$ м), пластовое давление $p_{пл} = 18,14$ Мпа, давление на устье $p_y = 8,9$ Мпа, водогазовый фактор $W = 60$ см³/м³, плотность газа при стандартных условиях $\rho_0 = 0,7471$ кг/м³, коэффициенты фильтрационных сопротивлений $a = 0,288$ Мпа²/(тыс. м³/сут), $b = 0,00034$ Мпа²/(тыс. м³/сут). Известно, что скважина периодически задавливается жидкостью. На **рисунке 3** представлены текущие и ретроспективные промысловые данные по динамике дебита скважины и устьевому давлению (измеренного перед штуцером, установленным между устьем скважины и шлейфом).

Из **рисунка 3** видно, что, во-первых, дебит скважины неустойчив и, во-вторых, условия эксплуатации

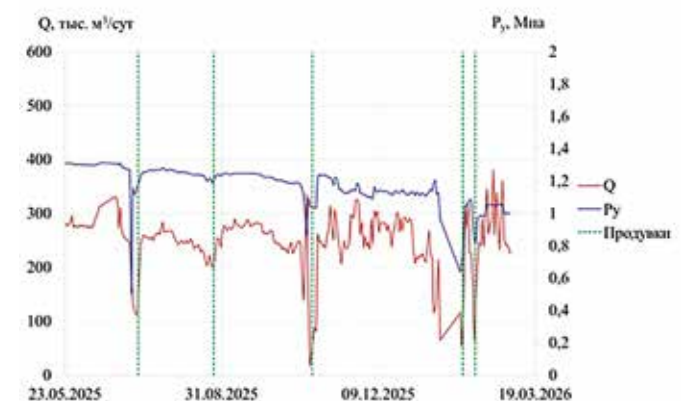


Рисунок 3 – Динамика дебита скважины и устьевое давление с отметкой моментов продувок

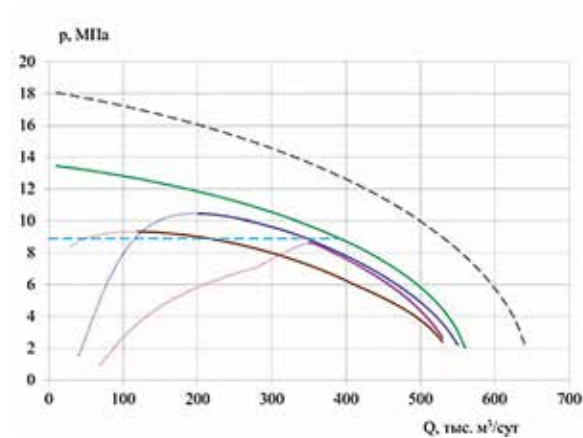


Рисунок 4 – Сравнение результатов расчетов по разным моделям

требуют проведения периодических продувок (которые проводились в моменты, отмеченные вертикальными зелеными пунктирными линиями), после которых наблюдается краткосрочное восстановление дебита.

Гидродинамические характеристики скважины, рассчитанные по разным методикам, представлены на **рисунке 4**.

На рисунке 4, помимо кривой притока $p_z = p_z(Q)$, изображены устьевые характеристики скважины, рассчитанные: по модели для однофазного газа ОГ, по модели Мукерджи и Брилла (М&В) [3], по модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для наклонных газожидкостных потоков (Н ГЖП, вариант 1), по модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для вертикальных газожидкостных потоков с учетом косинуса угла наклона трубы (В ГЖП, вариант 2). Как известно, минимальный дебит скважины, продуцирующей газожидкостной смесью, определяется экстремумом ее гидродинамической характеристики, который математически выражается условием

$$\frac{\partial p_y}{\partial Q} = 0.$$

Сравнение графиков с промысловыми данными (линия $p_y = 8,9$ МПа) показывает, что в соответствии с моделью Мукерджи – Брилла скважина должна стабильно работать с дебитом 215 тыс. м³/сут (при минимальном дебите 120 тыс. м³/сут); с описанной

Таблица 1 – Рабочие и предельные параметры режимов работы скважины по разным расчетным моделям

Модель	Q _{раб} , тыс. м³/сут	Q _{мин} , тыс. м³/сут	P _{у макс} , МПа
ОГ	390	–	–
Н ГЖП	–	350	8,657
В ГЖП	348	200	10,459
М&В	215	120	9,333

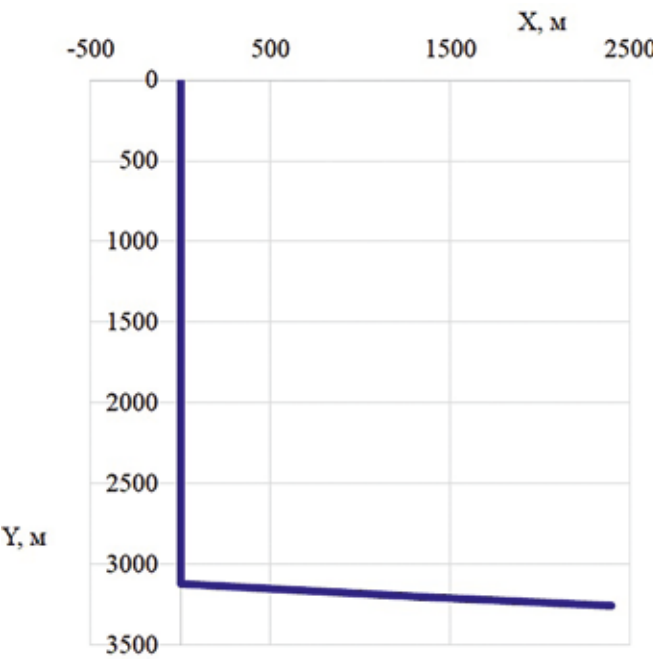


Рисунок 5 – Профиль 2 скважины

выше моделью наклонного потока (вариант 1) должна задавливаться; с моделью вертикального потока с учетом косинуса угла наклона (вариант 2) должна стабильно работать с дебитом 348 тыс. м³/сут (при минимальном дебите 200 тыс. м³/сут); с моделью для однофазного потока должна работать с дебитом 390 тыс. м³/сут.

Расчетные параметры работы скважины в соответствии с рассматриваемыми моделями представлены в **таблице 1**.

Таким образом, анализ рисунков 3 и 4 показывает, что из представленных моделей наиболее адекватные результаты дает модель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» наклонных ГЖП (вариант 1).

Анализ влияния профиля скважины на ее продуктивные характеристики

Теперь проанализируем влияние профиля ствола скважины на ее гидродинамическую характеристику. Для этого рассмотрим вариант работы этой же скважины с гипотетической конфигурацией ствола, представленной на **рисунке 5**, при тех же параметрах, включая величины смещения и глубины башмака НКТ.

Очевидно, длина ствола в этом варианте должна быть больше, чем в варианте 1, она составит величину $L_2 = 5518$ м.

На **рисунке 6** (см. с. 89) представлены гидродинамические характеристики скважины для случая двух разных профилей ствола (профиль 1 и профиль 2).

Рабочие и предельные параметры этих двух случаев представлены в **таблице 2** (см. с. 89).

Анализ представленных данных позволяет сделать вывод, что конфигурация ствола в варианте 2 более выгодна с точки зрения гидродинамических характеристик скважины, поскольку минимальный дебит при этом существенно меньше, а максимальное устьевое

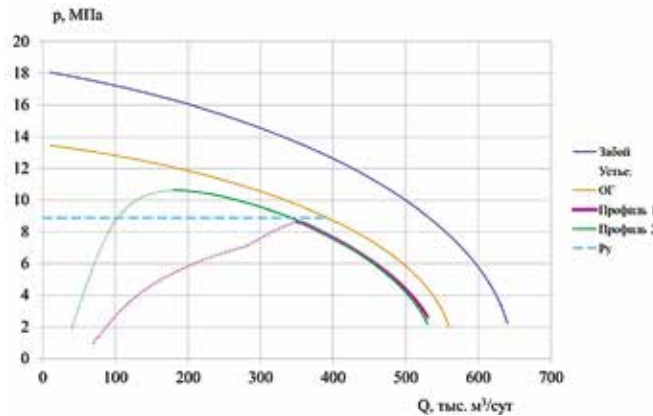


Рисунок 6 – Сравнение гидродинамических характеристик скважин с профилями 1 и 2

давление существенно выше по сравнению с вариантом 1. В частности, при втором варианте конфигурации ствола скважина будет устойчиво работать с дебитом 340 тыс. м³/сут, а не задавливаться, как это реализуется в варианте 1. Причина этого рассмотрена в работе [7] и состоит в том, что потери давления в потоках с зенитными углами наклона в диапазоне 30÷60° существенно возрастают вследствие особенностей режимов ГЖП, и это возрастание не может быть скомпенсировано даже путем уменьшения общей длины трубы.

Заключение

Таким образом, обнаруженные в процессе экспериментальных исследований закономерности гидродинамики ГЖП позволили разработать новую модель наклонных потоков, которая в настоящее время является наиболее точным инструментом для прогнозиро-

Таблица 2 – Рабочие и предельные параметры режимов работы скважины с двумя вариантами конфигурации ствола

Вариант профиля ствола	Q _{раб} , тыс. м³/сут	Q _{мин} , тыс. м³/сут	P _{у макс} , МПа
1	–	350	8,657
2	340	180	10,612

вания режимов эксплуатации наклонно-направленных газовых скважин, в продукции которых содержится жидкая фаза.

Из проведенного на основе новой модели анализа следует, что некоторые положения существующей методологии составления проектов разработки, касающиеся выбора конструкции и назначения технологических режимов скважин, нуждаются в уточнении, поскольку в них не учтены существенные особенности наклонных ГЖП, неизвестные ранее. В частности, при проектировании промысловых систем следует избегать рекомендаций строительства эксплуатационных скважин с зенитными углами наклона стволов в диапазоне 30÷60°, поскольку потери давления в таких трубах столь велики, что не могут быть скомпенсированы уменьшением общей длины ствола.

Очевидно, однако, что выбор конфигурации ствола скважины необходимо осуществлять на основе комплексного подхода, включающего анализ экономических показателей, учитывающих капитальные вложения и эксплуатационные расходы, а также запланированные объемы добычи и текущие и перспективные цены на газ.

Список источников

1. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

2. Beggs H. D., Brill J. P. A study of two-phase flow in inclined pipes // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 255. P. 607–617.

3. Mukherjee Y., Brill J. P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow // Journal of Energy Resources Technology. 1985. Vol. 107. P. 549–554.

4. Brill J. P., Beggs H. D. Two-phase flow in pipes. Tulsa University, 1991. 640 p.

5. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Васильев В. Г., Соломахин А. В. Анализ современной методологии гидродинамического моделирования систем добычи газа на поздней стадии разработки месторождений // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 1(37). С. 74–81.

6. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Шулепин С. А., Пищухин В. М., Соломахин А. В., Васильев В. Г., Гужов К. Н., Хохлов С. А. Передовые прикладные научные исследования ВНИИГАЗа в создании методологии гидродинамики промысловых систем добычи и сбора газа // Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 2(44). С. 26–37.

7. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Васильев В. Г., Соломахин А. В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 42–47.

8. Гужов К. Н., Николаев О. В., Бузинова О. В., Стоноженко И. В., Хохлов С. А. Влияние жидкости в продукции на технологические параметры эксплуатации горизонтальных скважин // НТС «Вести газовой науки». 2018. № 1(33). С. 87–94.

9. Николаев О. В., Васильев В. Г., Стоноженко И. В., Плосков А. А., Гужов К. Н. Методика расчета технологического режима наклонно-направленных газовых скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 3(45). С. 84–91.

10. Николаев О. В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дисс. ... д-ра техн. наук: 25.00.17. Москва, 2022. 328 с.

References

1. Brill J. P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2006. 384 p. (In Russ).

2. Beggs H. D., Brill J. P. A study of two-phase flow in inclined pipes // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 255. P. 607–617.

3. Mukherjee Y., Brill J. P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow // Journal of Energy Resources Technology. 1985. Vol. 107. P. 549–554.

4. Brill J. P., Beggs H. D. Two-phase flow in pipes. Tulsa University, 1991. 640 p.

5. Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Vasiliev V. G., Solomakhin A. V. Analysis of modern methodology of hydrodynamic modeling of gas production systems at the late stage of field development // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2023. No. 1(37). P. 74–81. (In Russ.).

6. Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Shulepin S. A., Pishchukhin V. M., Solomakhin A. V., Vasiliev V. G., Guzhov K. N., Khokhlov S. A. Advanced applied scientific research of VNIIGAZ in creating a methodology for the hydrodynamics of field gas production and collection systems // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2024. No. 2(44). P. 26–37. (In Russ.).

7. Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Vasiliev V. G., Solomakhin A. V. New methodology for hydrodynamic modeling of watered gas wells // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2023. No. 4(40). P. 42–47. (In Russ.).

8. Guzhov K. N., Nikolaev O. V., Buzinova O. V., Stonozhenko I. V., Khokhlov S. A. How liquid in a product of a horizontal gas well affects technological parameters of its operation // Vesti gazovoy nauki: collected scientific technical papers. 2018. No. 1(33). P. 87–94. (In Russ.).

9. Nikolaev O. V., Vasiliev V. G., Stonozhenko I. V., Ploskov A. A., Guzhov K. N. Methodology for calculating the technological mode of inclined gas wells // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2024. No. 3(45). P. 84–91. (In Russ.).

10. Nikolaev O. V. Improving the methods of hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows: diss. ... dr. tech. sciences: 25.00.17. Moscow, 2022. 328 p. (In Russ.).

.....

Информация об авторах

Вячеслав Георгиевич Васильев,
начальник отдела
Александр Александрович Плосков,
кандидат технических наук, начальник лаборатории
Иван Васильевич Стоноженко,
начальник лаборатории
Тимур Ильдарович Сулейманов,
главный специалист
Олег Валерьевич Николаев,
доктор технических наук, заместитель начальника
лаборатории

Information about the authors

Vyacheslav G. Vasiliev,
head of division
Alexander A. Ploskov,
candidate of technical sciences, head of laboratory
Ivan V. Stonozhenko,
head of laboratory
Timur I. Suleymanov,
main expert
Oleg V. Nikolaev,
doctor of technical sciences, deputy head of laboratory

Статья поступила в редакцию 19.03.2026; одобрена после рецензирования 16.04.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 19.03.2026; approved after reviewing 16.04.2026; accepted for publication 27.05.2026.

ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СЛАВНЕФТЬ-ЯНОС 2026

8-10 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская / Ярославль

- Торжественная сессия, посвященная вехам в истории ПАО «Славнефть-ЯНОС»: важнейшим проектам, научно-техническим достижениям, запланированным проектам, устойчивому развитию предприятия.
- Вызовы и задачи при реализации проектов в текущих условиях.
- Повышение операционной эффективности процессов.

- Технологии и решения: процессы, оборудование, логистика.
- Улучшение производительности активов.
- Подходы к реализации проектов и инновационному развитию.
- Цифровая трансформация и автоматизация.

ОРГАНИЗАТОР:
Энерджи Лидер

ПОДРОБНЕЕ
О МЕРОПРИЯТИИ



ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

РАЗНОТОННАЖНАЯ ХИМИЯ 2026

2-я конференция и выставка по мало- и среднетоннажным проектам
10 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская

- Агрохимия: пестициды, гербициды.
- Нефтехимия: ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, катализаторы для нефтехимии.
- Полимеры и смолы: эпоксидные и полиэфирные смолы, специальные пластики и каучуки (терефталевая кислота, волоконный полиэтилентерефталат, полифениленсульфид, полиарамиды).
- Реагенты и растворители: ПАВ, пропиленгликоль, этанол, метанол, ацетон.
- Водоподготовка и очистка: коагулянты, флокулянты.

- Текстильная химия: простые полиэфиры, пероксид водорода, гидроксид натрия.
- Косметические и дезинфицирующие компоненты: этаноламины, этиленамины, органические пероксиды, антисептики, стерилизаторы.
- Функциональные добавки (присадки для топлив и смазок; пищевые добавки).
- Клеи и герметики (промышленные, строительные), пигменты.

ПОДРОБНЕЕ
О МЕРОПРИЯТИИ



ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

ГАЗ И ХИМИЯ 2026

Конференция и выставка по технологиям и оборудованию
для газовой и химической промышленности

11 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская

- Глубокая переработка углеводородов: переход от экспорта сырья к выпуску полимеров и химпродуктов с высокой добавленной стоимостью.
- Локализация оборудования: создание отечественных производств компрессорного и теплообменного оборудования.
- Внедрение цифровых двойников и предиктивного обслуживания для снижения затрат.

- Утилизация попутного газа, снижение выбросов, энергоэффективные решения.
- Координация инфраструктурных проектов (трубопроводы, склады, транспортные коридоры) для работы производственных комплексов.

ПОДРОБНЕЕ
О МЕРОПРИЯТИИ



СЕМИНАР ОСТАНОВОЧНЫЙ РЕМОНТ
НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

8 сентября

Семинар даст глубокое понимание структуры подготовки, организации и проведения капитального ремонта нефтегазового предприятия. Каждая лекция сопровождается практическими примерами и рекомендациями.

ПОДРОБНЕЕ
О МЕРОПРИЯТИИ



Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 92–102

Научная статья
УДК 622.279.23:622.279.6
EDN JYHNTH

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ
ГАЗА ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ДАННЫМ
ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):92-102

Original article
UDC 622.279.23:622.279.6
EDN JYHNTH

IMPROVING THE METHODOLOGY
FOR DETERMINING DRAINABLE GAS
RESERVES BASED ON PRODUCTION
DATA FROM PRODUCING GAS WELLS

Д. А. Мараков¹, Л. В. Самуйлова², И. Д. Алексеенко³, А. В. Керюта⁴, Р. А. Скицану⁵
^{1, 2, 3, 4, 5}Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
¹marakov.d@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0867-0901>
²samuylova.l@gubkin.ru, <https://orcid.org/0009-0008-3427-1665>
³alekseenko.i@gubkin.ru, <https://orcid.org/0009-0009-1838-3808>
⁴andrey27keryta@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-7359-4665>
⁵unastx@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0003-9222-6778>

D. A. Marakov¹, L. V. Samuylova², I. D. Alekseenko³, A. V. Keryuta⁴, R. A. Skitsanu⁵
^{1, 2, 3, 4, 5}National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia
¹marakov.d@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0867-0901>
²samuylova.l@gubkin.ru, <https://orcid.org/0009-0008-3427-1665>
³alekseenko.i@gubkin.ru, <https://orcid.org/0009-0009-1838-3808>
⁴andrey27keryta@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-7359-4665>
⁵unastx@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0003-9222-6778>

Аннотация. При разработке газовых месторождений одной из ключевых задач является определение дренируемых запасов (зоны отбора) индивидуальной скважины или группы скважин (куста). Существующие аналитические методы, основанные на уравнении материального баланса, обладают ограничениями, связанными с неоднородностью пласта и влиянием соседних скважин. Методы гидродинамического моделирования требуют детальной геологической информации и значительных трудозатрат. Целью работы является совершенствование и верификация методики определения удельных дрениру-

емых запасов газа по данным газогидродинамических исследований или эксплуатации добывающих скважин, не требующей остановки соседних скважин и использования большого количества фильтрационно-емкостных свойств. Предложена формула для их расчета по замерам забойного давления и дебита скважины. Предлагаемая методика позволяет оперативно оценивать дренируемые запасы и фиксировать их перераспределение при изменении режимов работы скважин. Дальнейшие исследования направлены на учет неоднородности пласта и несовершенства скважин.

Ключевые слова: дренируемые запасы газа, моделирование газодинамических исследований, кривые стабилизации давления и дебита, нестационарный режим фильтрации газа

Для цитирования: Мараков Д. А., Самуйлова Л. В., Алексеенко И. Д., Керюта А. В., Скицану Р. А. Совершенствование методики определения дренируемых запасов газа по эксплуатационным данным добывающих газовых скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 92–102. EDN JYHNTH.

Abstract. When developing gas fields, one of the key tasks is to determine the drainable reserves (drainage zone) of an individual well or a group of wells (well cluster). Existing analytical methods, based on the material balance equation, have limitations associated with reservoir heterogeneity and the influence of neighbouring wells. Hydrodynamic modelling methods require detailed geological information and significant labour input. The aim of this work is to improve and verify a methodology for determining specific drainable gas reserves using data from gas dynamic studies or the operation of producing wells. The

proposed methodology does not require shutting down neighbouring wells or using a large number of reservoir porosity and permeability properties (reservoir rock properties). A formula is proposed for calculating these reserves based on measurements of bottom hole pressure and well flow rate (well production rate). The proposed methodology allows for the rapid assessment of drainable reserves and tracking their redistribution when well operating conditions change. Further research is focused on accounting for reservoir heterogeneity and well incompleteness (wellbore inefficiencies).

Keywords: drainable gas reserves, simulation of well testing, pressure and rate build-up curves, unsteady-state gas flow

For citation: Marakov D. A., Samuylova L. V., Alekseenko I. D., Keryuta A. V., Skitsanu R. A. Improving the methodology for determining drainable gas reserves based on production data from producing gas wells. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):92-102. (In Russ.). EDN JYHNTH.

Введение

Одной из ключевых задач при разработке газовых месторождений является оценка дренируемых запасов отдельных добывающих скважин или группы скважин при их кустовом размещении. Это необходимо для выбора расстановки эксплуатационных скважин (плотность сетки скважин) с целью исключения их

интерференции, появления участков залежи, не вовлеченных в разработку, а также выявления зон депрессионных воронок при прогнозировании технологических показателей разработки залежи.

В настоящее время все методы определения дренируемых запасов газа [1–11] для добывающих скважин можно условно разделить на две группы: гидродина-

мическое моделирование и аналитические методы интерпретации данных эксплуатации добывающих скважин.

Первая группа методов базируется на анализе прогнозных расчетов на трехмерных цифровых гидродинамических моделях (ГДМ). Построение регионов дренирования в ГДМ выполняется с использованием построения линий тока, что позволяет количественно оценить долю участия каждой скважины в отборе газа из различных зон пласта с учетом сложной геологии и взаимодействия соседних скважин. Достоинствами данного подхода являются наглядность, возможность исключения ряда ошибок, возникающих при использовании аналитических методов, а также учет нестационарной многокомпонентной фильтрации в неоднородной пористой среде. Основные недостатки – высокая трудоемкость построения модели и необходимость наличия детальной геологической информации. Альтернативой ГДМ являются упрощенные аналитические методы, такие как построение диаграмм (полигонов) Вороного, которые делят площадь месторождения пропорционально расстоянию между эксплуатационными скважинами. Преимущества этих полигонов – быстрота и простота реализации, однако они не учитывают геологическую неоднородность и фильтрационные свойства пласта, что часто приводит к некорректным результатам при оценке удельных запасов.

Вторая группа методов основана на анализе данных эксплуатации добывающих скважин. Классическим подходом при определении удельных запасов, дренируемых добывающей скважиной или группой скважин, является использование метода падения пластового давления, основанного на уравнении материального баланса. Данный метод применим как к отдельным скважинам при условии отсутствия влияния соседних скважин, так и к группам скважин, участкам залежи или месторождению в целом. Достоинства этого метода заключаются в простоте и минимальном объеме исходных данных. Однако на точность определения удельных дренируемых запасов по методу падения пластового давления существенно влияют неоднородность залежи по площади и толщине, а также вторжение пластовой воды в газонасыщенную часть пласта и перетоки газа между участками залежи [1]. Альтернатива методу материального баланса предполагает использование результатов газогидродинамических исследований скважин (ГГДИС). Анализ кривых восстановления давления (КВД) на режиме псевдоустановившегося течения позволяет оценить не только параметры призабойной зоны, но и объем дренируемой области [2]. В работе Г. А. Зотова и С. М. Тверковкина [3] также получена формула для определения дренируемых запасов газа при снятии кривых стабилизаций давлений и дебита (КСДиД). Преимуществом использования результатов ГГДИС является возможность получения оценки удельных запасов непосредственно для исследуемой скважины. Основные недостатки – необходимость длительных остановок при разработке низкопроницаемых пластов, изоляции исследуемой скважины от влияния соседних

добывающих скважин и определения исследуемых параметров при кустовом размещении скважин.

В настоящее время основная часть работ по определению удельных дренируемых запасов газа направлена на совершенствование методик, основанных на уравнении материального баланса (метод падения пластового давления), которые имеют ряд ограничений, описанных ранее. Развитие технологий забойных телеметрических систем позволяет регистрировать технологические показатели работы скважины с высокой точностью, что служит основой развития методик определения дренируемых запасов, предложенных Г. А. Зотовым в работе [3].

Учитывая, что вертикальные скважины преобладают в фонде большинства разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений, совершенствование методов оценки их дренируемых запасов является важной производственной задачей. Цель данной работы – совершенствование методики определения удельных запасов газа по эксплуатационным данным отдельных добывающих скважин или куста скважин. Предлагаемый подход основан на анализе данных, полученных при проведении ГГДИС на неустановившихся режимах фильтрации, и позволяет получить дренируемые запасы газа в зависимости от продолжительности работы скважины на режиме.

Предлагаемое совершенствование методики

Перед тем как перейти к описанию совершенствования методики [3], авторы предлагают ввести конкретизируемые определения:

- дренируемые запасы газа – часть геологических запасов залежи, которые охвачены процессом разработки;
- удельные запасы – часть дренируемых запасов, которые участвуют в стационарном притоке газа к добывающей скважине при текущих технологических режимах работы всех эксплуатационных скважин;
- текущие удельные дренируемые запасы – часть удельных запасов газа, которые охвачены процессом нестационарной фильтрации в текущий момент времени.

Здесь необходимо обратить внимание на тот факт, что текущие удельные дренируемые запасы существуют только в процессе нестационарной фильтрации и являются функцией времени работы скважины, в интервале времени работы скважины, определенном выражением:

t_0 < t_i < t(R_k), (1)

где t_i – текущее время работы скважины; t_0 – момент пуска скважины в работу; t(R_k) – момент времени достижения границы зоны дренирования волной возмущения пласта, вызванного пуском в работу исследуемой скважины.

При достижении границ зоны дренирования, то есть когда перестает выполняться условие (1), текущие

удельные дренируемые запасы становятся постоянной величиной, равной удельным запасам. При этом важно отметить, что изменение технологического режима работы одной из эксплуатационных скважин приводит к перераспределению удельных запасов газа каждой добывающей скважины.

Авторы предлагают формулу для определения текущих удельных дренируемых скважиной запасов газа по замерам дебита, давления на забое глубинными датчиками при эксплуатации скважин или в результате снятия КСДиД в процессе гидродинамического исследования по формуле:

Q_{уд.дренир.зан.}(t_i) = \frac{2,05\alpha P_{пл}^2(t_0)Q_{cp} \ln(\frac{t_i}{t_{i-1}})}{P_{заб}^2(t_{i-1}) - P_{заб}^2(t_i)} t_i \cdot \frac{1}{10^6} - Q_{доб}(t_i). (2)

где Q_{уд.дренир.зан.}(t_i) – текущие удельные дренируемые запасы газа, млрд м³; α – средняя газонасыщенность пласта, д. ед.; P_{пл}(t_0) – пластовое давление перед запуском скважины в работу, МПа; P_{заб} – забойное давление, МПа; t_i – время работы скважины после ее запуска, ч; Q_{доб}(t_i) – накопленная добыча газа за время работы скважины t_i, млрд м³; индексы «i» и «i-1» обозначают дискретные замеры давления и дебита; Q_{cp} – средний дебит между замерами, тыс. м³/сут, определяемый по формуле:

Q_{cp} = \frac{Q_i + Q_{i-1}}{2}. (3)

Необходимо отметить, что формула (2) получена авторами для условий, когда Q(t_i) незначительно отличается от Q(t_{i-1}), что соответствует малым интервалам времени между регистрацией давления и дебита.

Формула (2) позволяет определить удельные запасы, дренируемые скважиной, в которой производится замер. Если же имеет место совместная работа группы скважин (куста), то суммарные удельные запасы фрагмента можно определить по удельным запасам одной из скважин куста, используя следующую формулу:

Q_{зан.} = \frac{\sum_{j=1}^N Q_j}{Q_j} Q_{уд.зан.j}, (4)

где Q_j – дебит j-й скважины; \sum Q_i – суммарный дебит газа со всех работающих скважин; Q_{уд.зан.j} – удельные дренируемые запасы газа j-й скважины; Q_{зан.} – суммарные удельные запасы группы скважин (куста).

Необходимо отметить, что формула (4) применима для условий однородного пласта, так как в случае наличия зональной неоднородности на величину удельных дренируемых запасов газа оказывает влияние распределение ФЕС в объеме пласта (это влияние будет оценено в последующих работах). В общем виде удельные запасы группы скважин определяются формулой:

Q_{зан.} = \sum_{j=1}^N Q_{уд.зан.j}. (5)

Для верификации предложенной формулы (2) авторами был произведен ряд математических экспериментов в гидродинамическом симуляторе «Тнавигатор» компании «ИРМ» на гидродинамических прокси-моделях.

Настоящая работа является продолжением исследования [4], поэтому исходные данные при создании гидродинамических моделей приняты из вышеуказанной работы. Геолого-физическая характеристика пласта принята типовой для сеноманских газовых залежей: проницаемость – 100 мД, пористость – 0,2 д. ед., начальная газонасыщенность – 0,8 д. ед., газ характеризуется преимущественно метановым составом (более 99%); конструкция добывающих скважин типовая для данного коллектора, в модели для упрощения анализа расчетов отсутствует пластовая вода, поэтому скважины характеризуются совершенством по степени вскрытия.

В первую очередь была решена задача об определении текущих удельных дренируемых запасов при разработке однородного изотропного фрагмента газовой залежи одиночной добывающей скважиной. При решении данной задачи величина удельных запасов, определяемых по формуле (2), должна быть равна геологическим запасам фрагмента, принятым в гидродинамической модели.

Проведены расчеты на трех фрагментах залежи с различными геометрическими размерами (см. табл. 1), в которых добывающая скважина размещена в центре.

Во всех вариантах технологический режим работы скважины задан одинаковым (см. табл. 2, с. 96).

В работе [4] показано, что для моделирования нестационарности процессов фильтрации предпочтительно технологический режим работы скважины задавать при помощи «ограничения по депрессии».

После интерпретации результатов расчетов работы скважины на гидродинамической модели однород-

Таблица 1 – Геологические запасы газа фрагментов в различных вариантах

№ варианта	Геометрические размеры фрагмента, м	Геологические запасы газа, млрд м³
1.1	1050 x 1050	1,100
1.2	2050 x 2050	4,192
1.3	4150 x 4150	17,178

Таблица 2 – Базовая стратегия работы добывающей скважины

Технологический режим	$P_3 = 0,1013$ МПа
Ограничение на депрессию	$D = 0,1556$ МПа
Общее время расчета, сутки	365
Шаг по времени между записью результатов t_s	0–0,5 суток: $t_s = 5$ минут 0,5–19 суток: $t_s = 1$ час 19–365 суток: $t_s = 24$ часа

ного газового пласта была получена динамика изменения удельных дренируемых запасов (см. рис. 1–3, с. 96–97).

На всех зависимостях отмечается участок роста удельных запасов, соответствующий развитию депрессионной воронки и вовлечению запасов газа в процесс дренирования добывающей скважиной, и следующий за ним выход на постоянную величину удельных запасов, которая соответствует начальным геологическим запасам фрагмента. Отклонение рассчитанной величины удельных запасов от модельной составляет не более 2% (скачкообразное увеличение отклонения до 4% (см. рис. 1 и 2) связано с техническими параметрами модельного эксперимента, а именно увеличением шага по времени между записью результатов работы скважины).

Отличие расчетной величины удельных запасов от принятых в модели геологических запасов связано с особенностью расчета притока флюида к скважине, используемого в гидродинамическом симуляторе (расчет межблочных перетоков на основе уравнения Дарси). Учитывая, что отклонения при различных геометрических размерах вскрытого фрагмента не имеют значительных различий между собой и не превышают 4%, можно считать, что предложенная формула (2) позволяет определять величину удельных дренируемых запасов по отдельным скважинам с приемлемой точностью.

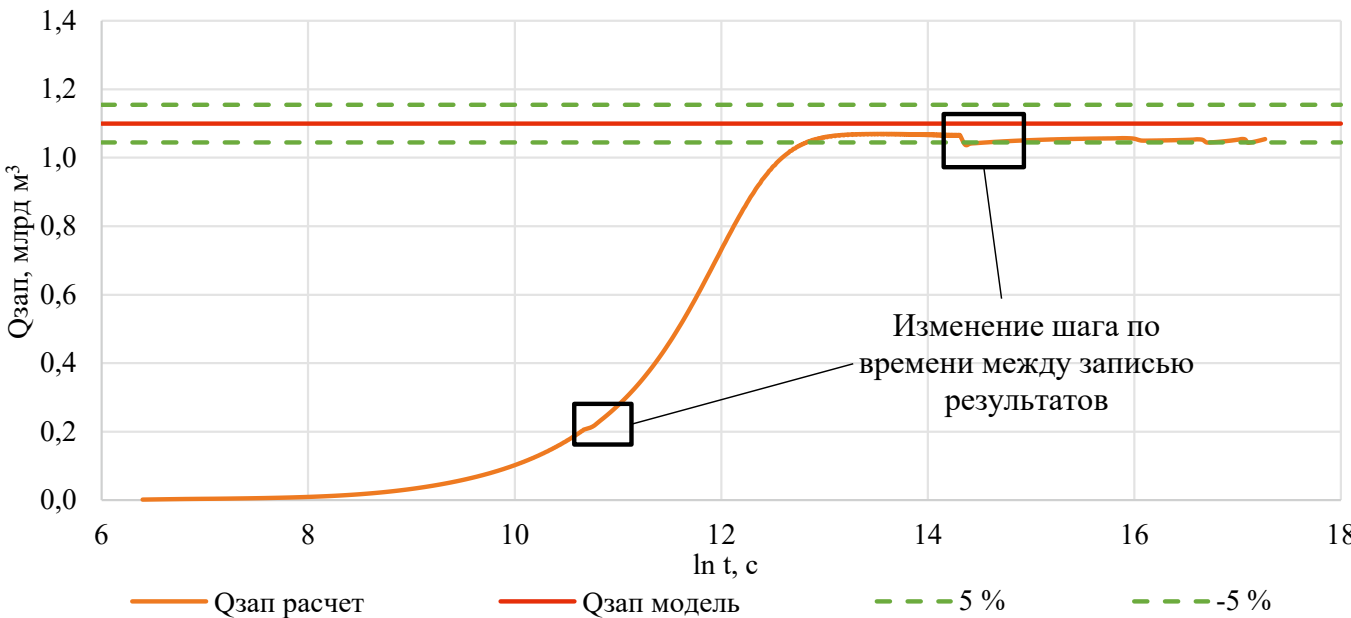


Рисунок 1 – Динамика изменения начальных удельных дренируемых запасов в процессе работы скважины, вскрывшей фрагмент 1050 x 1050 м

Далее в представленной работе была решена задача о совместной работе группы скважин (куста), то есть было оценено влияние количества скважин, их размещения, а также технологического режима, с которым работают скважины куста. На рисунке 4 (см. с. 98) приведены схемы расстановки скважин на фрагментах залежи.

В таблице 3 (см. с. 98) приведена матрица вариантов с результатами расчетов по определению удельных дренируемых запасов группы скважин.

Перед выполнением анализа результатов, приведенных в таблице 3, необходимо описать входящие в нее параметры:

- столбец «№ схемы» определяет выбранную для рассматриваемой серии расчетов схематизацию фрагмента залежи и расстановку добывающих скважин с их номерами в соответствии с рисунком 4;
- столбец « $Q_{\text{модель}}$ » – величина геологических запасов газа, принятых в гидродинамической модели, млрд м³;
- столбец «№ варианта» – порядковый номер вариантов расчета;
- в столбце «№ скв./дебит» приведены дебиты скважин куста в тыс. м³/сут по их порядковым номерам в соответствии с принятой схемой расстановки скважин;
- столбцы « $Q_{\text{уд.скв.1}}$ »÷« $Q_{\text{уд.скв.5}}$ » – удельные дренируемые запасы газа, полученные по формуле (2), млрд м³;
- столбец « $Q_{\text{расчет.фраг}}$ » – сумма удельных дренируемых запасов куста добывающих скважин, млрд м³;

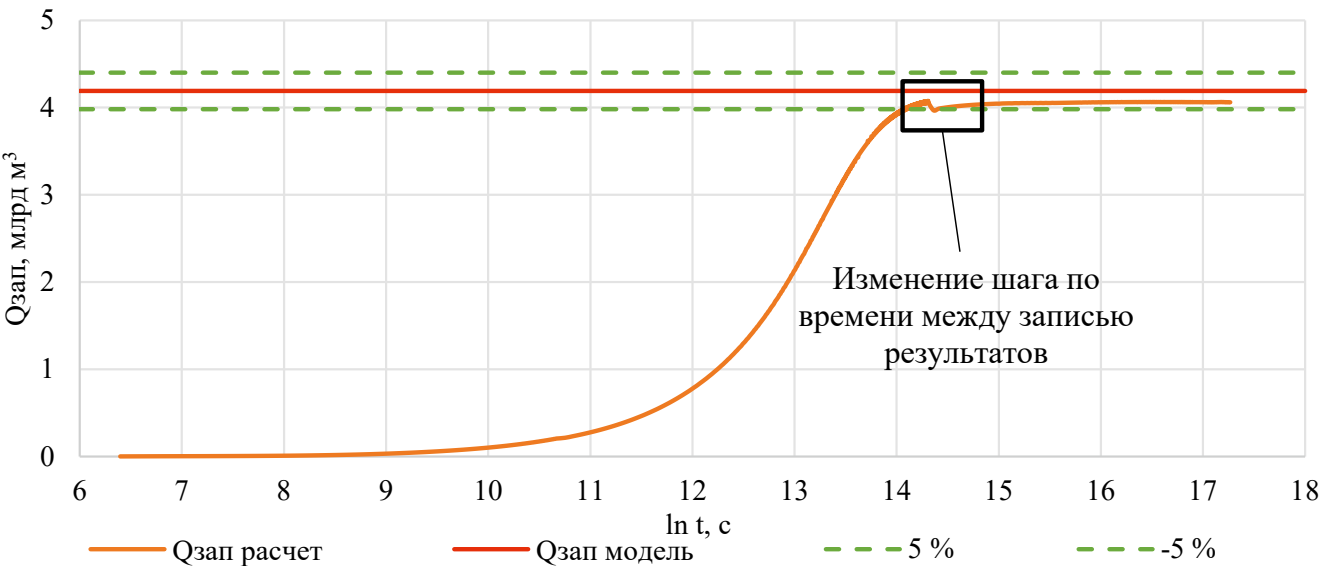


Рисунок 2 – Динамика изменения начальных удельных дренируемых запасов в процессе работы скважины, вскрывшей фрагмент 2050 x 2050 м

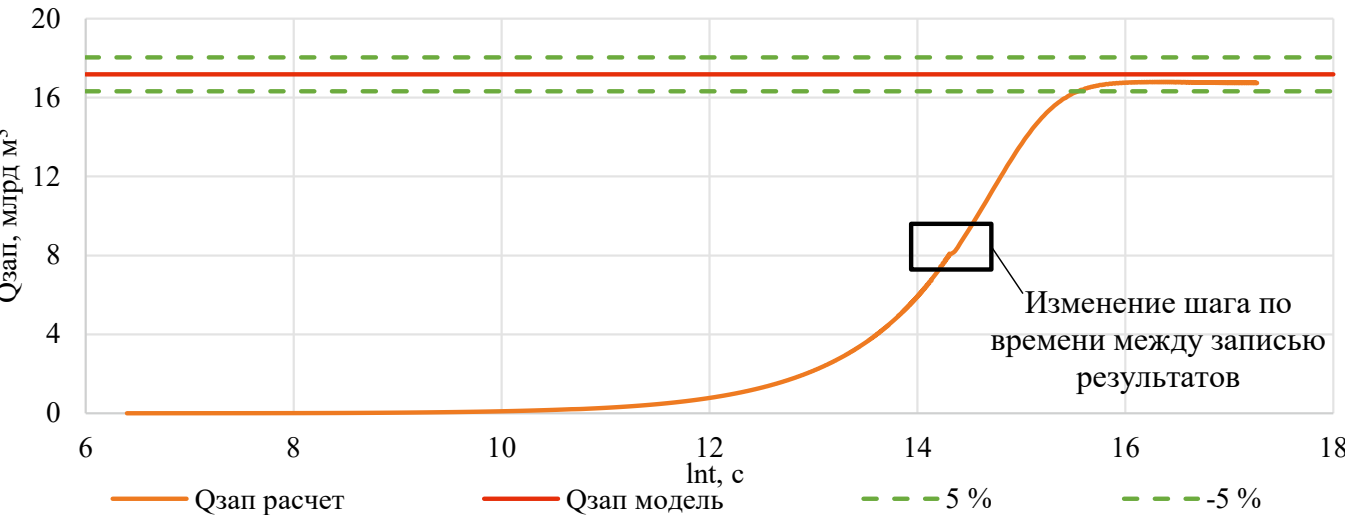


Рисунок 3 – Динамика изменения начальных удельных дренируемых запасов в процессе работы скважины, вскрывшей фрагмент 4150 x 4150 м

- столбец « Δ , %» – отклонение суммы удельных дренируемых запасов куста скважин от величины геологических запасов, принятых в гидродинамической модели, %.

По результатам анализа полученных при проведении экспериментов данных, приведенных в таблице 3, можно отметить, что аналогично задаче при определении удельных запасов, приходящихся на одиночную добывающую скважину, при определении удельных запасов куста среднее отклонение от геологических запасов, принятых в модели, составляет не более 3,5%. Такое отклонение связано с особенностями расчета притока газа к скважинам в гидродинамическом симуляторе. Рассматривая распределение удельных дренируемых запасов по каждой скважине куста, следует подчеркнуть, что после стабилизации притока газа к кусту скважин удельные запасы можно определять по формуле (4) с учетом доли дебита одной скважины в общей добыче

куста скважин из фрагмента. При этом расположение скважин относительно друг друга не оказывает влияния на распределение удельных запасов газа куста.

Для подтверждения этого были приведены результаты перераспределения удельных дренируемых запасов по варианту 2.3 (см. табл. 3), в котором двумя добывающими скважинами вскрывается фрагмент с геометрическими размерами 4150 x 2050 м. При этом дебит скважины № 1 в два раза превышает дебит скважины № 2. На рисунках 5–9 (см. с. 99–100) представлены изменения зон дренирования каждой скважины в процессе их работы на нестационарном режиме притока газа.

Области, закрашенные линиями, радиально расходящимися от скважин (линиями тока), соответствуют зонам дренирования скважин, плотность линий тока (количество линий, приходящихся на скважину) пропорциональна дебитам скважин.

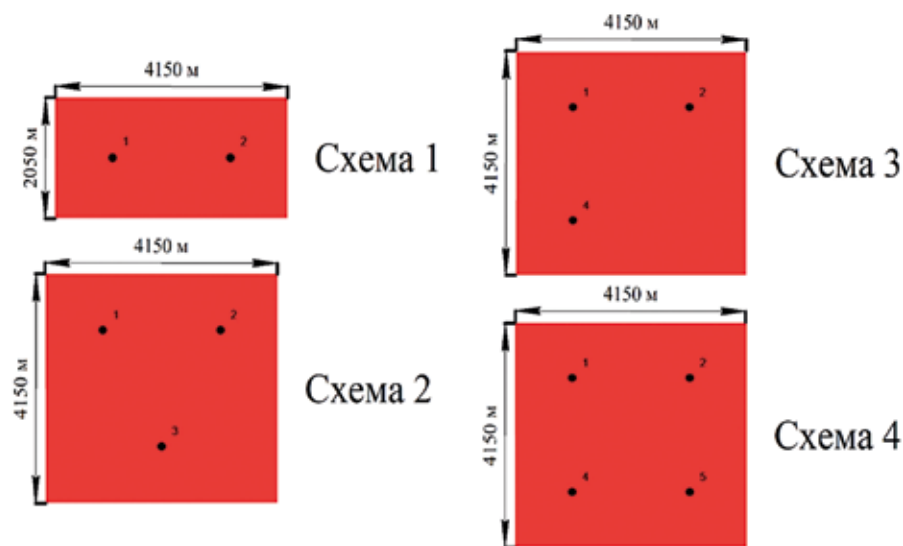


Рисунок 4 – Схематизация расстановки скважин на фрагментах залежи

Можно отметить, что до момента соприкосновения границ зон дренирования (см. рис. 8) наблюдается монотонный рост площади зон дренирования скважин и, соответственно, текущих удельных дренируемых запасов, при этом на ранних интервалах времени (до $\ln(t) = 12$, что равно 45,2 часа) (см. рис. 7) темп дренирования фрагмента скважинами достаточно близок (см. рис. 10, с. 101).

Скважина № 1, работающая с большим дебитом, вовлекает часть запасов, которые изначально дренировались скважиной № 2, при этом необходимо отметить, что данный процесс имеет значительную продолжительность и занимает порядка трех месяцев. Стабилизация удельных дренируемых запасов наступает, когда они распределяются пропорционально долям дебита скважин в общем отборе газа из фрагмента.

Таблица 3 – Результаты интерпретации величины удельных дренируемых запасов при совместной работе группы скважин

№ схемы	$Q_{\text{модель}}$	№ варианта	№ скв./дебит	$Q_{\text{уд.скв.1}}$	$Q_{\text{уд.скв.2}}$	$Q_{\text{уд.скв.3}}$	$Q_{\text{уд.скв.4}}$	$Q_{\text{уд.скв.5}}$	$Q_{\text{расчет.фраг.}}$	$\Delta, \%$
1	8,485	2.1	1/760 2/760	4,102	4,102	–	–	–	8,204	–3,31
		2.2	1/760 2/506	4,904	3,265	–	–	–	8,169	–3,72
		2.3	1/760 2/380	5,448	2,724	–	–	–	8,171	–3,70
2	17,178	2.4	1/760 2/760 3/760	5,526	5,526	5,526	–	–	16,579	–3,48
		2.5	1/760 2/380 3/760	6,630	3,315	6,630	–	–	16,574	–3,51
		2.6	1/760 2/760 3/380	6,635	6,635	3,317	–	–	16,587	–3,44
3	17,178	2.7	1/760 2/380 3/380	8,282	4,141	4,141	–	–	16,563	–3,58
		2.8	1/760 2/760 4/760	5,534	5,534	–	5,534	–	16,602	–3,35
		2.9	1/760 2/380 4/760	6,635	3,318	–	6,635	–	16,589	–3,43
4	17,178	2.10	1/760 2/760 4/380	6,636	6,636	–	3,318	–	16,590	–3,42
		2.11	1/760 2/380 4/380	8,295	4,147	–	4,147	–	16,590	–3,42
		2.12	1/760 2/760 4/760 5/760	4,149	4,149	–	4,149	4,149	16,594	–3,40
		2.13	1/760 2/380 4/760 5/760	4,731	2,366	–	4,731	4,731	16,560	–3,59
		2.14	1/760 2/380 4/380 5/760	5,518	2,759	–	2,759	5,518	16,553	–3,64
4	17,178	2.15	1/760 2/380 4/760 5/380	5,514	2,757	–	5,514	2,757	16,543	–3,69

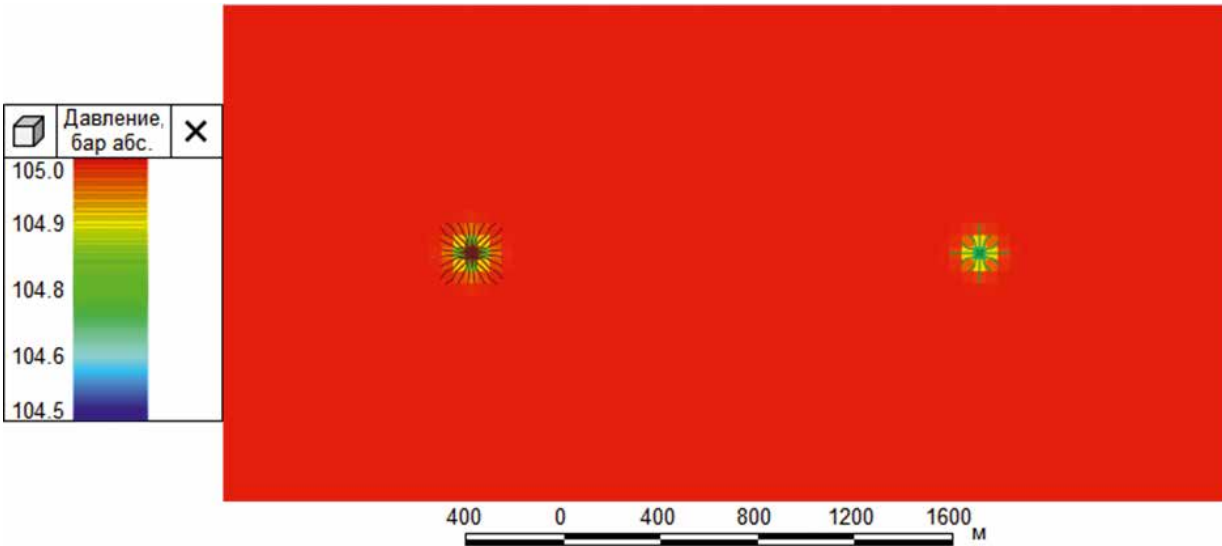


Рисунок 5 – Распределение зон дренирования спустя 2,3 часа после запуска скважин ($\ln(t) = 9$)

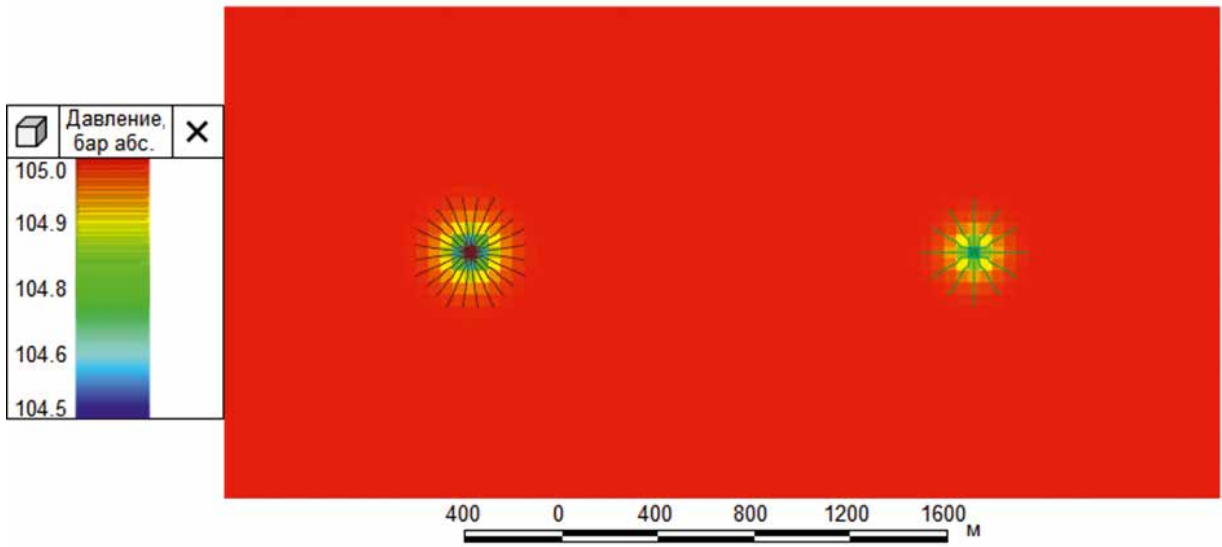


Рисунок 6 – Распределение зон дренирования спустя 6,1 часа после запуска скважин ($\ln(t) = 10$)

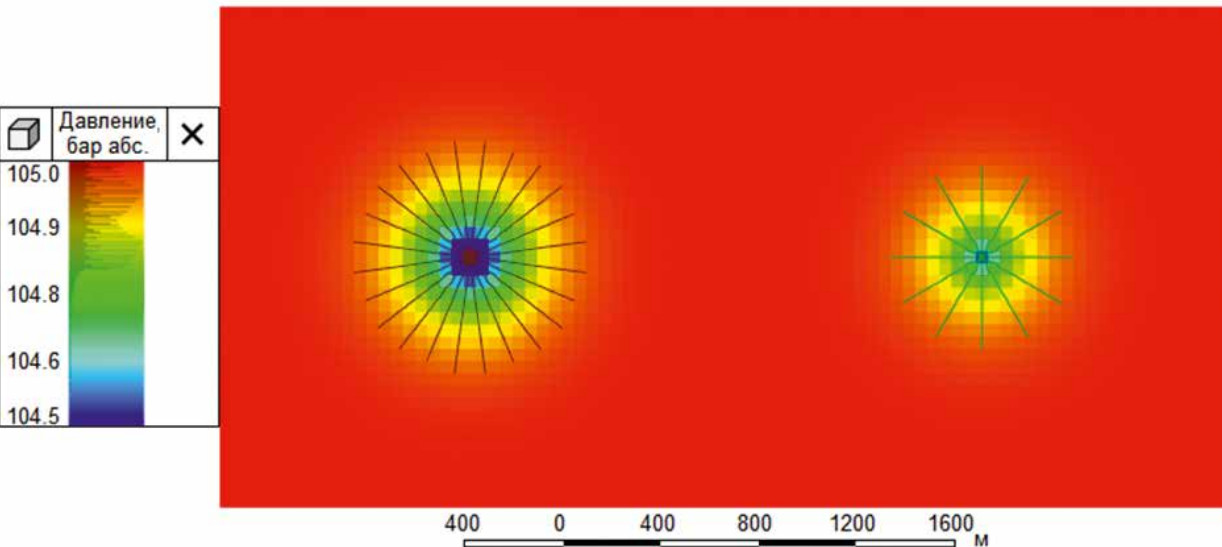


Рисунок 7 – Распределение зон дренирования спустя 45,2 часа после запуска скважин ($\ln(t) = 12$)

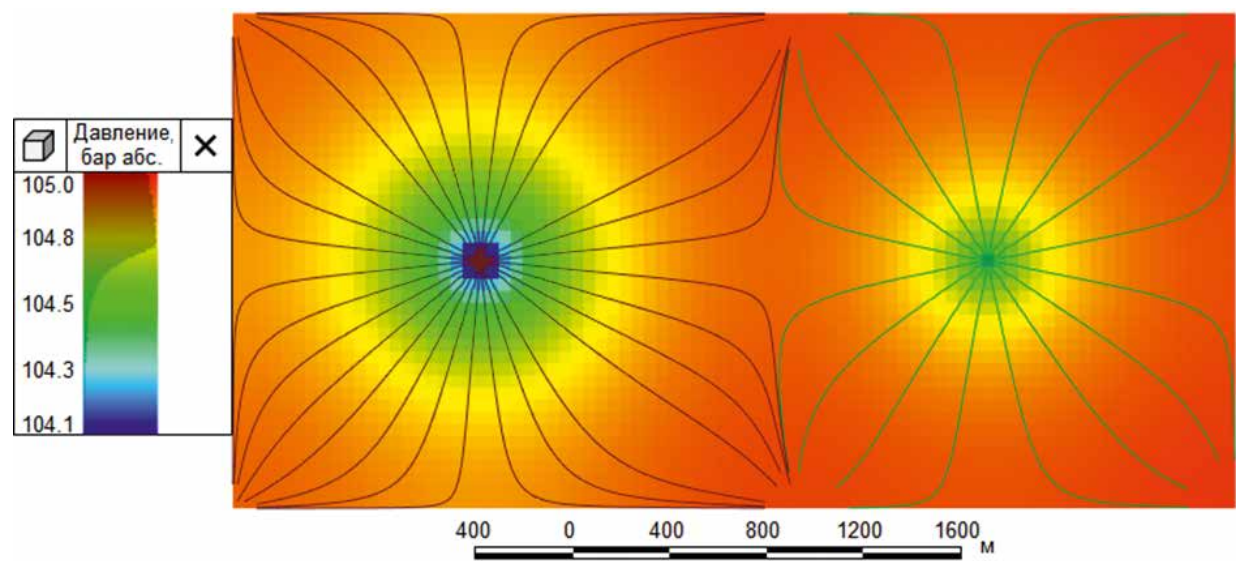


Рисунок 8 – Распределение зон дренирования спустя 334,1 часа после запуска скважин (ln(t) = 14)

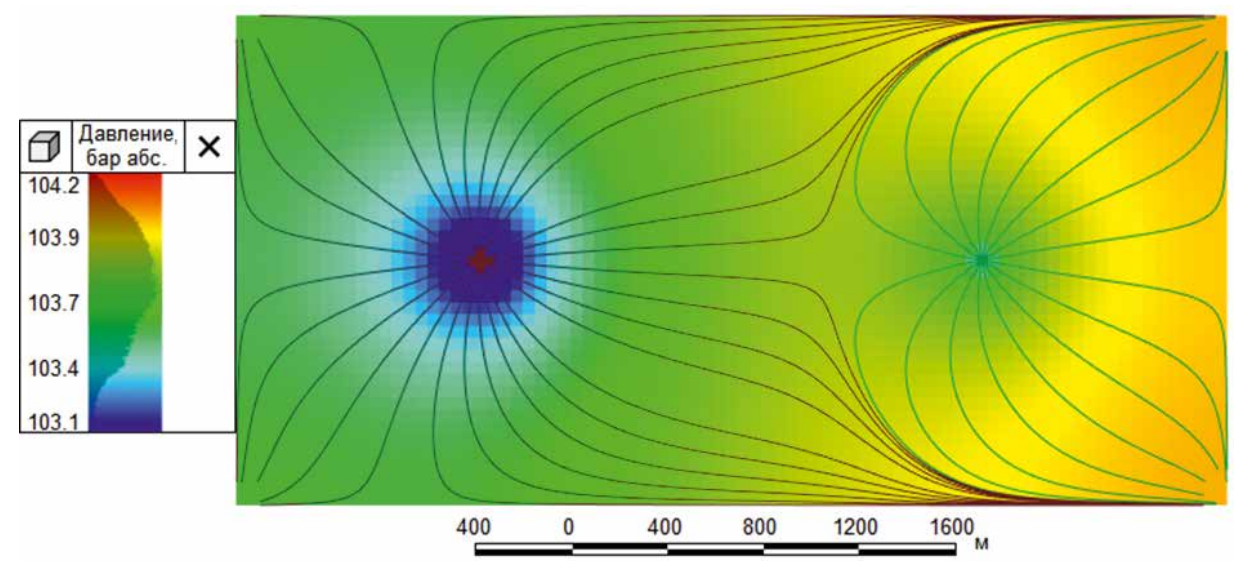


Рисунок 9 – Распределение зон дренирования спустя 2468,4 часа после запуска скважин (ln(t) = 16)

В условиях пластов с зональной неоднородностью данное условие не выполняется, так как на процесс перераспределения удельных запасов также оказывает влияние неоднородность распределения ФЕС в объеме пласта, что будет рассмотрено в дальнейших исследованиях.

Закключение

В настоящей работе предложена формула для определения величины удельных запасов газа, основанная на использовании данных эксплуатации как отдельных, так и группы (куста) добывающих газовых скважин, которая позволяет оперативно определять удельные дренируемые запасы газа без использования в расчетах большого количества фильтрационно-емкостных свойств пласта, имею-

щих значительную степень неопределенности в зоне дренирования как отдельных скважин, так и участков залежи, дренируемых кустами скважин. Еще одной отличительной особенностью предлагаемой авторами усовершенствованной методики является возможность определять дренируемые запасы каждой скважины эксплуатационного фонда без необходимости остановки соседних скважин, а также фиксировать перераспределение удельных запасов газа, вызванное изменением режимов работы добывающих скважин.

Предлагаемая в данной работе формула для определения величины удельных дренируемых запасов газа была верифицирована при интерпретации результатов математических экспериментов, проведенных на гидродинамических прокси-моделях как отдельных

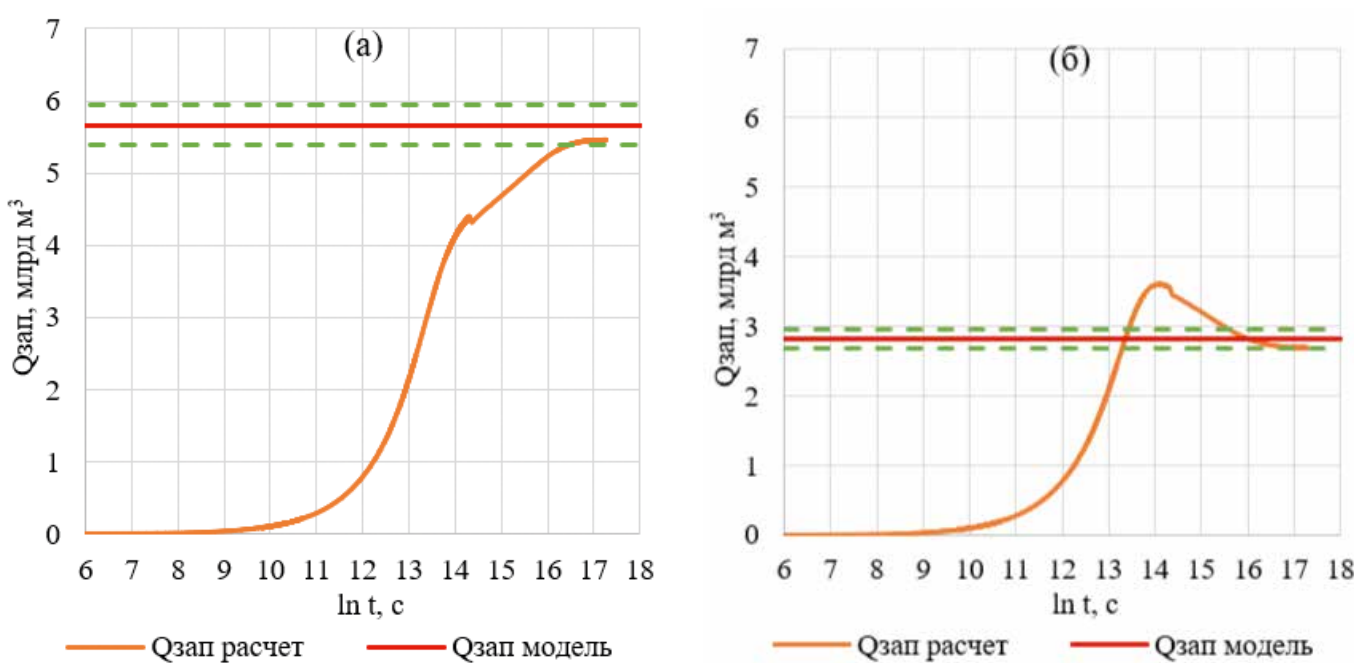


Рисунок 10 – Интерпретация удельных дренируемых запасов газа: (а) скважина № 1; (б) скважина № 2

скважин, так и группы (куста) скважин. Определяемая по предложенной формуле величина удельных запасов имеет отклонение, не превышающее 4% от величины геологических запасов, принятых в модели. Наличие отклонения обусловлено особенностями расчета притока газа к скважине в гидродинамическом симуляторе.

В дальнейших работах для адаптации методики к условиям разработки реальных газовых месторождений будет произведен учет влияния неоднородности пласта по толщине и площади залежи, несовершенства добывающих скважин как по степени, так и по характеру вскрытия, а также влияния изменения газонасыщенного порового объема залежи.

Список источников

1. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. Москва: Недра, 2003. 879 с.
2. Ермилов О. М., Ремизов В. В., Чугунов Л. С., Ширковский А. И. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. Москва: Наука, 1996. 541 с.
3. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. Москва: Недра, 1970. 191 с.
4. Мараков Д. А., Самуйлова Л. В., Алексеенко И. Д., Керюта А. В. Ограничения современных гидродинамических моделей для газогидродинамических исследований на нестационарных режимах // Наука и техника в газовой промышленности. 2026. № 1(105). С. 38–51.
5. Гильмуллин А. И. Определение дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления с учетом неравномерного размещения скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2016. № 1. С. 115–118.
6. Хисамов Р. С., Юсупходжаев М. А., Хакимзянов И. Н., Бакиров И. М., Львова И. В. Экспертная оценка вовлеченных и дренируемых запасов газоконденсатного месторождения Южная Тандырча Республики Узбекистан // Территория Нефтегаз. 2019. № 12. С. 18–22.
7. Шиян С. И., Нассер Х. Н., Суховерова П. А., Шаблий И. И. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Ярояхинского лицензионного участка // Нефтепромысловое дело. 2021. № 9(633). С. 5–17.
8. Гаврилов А. В., Тогаев Ш. Э., Абидов Х. А., Турсунова А. А., Исмагилов Р. Ф. Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 2(41). С. 124–140.
9. Сляднева Д. А., Рамаданов А. В., Улидеров Р. А. Применение метода экспресс-оценки начальных геологических запасов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. 2018. Выпуск LXXXVI. С. 26–35.

10. Алиев З. С., Котлярова Е. М. Влияние толщины пласта на размеры удельного фрагмента залежи и на конструкцию горизонтального ствола // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2018. № 4(293). С. 53–64.

References

1. Mirzadzhanzade A. Kh., Kuznetsov O. L., Basniev K. S., Aliev Z. S. Fundamentals of Gas Production Technology. Moscow: Nedra, 2003. 879 p. (In Russ).
2. Ermilov O. M., Remizov V. V., Chugunov L. S., Shirkovsky A. I. Reservoir Physics, Gas Production and Underground Storage. Moscow: Nauka, 1996. 541 p. (In Russ).
3. Zotov G. A., Tverkovkin S. M. Gas-Hydrodynamic Methods for Gas Well Testing. Moscow: Nedra, 1970. 191 p. (In Russ).
4. Marakov D. A., Samuylova L. V., Alekseenko I. D., Keryuta A. V. Limitations of Modern Hydrodynamic Models for Gas-Dynamic Studies in Unsteady Regimes // Science and Technology in the Gas Industry. 2026. No. 1(105). P. 38–51. (In Russ).
5. Gilmudinov A. I. Determination of Drainable Gas Reserves of a Gas Deposit by the Reservoir Pressure Decline Method Considering Uneven Well Placement // Problems of Development of Hydrocarbon and Ore Mineral Deposits. 2016. No. 1. P. 115–118. (In Russ).
6. Khisamov R. S., Yusupkhodjaev M. A., Khakimzyanov I. N., Bakirov I. M., Lvova I. V. Expert Assessment of Involved and Drained Reserves of the South Tandyrycha Gas Condensate Field of the Republic of Uzbekistan // Territory Neftegaz. 2019. No. 12. P. 18–22. (In Russ).
7. Shiyan S. I., Nasser Kh. N., Sukhoverova P. A., Shably I. I. Analysis of Gas and Condensate Reserves Depletion of the West Yaroyakhinsky License Area // Oilfield Engineering. 2021. No. 9(633). P. 5–17. (In Russ).
8. Gavrilov A. V., Togaev Sh. E., Abidov Kh. A., Tursunova A. A., Ismagilov R. F. Experience of Pulse Dynamic Testing in a Fractured Gas Reservoir // Current Problems of Oil and Gas. 2023. No. 2(41). P. 124–140. (In Russ).
9. Slyadnaya D. A., Ramadanov A. V., Ulidov R. A., Application of the Express Method for Estimating Initial Geological Reserves // Collection of Scientific Papers of TatNIPIneft. 2018. Issue LXXXVI. P. 26–35. (In Russ).
10. Aliev Z. S., Kotlyarova E. M. Influence of Reservoir Thickness on the Dimensions of a Specific Deposit Fragment and on Horizontal Wellbore Design // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2018. No. 4(293). P. 53–64. (In Russ).

Информация об авторах

Денис Александрович Мараков,
кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры
разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных
месторождений
Лариса Викторовна Самуйлова,
кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры
разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных
месторождений
Илья Дмитриевич Алексеенко,
ассистент кафедры разработки и эксплуатации газовых
и газоконденсатных месторождений
Андрей Витальевич Керюта,
магистрант кафедры (базовая) моделирования физико-
технологических процессов разработки месторождений
Роман Анатольевич Скицану,
магистр кафедры разработки и эксплуатации газовых
и газоконденсатных месторождений

Information about the authors

Denis A. Marakov,
candidate of technical sciences, associate professor, associate
professor of the gas production department
Larisa V. Samuylova,
candidate of technical sciences, associate professor, associate
professor of the gas production department
Ilya D. Alekseenko,
assistant of the gas production department
Andrey V. Keryuta,
master's degree student in the (basic) department of reservoir
development process modelling (physical and technological
aspects)
Roman A. Skitsanu,
master at the department of development and operation of gas
and gas condensate fields

Статья поступила в редакцию 05.05.2026; одобрена после рецензирования 27.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 05.05.2026; approved after reviewing 27.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Календарь ключевых отраслевых мероприятий



КВАДРАТ
РЕСУРС

17 СЕНТЯБРЯ
2026

УПРАВЛЕНИЕ
ТОПЛИВНЫМИ
РЕСУРСАМИ

nefebazaforum.ru

30-31 ИЮЛЯ
2026

30-Й
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

sakhalinoilgas.ru

25 НОЯБРЯ
2026



ТЕРМИНАЛЫ
И НЕФТЕБАЗЫ

nefebazaforum.ru

НОЯБРЬ
2026



БЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЪЕКТОВ ТЭК

beztek.ru

26 НОЯБРЯ
2026

ЛОГИСТИКА
ТЭК

logistictek.ru

ВЕСНА
2027



Заправка 4.0
ВСЕРОССИЙСКИЙ
АЗС ФОРУМ

azsforum.ru

Запланируйте участие заранее

✉ info@kvadratresurs.ru ☎ +7 (495) 492-77-92



Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 104–112

Научная статья
УДК 542.973
EDN KGWUFD

СИНТЕЗ КИСЛОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ФУНКЦИОНАЛЬНЫМИ ГРУППАМИ ИЗ СМЕСИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА

Алина Леонидовна Титова¹, Оксана Сергеевна Дементьева²

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

²Институт нефтехимического синтеза имени А. В. Топчиева Российской академии наук, Москва, Россия

¹tialle21@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0002-2622-3993>

²dementyeva@ips.ac.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6801-0158>

Аннотация. В современном мире остро стоят проблемы климатических изменений и поиска альтернативных источников углеводородного топлива и сырья для нефтехимического синтеза. В настоящей статье предложен способ химической переработки диоксида углерода в ценные кислородсодержащие соединения посредством его одностадийной конверсии в избытке водорода. В процессе одностадийной конверсии применены и исследованы биметаллические

железно-кобальтовые каталитические системы, нанесенные на карбонизат целлюлозы. Носитель для катализатора представляет собой инертный материал, предотвращающий сильное взаимодействие металл – носитель. Формируемый на его основе катализатор позволил обеспечить эффективное превращение смеси CO₂ и H₂ через стадию протекания обратной реакции водяного газа в углеводороды и кислородсодержащие соединения.

Ключевые слова: синтетические оксигенаты, одностадийная конверсия диоксида углерода, гетерогенные катализаторы

Финансирование: работа выполнена при финансовой поддержке в рамках госзадания ИНХС РАН.

Для цитирования: Титова А. Л., Дементьева О. С. Синтез кислородсодержащих соединений с различными функциональными группами из смеси диоксида углерода и водорода // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 104–112. EDN KGWUFD.

© Титова А. Л., Дементьева О. С., 2026

© Titova A. L., Dementeva O. S., 2026

Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):104-112

Original article
UDC 542.973
EDN KGWUFD

SYNTHESIS OF OXYGEN-CONTAINING COMPOUNDS WITH VARIOUS FUNCTIONAL GROUPS FROM A MIXTURE OF CARBON DIOXIDE AND HYDROGEN

Alina L. Titova¹, Oksana S. Dementeva²

¹National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

²A. V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis RAS, Moscow, Russia

¹tialle21@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0002-2622-3993>

²dementyeva@ips.ac.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6801-0158>

Annotation. In this paper, bimetallic iron–cobalt catalytic systems supported on cellulose carbonizate were studied. The catalyst support is an inert material that prevents strong metal–support interaction, and the catalyst formed on its basis enabled the efficient conversion of a CO₂ and H₂ mixture into hydrocarbons and oxygen-containing

compounds via the reverse water-gas shift reaction step. The system based on cellulose carbonizate prepared under a new temperature regime showed high yields of liquid hydrocarbons (39.3 g/m³) and oxygenates (12.6 g/m³) at a feed flow rate of 1.5 L/h, and demonstrated selectivity toward acids at 3.75 L/h and 260 m°C.

Keywords: synthetic oxygenates, single-stage carbon dioxide conversion, heterogeneous catalysts

Funding: this work was carried out within the State Program of TIPS RAS.

For citation: Titova A. L., Dementeva O. S. Synthesis of oxygen-containing compounds with various functional groups from a mixture of carbon dioxide and hydrogen. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):104-112. (In Russ.). EDN KGWUFD.

Введение

Современный мир находится на пороге очередного энергетического перехода, причиной которого является совокупность различных факторов. Так, ставшая очевидной исчерпаемость ресурсов нашей планеты вынуждает к более рациональному использованию нефти, а следовательно, к поиску альтернативных ва-

риантов получения углеводородного топлива и кислородсодержащих соединений. Одним из таких является синтез Фишера – Тропша, позволяющий получать широкий спектр продуктов – от углеводородов различного строения до оксигенатов, представленных в основном спиртами, кетонами, альдегидами и кислотами. Традиционно сырье для синтеза Фишера – Тропша

представляет собой смесь монооксида углерода и водорода, однако в настоящее время ведутся активные исследования возможности гидрирования диоксида углерода, что актуально для процессов Power-to-liquid и Biomass-to-liquid, в которых углекислый газ посредством обратной реакции водяного газа переходит в оксид углерода (II) и далее гидрируется, как в классическом синтезе Фишера – Тропша.

Актуальные исследования

Исследователями [1] показано, что эти две реакции возможно проводить в одну стадию на железных катализаторах. Для указанного процесса была разработана кинетическая модель [2], позволяющая предсказывать возможные углеводородные продукты реакции. На данной стадии исследования она является точной для молекул с числом углеродных атомов до 30 включительно, с ростом длины цепи точность снижается в связи с трудностями отбора достоверной пробы воска и условиями эксперимента. В дальнейшем планируется уточнить модель, включив в нее образование оксигенатов и продуктов вторичного гидрирования, что на описанной стадии исследования было недоступно по причине специфики синтеза.

Синтез кислородсодержащих продуктов из оксидов углерода представляет особый интерес. Оксигенаты, в частности спирты и кислоты, находят применение в различных областях промышленности. Так, этанол имеет потенциал как биоразлагаемая альтернатива классическому топливу [3], бутанол является промежуточным продуктом в фармацевтике и производстве пластмасс [4]. Кислоты состава C_2-C_6 используются в пищевой и фармацевтической промышленности. Механизм образования кислородсодержащих продуктов описан в исследовании [5]. Показано, что кислоты и спирты могут образовываться как по карбидному механизму, так и по механизму внедрения СО и енольному механизму. В первом случае как при непосредственной, так и при Н-вспомогательной диссоциации монооксида углерода сначала образуется алкильный радикал, адсорбированный на каталитической поверхности. Следующая сорбированная рядом молекула СО приводит к образованию промежуточного соединения, переходящего в спирт или кислоту. Для второго и третьего случаев характерно внедрение в имеющуюся углеродную цепь молекулы монооксида углерода с конденсацией с водородом и последующим разрывом связи «углерод – кислород». Оба эти механизма были доказаны учеными [6]: карбидный – при помощи использования олефинов в качестве углеродного сырья на железном катализаторе, внедрения СО – на том же катализаторе при помощи одновременной подачи кислородсодержащих соединений вместе с сырьем, что привело к характерному пропорциональному сдвигу в распределении продуктов синтеза. Такие результаты позволяют судить о возможности использования оксигенатов в качестве инициаторов комплекса реакций по образованию кислородсодержащих продуктов.

Отдельный интерес для науки и промышленности представляют бифункциональные каталитические

системы, в которых сочетаются преимущества их активных компонентов. В качестве последних наиболее доступны и часто применяются Fe и Co. Никель также используется довольно часто, рутений – реже в связи с высокой стоимостью. Соотношение активных компонентов влияет на активность системы и ее селективность. Никель как компонент сплава, являющегося активной фазой в катализаторе [7], зарекомендовал себя в качестве добавки, усиливающей процессы метанирования и гидрирования. Железно-кобальтовый сплав [8] увеличивает свою активность с ростом содержания в нем кобальта, а также усиливает склонность к образованию парафинов и ингибирует реакцию водяного газа. Исследователи [9] выяснили влияние заместителей (кобальта и никеля) в структуре феррита на активность и селективность по оксигенатам. Каталитические системы приготавливали методом соосаждения из кипящих растворов нитратов и хлоридов металлов в щелочной среде с последующей осушкой и прокалкой. Синтез проводился в реакторе с неподвижным слоем катализатора при соотношении $CO/H_2 = 1/2$, температуре $280^\circ C$ и давлении 20 бар. Наиболее высокие выходы оксигенатов в целом показали железо-никелевые системы (с кобальтом и без него) – 16,8%, что объясняется способностью железа подавлять вторичные реакции гидрирования оксигенатов в парафины, катализируемые чистым никелем. Железно-кобальтовый катализатор продемонстрировал выход на 5% меньше, но все равно давал прирост относительно монометаллической железной системы за счет образования незначительных количеств карбида кобальта, благоприятствующего образованию кислородсодержащих соединений. Последние были представлены в основном этанолом, этаналем и уксусной кислотой, в то время как метанола практически не образовывалось из-за неблагоприятной термодинамики процесса. Наибольшей селективностью по оксигенатам характеризовалась железо-никелевая система (17,0%). Образование кислот может происходить как вторичная реакция альдегидов (реакция Канниццаро) [10].

Другие исследователи [11] утверждают, что кислоты, первичные спирты и альдегиды, наоборот, являются первичными продуктами синтеза Фишера – Тропша, в то время как кетоны, вторичные спирты и эфиры – вторичными. Кетоны преимущественно относятся к метилкетонам, что позволяет сделать вывод о роли уксусной кислоты в процессе их образования, обращаясь к механизму разложения карбоновых кислот [12], аналогичному разложению карбоксилатов металлов [13].

Следует обратить внимание и на влияние соотношения газов в сырьевой смеси. Стехиометрически на образование кислот тратится меньше всего водорода, чуть больше – на образование альдегидов, еще больше – на образование спиртов, однако все эти классы соединений проигрывают по данному показателю метану и парафинам. Железные катализаторы наименее чувствительны к недостатку водорода, так как могут его компенсировать за счет активности в реакции водяного газа [11]. Однако при использовании смеси двуокиси углерода и водорода в качестве сырья следует использовать избыток водорода, так как он будет расходоваться

на восстановление диоксида до монооксида. При этом умеренная гидрирующая активность компонентов каталитической системы будет благоприятна для синтеза оксигенатов за счет низкой активности реакций вторичного гидрирования до парафинов.

Температура и давление вносят безусловный вклад в состав продуктов синтеза. Рост температуры в силу эндотермичности реакций десорбции и гидрирования, выполняющих функции обрыва цепи, ускоряет данные процессы и способствует образованию более короткоцепочечных продуктов. Аналогичным образом растут и скорости всех других реакций, что особенно заметно на примере кислородсодержащих соединений. Так, с ужесточением температурного режима за счет разложения карбоновых кислот образуется большее количество кетонов, которые затем гидрируются до вторичных спиртов. Взаимные превращения всех кислородсодержащих соединений в целом достигают равновесия. Наряду с этим ускоряются и реакции дегидратации спиртов в олефины. Давление же оказывает влияние на адсорбцию монооксида углерода на каталитической поверхности. Увеличение давления results в удлинении углеродной цепи продуктов, большей концентрации адсорбированного СО на активных центрах и, как следствие, росте конверсии [11]. Однако повышение давления в процессе на железосодержащих каталитических системах зачастую приводит к росту общей производительности последней, никак не сказываясь на составе продуктов и селективности процесса по ним [14], что является кинетической особенностью железа как активного компонента, в отличие от более часто используемого кобальта [15, 16].

Основная часть оксигенатов представляет собой низкомолекулярные кислоты, альдегиды, кетоны и спирты. В силу небольшой длины углеводородной цепи и наличия кислорода в составе эти соединения являются полярными и растворены в водной фазе продуктов реакции. Более высокомолекулярные продукты, например высшие спирты, находятся в углеводородной фазе [17, 18]. Все продукты, за исключением кетонов и вторичных спиртов, принципы образования и строение которых обсуждались выше, имеют линейное строение. Отдельно хочется отметить сложные эфиры карбоновых кислот, которые не подчиняются распределению Андерсона – Шульца – Флори и находятся в углеводородной части продуктов [11].

В качестве носителя для каталитических систем в процессе Фишера – Тропша, как правило, используются различные формы оксида алюминия и цеолиты, так как они обладают дополнительными количествами кислотных центров и могут обеспечить селективность по избранным продуктам за счет своего строения и структуры [5]. В исследовании [19], однако, обнаружили, что катализаторы на основе биоугля, полученного методом гидротермальной карбонизации при $900^\circ C$ и частичной графитизации поверхности при $1900^\circ C$, демонстрируют более высокие селективности по оксигенатам, чем нанесенные на кобальт-алюмооксидные системы. Авторы объясняют данное явление спецификой размера частиц активного компонента (кобальта) и структуры

носителя, оба эти показателя изменялись в процессе синтеза с использованием метода осаждения активных компонентов из паровой фазы, что обеспечивает более равномерное распределение активной фазы по поверхности носителя. Углеродистые материалы, получаемые в результате гидротермальных процессов, являются более экологичными в силу отсутствия необходимости использовать токсичные растворители или иные компоненты [20]. Более того, такие биоугли могут помочь утилизировать некоторые органические отходы. Важные для катализа свойства карбонизатов как носителей каталитических систем, например размер частиц и морфологию поверхности, можно контролировать при помощи режимных параметров процесса [21].

Цель данного исследования – выяснить влияние структуры угля-носителя железо-кобальтовой каталитической системы на состав получаемых продуктов и селективность процесса одностадийной конверсии диоксида углерода.

Экспериментальная часть

Нанесенный железо-кобальтовый катализатор, где в качестве носителя используется карбонизат целлюлозы, готовили в несколько последовательных этапов. Для формирования носителя использовали микрокристаллическую целлюлозу, которую подвергали гидротермальной карбонизации. Как обсуждалось выше, на свойства биоугля, используемого в качестве носителя, можно влиять при помощи подбора технологического режима. В данном исследовании в качестве изменяемого параметра выступила температура. Основной ее эффект в процессе гидротермальной карбонизации проявляется при температурах от $330^\circ C$ [22]. При более низких температурах (вплоть до $150^\circ C$) целлюлоза частично деполимеризуется и дегидратируется [23], причем потеря воды может как происходить в границах одного глюкопиранозного участка, так и иметь межмолекулярный характер [24]. Первый тип дегидратации приводит к формированию бензольных колец посредством образования кратных связей, второй тип повышает термическую стабильность угля и расширяет его сетчатую структуру [25]. Менее развитая структура носителя позволяет получать более широкий спектр продуктов за счет отсутствия пространственных затруднений, поэтому регулировка пористости считается одним из методов управления селективностью процесса. Синтез одного из носителей проводили по методике, описанной в исследовании [26], для синтеза другого носителя использовали вращающийся стальной автоклавный реактор при повышении температуры с 190 до $200^\circ C$ на один час. Временной интервал подъема температуры выбран с целью внесения минимальных, но при этом ощутимых изменений в структуру биоугля и в связи с высокой инерционностью реактора в отношении изменений температуры.

Формирование катализаторов на разных носителях, соотношение железа и кобальта в которых составило 1:1, и их испытания проводили также по принципам, описанным в исследовании [26]. Были получены ка-

Таблица 1 – Результаты определения пористости образцов носителей и катализаторов

Образец	$S_{\text{общ}}, \text{ м}^2/\text{г}$	$S_{\text{мезопор}}, \text{ м}^2/\text{г}$	$S_{\text{микропор}}, \text{ м}^2/\text{г}$	$S_{\text{пор. внешней поверхности}}, \text{ м}^2/\text{г}$	$V_{\text{пор. сумм}}, \text{ см}^3/\text{г}$	$V_{\text{мезопор}}, \text{ см}^3/\text{г}$	$V_{\text{микропор}}, \text{ см}^3/\text{г}$
КЦ-190	47,213	44,049	1,100	2,064	0,0228	0,0226	0,0002
КЦ-190-А	63,085	58,599	1,332	3,154	0,5587	0,5411	0,0176
КЦ-210	112,851	65,401	42,219	5,231	0,5419	0,3389	0,2030
К	93,892	35,190	47,670	11,032	0,1423	0,1050	0,0373
К-А	178,470	18,475	152,740	7,255	0,1703	0,1160	0,0543

талитические системы с 10% Co – 10% Fe на основе следующих носителей: КЦ-190 – карбонизат целлюлозы, полученный при 190 °С, КЦ-190-А – карбонизат целлюлозы, полученный при изменяющейся температуре, КЦ-210 – карбонизат целлюлозы, полученный при 210 °С, К – катализатор на основе КЦ-190, К-А – катализатор на основе КЦ-190-А. Синтез каталитических систем осуществлялся посредством двух этапов. Сначала носитель измельчали до состояния порошка и пропитывали его водно-спиртовым раствором девятиводного нитрата железа (ч.д.а.), шестиводного нитрата кобальта (х.ч.) и нитрата калия (х.ч.) с последующей сушкой на водяной бане. Затем будущий катализатор прокачивали в токе инертного газа в течение 60 минут при 400 °С, добиваясь перехода активных компонентов в оксидную форму из нитратной. Первая серия из двух экспериментов с катализаторами на разных носителях была призвана выявить различия в получаемых продуктах и проводилась при следующих условиях: соотношение $\text{CO}_2/\text{H}_2 = 1/3$, скорость подачи сырьевой смеси – 1,5 л/ч, давление – 15 атм, время активации – 4,5 часа. Вторая серия экспериментов была посвящена установлению влияния скорости подачи газа на состав получаемых продуктов. Были выбраны три скорости подачи: 1,5, 2,5 и 3,75 л/ч. Соотношение компонентов сырьевого газа, время активации и давление по сравнению с предыдущей серией не изменяли.

Состав сырьевого газа и газообразных продуктов определялся посредством газодсорбционной хроматографии. Анализ проводили на приборе «Кристаллюкс-4000» на двух колонках, в которых установлен катаметр в качестве детектора и роль носителя анализируемых компонентов выполняет гелий. Колонки были заполнены разными адсорбентами: для разделения углеводородных газов и двуокиси углерода применялся Naue Sep R с нагревом колонки от 80 до 200 °С и шагом 8 °С в минуту; для монооксида углерода и азота использовался цеолит СаА при постоянной температуре, равной 80 °С. В обоих случаях длина колонки составляла 3 м, а диаметр – 3 мм.

Жидкие продукты реакции идентифицировались при помощи газожидкостной хроматографии на хроматографах типа «Кристаллюкс-4000 М». При этом водная фаза, в состав которой входят спирты и кислоты, анализировалась на нитротерефталевом модифицированном полиэтиленгликоле в качестве адсорбента, а углеводородная – на адсорбенте OV-351. Ими были заполнены равные по длине (50 м) и внутреннему диаметру (0,32 мм) колонки, в случаях обоих типов продук-

тов использовался пламенно-ионизационный детектор. Однако существуют значительные отличия в температурных программах: для углеводородов первичный нагрев осуществляется до 50 °С за 120 секунд, затем температура росла до 260 °С с шагом 6 °С в минуту, от 260 до 270 °С – за пять минут и оставалась постоянной в течение 10 минут. Подобный метод анализа позволяет определить содержание в фазе алканов, олефинов и изоалканов, а также фракционный состав смеси. Для оксигенатов же первичный нагрев ведется до достижения 70 °С в течение восьми минут, затем увеличивали температуру на 40 °С с шагом по 10 °С в минуту, доведение до максимальной температуры – 220 °С – проходит с шагом уже 15 °С в минуту и выдержкой длиной 10 минут при достигнутом максимальном значении. Метод позволяет определить содержание различных классов кислородсодержащих соединений, в качестве внутреннего стандарта применяется изобутанол.

Как носители, так и сами катализаторы подвергли рентгенофазовому анализу при комнатной температуре на рентгеновском дифрактометре «Дифрей-401» с фокусировкой по Бреггу – Брентано на хром-калиевом излучении (Cr-K α). РФА-спектры сняли и для отработанных каталитических образцов. Также на анализаторе ASAP 2020 V4.00 определили площадь поверхности носителей и образцов до катализа. Метод ВЖН использовался для расчета объема и диаметра пор, метод БЭТ – для расчета удельной поверхности. В качестве адсорбата выступил азот с температурой десорбции, равной 197,5 °С.

Обсуждение результатов

По результатам определения пористости подтверждена гипотеза о прямой зависимости увеличения температуры гидротермальной карбонизации и роста пористости образцов. Данная тенденция логично прослеживается и для готовых каталитических образцов, причем площадь поверхности последних превышает площадь поверхности своих носителей более чем в два раза. Результаты анализа БЭТ представлены в таблице 1. Для подтверждения упомянутой зависимости в таблице приведены результаты анализа для образца карбонизата целлюлозы, приготовленного при постоянной температуре, равной 210 °С.

Рентгенофазовый анализ носителей показал, что продукт гидротермальной карбонизации при постоянной температуре 190 °С после всех стадий подготовки к нанесению активной фазы сохраняет узнаваемую структуру целлюлозы, в то время как образец карбони-

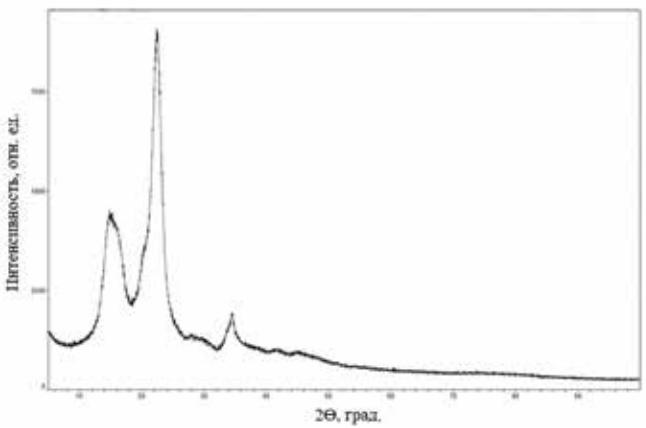


Рисунок 1 – Дифрактограмма карбонизата целлюлозы, полученного при 190 °С

зата, синтезированный с изменением температуры, не имеет упорядоченной структуры и является аморфным веществом. Предположительно, в силу такой особенности катализатор на данном носителе содержит в своем составе значительно больше сплава железо-кобальт, усиливающего как протекание обратной реакции водяного газа наряду с присутствующим в катализаторах магнетитом, так и образование длинноцепочечных продуктов. Магнетит и оксид кобальта присутствуют в обеих системах, спектры обеих систем после катализа практически идентичны. Дифрактограммы носителей представлены на рисунках 1 и 2, дифрактограмма двух катализаторов до катализа – на рисунке 3.

При анализе показателей процесса конверсии диоксида углерода на катализаторах с разными носителями было установлено, что система на носителе, приготовленном с изменением температуры карбонизации, демонстрирует меньшие конверсии (52,8%), чем система на стандартном носителе (61,0%). Однако изменения в структуре носителя благоприятно сказались на выходах по оксигенатам (39,3 г/м³) и жидким углеводородам (12,6 г/м³), что наряду с пониженным метанообразованием (24,9 вместо 44,3% для стандартного катализатора) позволяет сделать однозначный вывод о ее преимуществах для получения кислородсодержащих продуктов. В углеводородной фазе, полученной на системе с новым носителем, преобладают изопарафины и фракция C₁₁–C₁₈, при этом фракции C₁₉₊ образуется больше, чем на катализаторе на карбонизате целлюлозы, полученном при 190 °С.

На катализаторе с улучшенным носителем была проведена серия из трех экспериментов при следующих условиях: скорости подачи сырьевой смеси – 1,5, 2,5 и 3,75 л/ч, давление в системе, соотношение двуокиси углерода и водорода и время активации – как в предыдущей серии. Показано, что с увеличением скорости подачи сырья конверсия уменьшается (54,0, 43,6 и 27,8% для 1,5, 2,5 и 3,75 л/ч соответственно), что связано с временем контакта с каталитической поверхностью, убывающим пропорционально росту обсуждаемого параметра. В связи с данной тенденци-

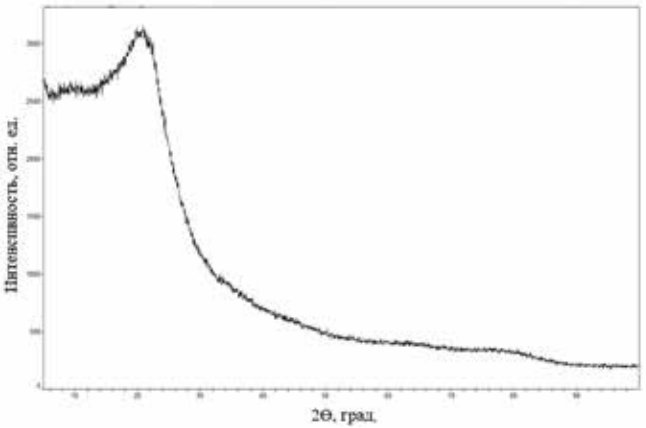


Рисунок 2 – Дифрактограмма карбонизата целлюлозы, полученного при изменяемой температуре

ей в конверсии сырья наибольшие выходы газообразных продуктов характерны также для минимальной скорости подачи сырьевой смеси (26,4 г/м³ для метана и 24,2 г/м³ для более тяжелых газов).

Жидкие продукты всех трех экспериментов были представлены только водной фазой, в которой хроматографически определили наличие спиртов и кислот. Наибольший выход кислородсодержащих продуктов демонстрирует эксперимент со средней скоростью подачи, что, вероятно, связано с оптимальным для образования оксигенатов временем контакта с каталитической поверхностью. В ходе процесса были получены спирты от метанола до пентанола включительно и кислоты от уксусной до капроновой включительно. Данные по относительным содержаниям соединений внутри своих гомологических рядов представлены в таблице 2 (см. с. 110).

Исходя из них, можно сделать вывод о том, что высоким выходам этилового спирта способствуют высокие скорости подачи сырья (максимум достигнут при температуре 320 °С, он составил 86,8%), высокому

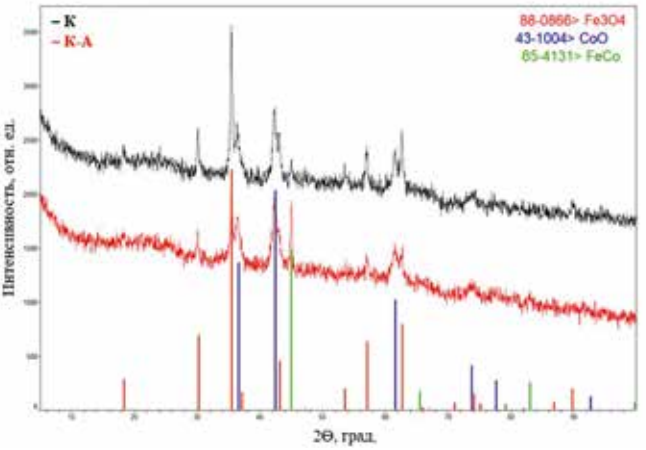


Рисунок 3 – Дифрактограмма катализаторов на разных носителях

Таблица 2 – Относительные содержания спиртов и кислот

Скорость подачи газа, л/ч	Температура, °С	Относительное содержание спиртов, %					Относительное содержание кислот, %				
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
1,5	240	7,9	77,9	5,5	7,5	1,2	7,9	77,9	5,5	7,5	1,2
	260	5,2	81,1	5,4	6,6	1,4	5,2	81,1	5,4	6,6	1,4
	280	1,7	86,3	6,0	5,0	0,9	1,7	86,3	6,0	5,0	0,9
	300	1,4	79,3	11,0	7,2	1,0	1,4	79,3	11,0	7,2	1,0
	320	1,5	64,9	19,5	12,5	1,4	1,5	64,9	19,5	12,5	1,4
2,5	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	260	15,6	74,4	4,1	5,0	0,8	15,6	74,4	4,1	5,0	0,8
	280	11,0	80,4	4,8	3,4	0,5	11,0	80,4	4,8	3,4	0,5
	300	3,3	84,2	7,7	4,2	0,6	3,3	84,2	7,7	4,2	0,6
	320	1,6	74,8	15,4	7,3	0,8	1,6	74,8	15,4	7,3	0,8
3,75	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	260	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	280	12,5	75,6	5,2	6,1	0,6	12,5	75,6	5,2	6,1	0,6
	300	9,4	81,7	4,1	4,2	0,7	9,4	81,7	4,1	4,2	0,7
	320	4,6	86,8	5,1	3,1	0,4	4,6	86,8	5,1	3,1	0,4

выходу метанола (максимум – 15,6% при 240 °С) – умеренные, а выходы спиртов тяжелее этанола находятся в обратной зависимости от увеличения скорости подачи газа (19,5, 12,5 и 1,4% при 320 °С для пропанола, бутанола и пентанола соответственно). При этом с ростом скорости подачи точка, демонстрирующая максимальный выход этанола, смещается в область более высоких температур.

Уксусная кислота демонстрирует те же тенденции, что и этанол, за исключением того, что ее максимальные выходы в рамках серии экспериментов не отражают однозначную зависимость между температурой и ростом скорости подачи газа. Остальной гомологический ряд склонен показывать более высокие выходы при меньших скоростях подачи сырья. Так, максимальный выход уксусной кислоты наблюдался в эксперименте со скоростью подачи сырья 3,75 л/ч при температуре 260 °С и был равен 62,1%, максимумы по более тяжелым кислотам характерны для скорости 1,5 л/ч и для ряда от пропионовой до капроновой составили соответственно 46,6, 18,5, 10,9 и 6,5%, причем пентановая и гексановая кислоты демонстрируют максимумы при минимальной температуре эксперимента, а пропионовая и масляная – при максимальной.

Несмотря на невысокую конверсию в эксперименте со скоростью подачи сырьевого газа, равной 3,75 л/ч, в нем при температуре 260 °С кислоты образуются селективно. Это может быть связано с особенностями структуры носителя и, как следствие, катализатора и созданием оптимальных кинетических условий именно для образования данного класса соединений.

Заключение

В статье рассмотрена эффективность использования нанесенных катализаторов на основе кобальта и железа при получении оксигенатов в процессе одностадийной конверсии диоксида углерода. Все исследованные системы продемонстрировали высокие конверсии в мягких условиях и высокие выходы по жидким продуктам, в частности оксигенатам.

Полученные результаты подтверждают актуальность и эффективность использования нанесенных на биоуголь катализаторов в процессе синтеза кислород-содержащих соединений из двуокиси углерода и водорода. Точка селективности по кислотам демонстрирует широкие перспективы для исследований управления селективностью одностадийной конверсии диоксида углерода и водорода в отдельные классы оксигенатов.

Список источников

1. Panzone C., Philippe R., Chappaz A., Fongarland P., Bengaouer A. Power-to-Liquid catalytic CO₂ valorization into fuels and chemicals: Focus on the Fischer–Tropsch route // J. CO₂ Util. 2020. Vol. 38. P. 314–347. DOI 10.1016/j.jcou.2020.02.009.
 2. Brübach L., Hodonj D., Biffar L., Pfeifer P. Detailed kinetic modeling of CO₂-based Fischer–Tropsch synthesis // Catalysts. 2022. Vol. 12, no. 6. P. 630. DOI 10.3390/catal12060630.
 3. Kumar N., Smith M. L., Spivey J. J. Characterization and testing of silica-supported cobalt–palladium catalysts for conversion of syngas to oxygenates // J. Catal. 2012. Vol. 289. P. 218–226.

4. Luk H. T., Mondelli C., Ferré D. C., Stewart J. A., Pérez-Ramírez J. Status and prospects in higher alcohols synthesis from syngas // Chem. Soc. Rev. 2017. Vol. 46, no. 5. P. 1358–1426.
 5. Keuncke A., Dosow M., Dieterich V., Spliethoff H., Fendt S. Insights into Fischer–Tropsch catalysis: current perspectives, mechanisms, and emerging trends in energy research // Front. Energy Res. 2024. Vol. 12. P. 1344179. DOI 10.3389/fenrg.2024.1344179.
 6. Zhou L., Gao J., Hao X., Yang Y., Li T. Chain propagation mechanism of Fischer–Tropsch synthesis: experimental evidence by aldehyde, alcohol and alkene addition // Reactions. 2021. Vol. 2, no. 2. P. 111–128. DOI 10.3390/reactions2020012.
 7. Li T., Wang H., Yang Y., Xiang H., Li Y. Study on an iron–nickel bimetallic Fischer–Tropsch synthesis catalyst // Fuel Process. Technol. 2014. Vol. 118. P. 117–124.
 8. Tihay F., Pourroy G., Roger A. C., Kiennemann A. Selective synthesis of C₂–C₄ olefins on Fe–Co based metal/oxide composite materials // Stud. Surf. Sci. Catal. Elsevier, 1998. Vol. 119. P. 143–148.
 9. Fadlalla M. I., Babu S. G., Nyathi T. M., Claeys M., van Steen E. Enhanced oxygenates formation in the Fischer–Tropsch synthesis over Co-and/or Ni-containing Fe alloys: Characterization and 2D gas chromatographic product analysis // ACS Catal. 2020. Vol. 10. P. 14661–14677.
 10. Claeys M., van Steen E. Basic studies // Stud. Surf. Sci. Catal. / eds. Steynberg A., Dry M. Elsevier, 2004. Vol. 152. Ch. 8. P. 601–680.
 11. De Klerk A. Fischer–Tropsch Syncrude // De Klerk A. Fischer–Tropsch Refining. Weinheim: Wiley–VCH, 2011. Chapter 5. P. 104–119.
 12. Dry M. E. The Fischer–Tropsch synthesis // Catalysis Science and Technology / eds. Boudart M., Anderson J. R. Berlin: Springer–Verlag, 1981. Vol. 1. P. 159–255.
 13. Bassi P. S., Randhawa B. S., Jamwal H. S. Mössbauer study of the thermal decomposition of some iron(III) monocarboxylates // Thermochim. Acta. 1983. Vol. 62. P. 209–220.
 14. Dry M. E. The Fischer–Tropsch process: 1950–1990 // Catalysis Letters. 1990. Vol. 7, no. 1–4. P. 241–252.
 15. Yates I. C., Satterfield C. N. Effect of operating conditions on the selectivity of a precipitated iron Fischer–Tropsch catalyst // Energy & Fuels. 1991. Vol. 5, no. 1. P. 168–173.
 16. Applied Catalysis A: General. 1999. Vol. 186, issues 1–2. P. 13–26.
 17. Блиźnieцов И. В., Иванцов М. И., Куликова М. В. Синтез высших спиртов из синтез-газа с использованием промотированного Fe-содержащего композитного катализатора // Наногетерогенный катализ. 2025. Т. 10, № 2. С. 211–220.
 18. Ding M., Qiu M., Wang T., Ma L., Wu C. Effect of iron promoter on structure and performance of CuMnZnO catalyst for higher alcohols synthesis // Appl. Energy. 2012. Vol. 97. P. 543–547.
 19. Graham U. M., Jacobs G., Gnanamani M. K., Shafer W. D., Davis B. H. Fischer–Tropsch Synthesis: Higher Oxygenate Selectivity of Cobalt Catalysts Supported on Hydrothermal Carbons // ACS Catal. 2014. Vol. 4, no. 6. P. 1662–1672. DOI 10.1021/cs400965t.
 20. Titirici M. M. Sustainable Carbon Materials from Hydrothermal Processes. Chichester: John Wiley & Sons, 2013. 350 p.
 21. Lipka S. M., Chen R., Swartz C. R., Fenton K. R., Kallo J. 222nd Meeting of the Electrochemical Society. Honolulu, Hawaii, October 7–12, 2012. Presentation.
 22. Huang X., Cao J. P., Zhao X. Y., Wei X. Y., Takarada T. Pyrolysis kinetics of soybean straw using thermogravimetric analysis // Fuel. 2016. Vol. 169. P. 93–98. DOI 10.1016/j.fuel.2015.12.011.
 23. Li C., Zhang J., Yuan H., Li Y., Wang S. Advance on the pyrolytic transformation of cellulose // J. Fuel Chem. Technol. 2021. Vol. 49, no. 12. P. 1733–1752.
 24. Demitri C., Madaghiele M., Grazia Raucci M., Sannino A., Ambrosio L. Investigating the structure-related properties of cellulose-based superabsorbent hydrogels // Hydrogels – Smart Materials for Biomedical Applications. IntechOpen, 2019. DOI 10.5772/intechopen.80986.
 25. Cheng X., Tang Y., Wang B., Jiang J. Improvement of charcoal yield and quality by two-step pyrolysis on rice husks // Waste and Biomass Valorization. 2018. Vol. 9, no. 1. P. 123–130. DOI 10.1007/s12649-016-9736-5.
 26. Свидерский С. А., Дементьева О. С., Иванцов М. И., Грабчак А. А., Куликова М. В., Максимов А. Л. Реакция гидрирования CO₂ на катализаторах на основе биоугля // Нефтехимия. 2023. Т. 63, № 2. С. 239–249. DOI 10.31857/S0028242123020129.

References

1. Panzone C., Philippe R., Chappaz A., Fongarland P., Bengaouer A. Power-to-Liquid catalytic CO₂ valorization into fuels and chemicals: Focus on the Fischer–Tropsch route // J. CO₂ Util. 2020. Vol. 38. P. 314–347. DOI 10.1016/j.jcou.2020.02.009.
 2. Brübach L., Hodonj D., Biffar L., Pfeifer P. Detailed kinetic modeling of CO₂-based Fischer–Tropsch synthesis // Catalysts. 2022. Vol. 12, no. 6. P. 630. DOI 10.3390/catal12060630.
 3. Kumar N., Smith M. L., Spivey J. J. Characterization and testing of silica-supported cobalt–palladium catalysts for conversion of syngas to oxygenates // J. Catal. 2012. Vol. 289. P. 218–226.
 4. Luk H. T., Mondelli C., Ferré D. C., Stewart J. A., Pérez-Ramírez J. Status and prospects in higher alcohols synthesis from syngas // Chem. Soc. Rev. 2017. Vol. 46, no. 5. P. 1358–1426.
 5. Keuncke A., Dosow M., Dieterich V., Spliethoff H., Fendt S. Insights into Fischer–Tropsch catalysis: current perspectives, mechanisms, and emerging trends in energy research // Front. Energy Res. 2024. Vol. 12. P. 1344179. DOI 10.3389/fenrg.2024.1344179.
 6. Zhou L., Gao J., Hao X., Yang Y., Li T. Chain propagation mechanism of Fischer–Tropsch synthesis: experimental evidence by aldehyde, alcohol and alkene addition // Reactions. 2021. Vol. 2, no. 2. P. 111–128. DOI 10.3390/reactions2020012.
 7. Li T., Wang H., Yang Y., Xiang H., Li Y. Study on an iron–nickel bimetallic Fischer–Tropsch synthesis catalyst // Fuel Process. Technol. 2014. Vol. 118. P. 117–124.

8. Tihay F., Pourroy G., Roger A. C., Kiennemann A. Selective synthesis of C₂–C₄ olefins on Fe-Co based metal/oxide composite materials // Stud. Surf. Sci. Catal. Elsevier, 1998. Vol. 119. P. 143–148.

9. Fadlalla M. I., Babu S. G., Nyathi T. M., Claeys M., van Steen E. Enhanced oxygenates formation in the Fischer–Tropsch synthesis over Co-and/or Ni-containing Fe alloys: Characterization and 2D gas chromatographic product analysis // ACS Catal. 2020. Vol. 10. P. 14661–14677.

10. Claeys M., van Steen E. Basic studies // Stud. Surf. Sci. Catal. / eds. Steynberg A., Dry M. Elsevier, 2004. Vol. 152. Ch. 8. P. 601–680.

11. De Klerk A. Fischer-Tropsch Syncrude // De Klerk A. Fischer-Tropsch Refining. Weinheim: Wiley-VCH, 2011. Chapter 5. P. 104–119.

12. Dry M. E. The Fischer–Tropsch synthesis // Catalysis Science and Technology / eds. Boudart M., Anderson J. R. Berlin: Springer-Verlag, 1981. Vol. 1. P. 159–255.

13. Bassi P. S., Randhawa B. S., Jamwal H. S. Mössbauer study of the thermal decomposition of some iron(III) monocarboxylates // Thermochim. Acta. 1983. Vol. 62. P. 209–220.

14. Dry M. E. The Fischer–Tropsch process: 1950–1990 // Catalysis Letters. 1990. Vol. 7, no. 1–4. P. 241–252.

15. Yates I. C., Satterfield C. N. Effect of operating conditions on the selectivity of a precipitated iron Fischer–Tropsch catalyst // Energy & Fuels. 1991. Vol. 5, no. 1. P. 168–173.

16. Applied Catalysis A: General. 1999. Vol. 186, issues 1–2. P. 13–266.

17. Bliznetsov I. V., Ivantsov M. I., Kulikova M. V. Synthesis of higher alcohols from synthesis gas using a promoted Fe-containing composite catalyst // Nanoheterogeneous Catalysis. 2025. Vol. 10, no. 2. P. 211–220. (In Russ).

18. Ding M., Qiu M., Wang T., Ma L., Wu C. Effect of iron promoter on structure and performance of CuMnZnO catalyst for higher alcohols synthesis // Appl. Energy. 2012. Vol. 97. P. 543–547.

19. Graham U. M., Jacobs G., Gnanamani M. K., Shafer W. D., Davis B. H. Fischer–Tropsch Synthesis: Higher Oxygenate Selectivity of Cobalt Catalysts Supported on Hydrothermal Carbons // ACS Catal. 2014. Vol. 4, no. 6. P. 1662–1672. DOI 10.1021/cs400965t.

20. Titirici M. M. Sustainable Carbon Materials from Hydrothermal Processes. Chichester: John Wiley & Sons, 2013. 350 p.

21. Lipka S. M., Chen R., Swartz C. R., Fenton K. R., Kallo J. 222nd Meeting of the Electrochemical Society. Honolulu, Hawaii, October 7–12, 2012. Presentation.

22. Huang X., Cao J. P., Zhao X. Y., Wei X. Y., Takarada T. Pyrolysis kinetics of soybean straw using thermogravimetric analysis // Fuel. 2016. Vol. 169. P. 93–98. DOI 10.1016/j.fuel.2015.12.011.

23. Li C., Zhang J., Yuan H., Li Y., Wang S. Advance on the pyrolytic transformation of cellulose // J. Fuel Chem. Technol. 2021. Vol. 49, no. 12. P. 1733–1752.

24. Demitri C., Madaghiele M., Grazia Raucci M., Sannino A., Ambrosio L. Investigating the structure-related properties of cellulose-based superabsorbent hydrogels // Hydrogels – Smart Materials for Biomedical Applications. IntechOpen, 2019. DOI 10.5772/intechopen.80986.

25. Cheng X., Tang Y., Wang B., Jiang J. Improvement of charcoal yield and quality by two-step pyrolysis on rice husks // Waste and Biomass Valorization. 2018. Vol. 9, no. 1. P. 123–130. DOI 10.1007/s12649-016-9736-5.

26. Svidersky S. A., Dementeva O. S., Ivantsov M. I., Grabchak A. A., Kulikova M. V., Maksimov A. L. Reaction of CO₂ hydrogenation on biochar-based catalysts // Neftekhimiya. 2023. Vol. 63, no. 2. P. 239–249. (In Russ). DOI 10.31857/S0028242123020129.

.....

Информация об авторах

Алина Леонидовна Титова,
студент
Оксана Сергеевна Дементьева,
кандидат химических наук, старший научный сотрудник

Information about the authors

Alina L. Titova,
student
Oksana S. Dementeva,
candidate of chemical sciences, senior researcher

Статья поступила в редакцию 05.05.2026; одобрена после рецензирования 12.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 05.05.2026; approved after reviewing 12.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



Ежеквартальный Информационно-аналитический журнал «Газовый бизнес» ориентирован на широкую аудиторию, интересующуюся актуальной повесткой отрасли. На страницах журнала представлен широкий спектр мнений экспертов и специалистов. Редакция осуществляет сотрудничество с российской и мировой газовой элитой – руководителями предприятий и организаций, профильных министерств и ведомств, научных и проектных организаций, финансовых институтов.



Ежеквартальный «Научный журнал Российского газового общества» публикует инновационные научные статьи, охватывающие темы от разведки до добычи, транспорта и переработки углеводородов. Все опубликованные статьи проходят тщательный отбор в редакционном совете РГО и соответствуют строгим требованиям, предъявляемым к научным материалам советом ВАК.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования.

ПОДПИСКА НА ПЕЧАТНУЮ ВЕРСИЮ ЖУРНАЛОВ

Период	«Газовый бизнес»	«Научный журнал Российского газового общества»
0,5 года	18 000 руб.	20 000 руб.
1 год	24 000 руб.	28 000 руб.
2 года	45 000 руб.	52 000 руб.
3 года	68 000 руб.	80 000 руб.

Стоимость доставки включена

Отдельные номера за прошлые годы – 2000 руб. за номер

КОНТАКТЫ

Руководитель управления

Рахнянская Вера Александровна

Тел.: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

E-mail: journal@gazo.ru / verara@gazo.ru



ФОРМУ ПОДПИСНОГО КУПОНА
МОЖНО ОФОРМИТЬ ПО QR-КОДУ



Главный редактор: Петрова Наталья Витальевна

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68558 от 21.01.2017



Шеф-редактор: Петрова Наталья Витальевна
Научный редактор: Паронькин Владимир Павлович

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68557 от 31.01.2017

Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 114–121

Научная статья
УДК 621.57:661.91.404
EDN EFTJIS

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕХОДА
НА ПРОПАНОВОЕ ПРЕДОХЛАЖДЕНИЕ
В МАЛОТОННАЖНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ

Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):114-121

Original article
UDC 621.57:661.91.404
EDN EFTJIS

ON THE FEASIBILITY OF SWITCHING
TO PROPANE PRE-COOLING
IN SMALL-SCALE LNG PRODUCTION

Владимир Вадимович Черченко¹, Степан Дмитриевич Михалевский², Елена Борисовна Федорова³
^{1, 2, 3}Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
^{1, 2}АО «Криогенмаш», Балашиха, Россия
¹v.cherchenko@omzglobal.com
²s.mikhalevskii@omzglobal.com
³fedorova.e@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8663-2302>

Vladimir V. Cherchenko¹, Stepan D. Mikhalevskii², Elena B. Fedorova³
^{1, 2, 3}National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia
^{1, 2}Cryogenmash JSC, Balashikha, Russia
¹v.cherchenko@omzglobal.com
²s.mikhalevskii@omzglobal.com
³fedorova.e@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8663-2302>

Аннотация. Малотоннажные установки СПГ часто базируются на дроссельных циклах высокого давления. Для повышения энергетической эффективности в таких установках предусмотрено предварительное охлаждение природного газа испаряющимся хладагентом. Для этой цели традиционно применяются хладагенты из класса гидрофторуглеродов, в инженерной практике часто называемые фреонами. Типичным примером такого хладагента служит R507A.

Однако в большинстве стран мира, включая Россию, из-за международных соглашений в настоящее время происходит поэтапное сокращение потребления гидрофторуглеродов. В данной статье исследуется возможность замены R507A на пропан R290 для предварительного охлаждения природного газа в малотоннажных процессах сжижения: особенности, энергетическая эффективность, преимущества и недостатки, а также целесообразность перехода на R290 сейчас и в ближайшие годы.

Ключевые слова: малотоннажное производство СПГ, предварительное охлаждение природного газа, природные хладагенты

Для цитирования: Черченко В. В., Михалевский С. Д., Федорова Е. Б. О целесообразности перехода на пропановое предохлаждение в малотоннажном производстве СПГ // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 114–121. EDN EFTJIS.

Abstract. Small-scale LNG plants often rely on high-pressure throttling liquefaction cycles. To improve energy efficiency, such systems commonly employ precooling of natural gas by an evaporating refrigerant. Refrigerants from the hydrofluorocarbon class, but often informally referred to in engineering practice as freons) have traditionally been used for this purpose because they offer a number of advantages over other available refrigerants in this application. A typical example is R507A.

However, most countries, including Russia, are currently implementing a gradual phase-down of hydrofluorocarbon consumption due to international agreements. This paper examines the feasibility of replacing R507A with propane (R290) for precooling of natural gas in small-scale liquefaction processes: its energy efficiency, the main advantages and disadvantages of R290, as well as the practical rationale for adopting it both at present and in the coming years.

Keywords: small-scale LNG production, natural gas precooling, natural refrigerants

For citation: Cherchenko V. V., Mikhalevskii S. D., Fedorova E. B. On the feasibility of switching to propane pre-cooling in small-scale LNG production. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):114-121. (In Russ.). EDN EFTJIS.

Введение

Малотоннажные заводы сжижения природного газа приобретают все большее значение для российской энергетики, позволяя на региональном уровне обеспечивать транспорт доступным и экологически чистым моторным топливом, повышать энергетическую устойчивость регионов и монетизировать малые месторождения природного газа [1, 2].

Одной из наиболее распространенных технологий сжижения на малотоннажных установках является открытый дроссельно-эжекторный цикл с предварительным охлаждением природного газа в парокон-

прессионной холодильной машине. Данная технология является модификацией цикла Линде (см. **рис. 1**, с. 116) и основана на сжатии природного газа до высокого давления, его предварительном охлаждении внешним испаряющимся хладагентом, а также последующем расширении в дроссельных клапанах и эжекторах.

Преимуществами технологий этой группы являются компактность и надежность установок, простота эксплуатации, быстрота пуска и останова; основным недостатком – сравнительно высокое энергопотребление, связанное с необходимостью сжатия сырьевого

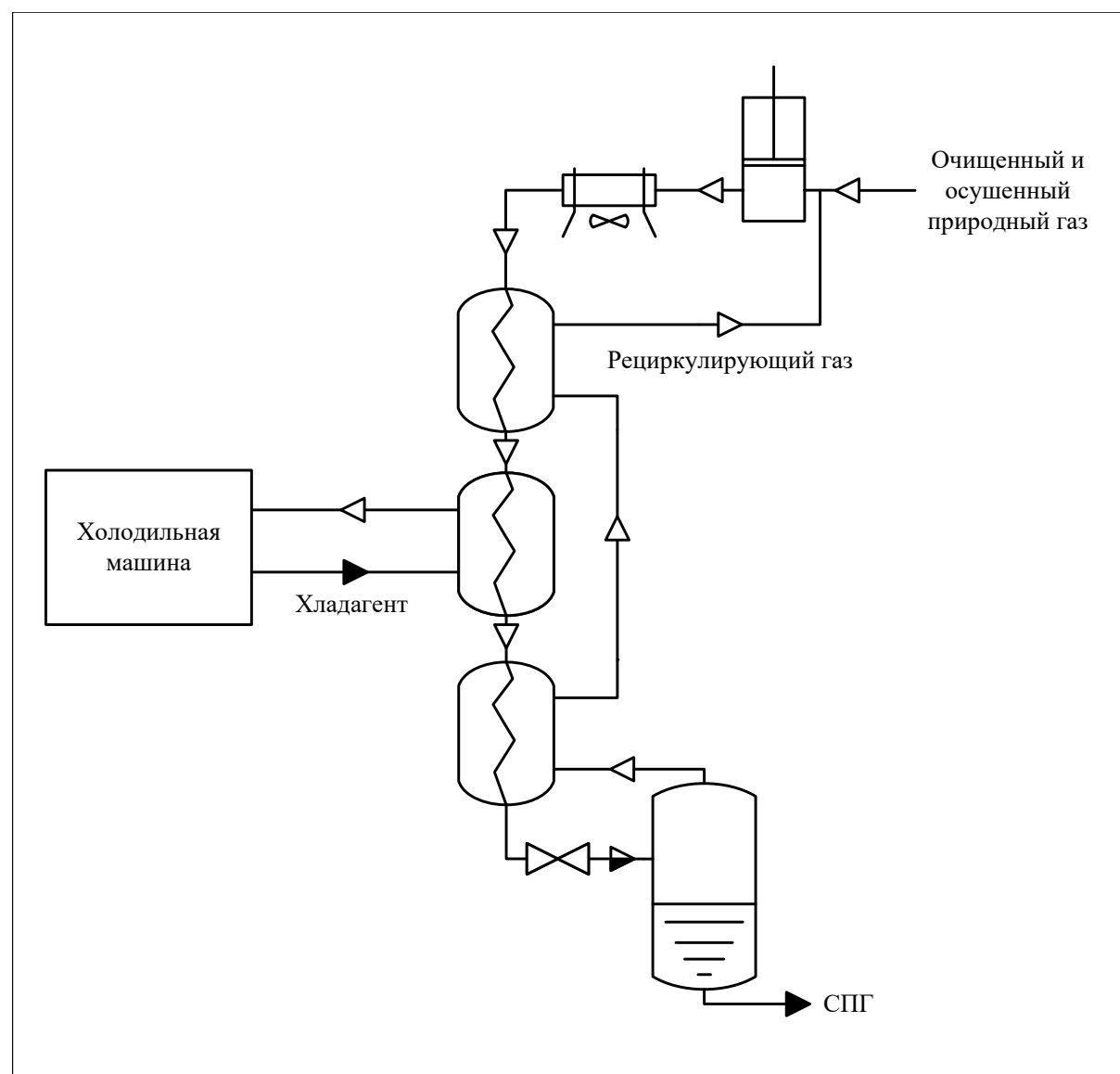


Рисунок 1 – Принципиальная схема модифицированного цикла сжижения Линде

газа до высокого давления, достигающего 20–25 МПа. Для улучшения энергетических показателей в таких установках поток сжатого и подготовленного природного газа предварительно охлаждают в пароконденсационных холодильных машинах примерно до минус 35 °С.

В холодильных машинах в качестве хладагента чаще всего применяют синтетические вещества – гидрофторуглероды (ГФУ). Однако в 2016 году была принята Кигалийская поправка к Монреальскому протоколу, предусматривающая общемировое поэтапное сокращение потребления гидрофторуглеродов, которые принято относить к парниковым газам. Российская Федерация, не являющаяся производителем ГФУ, также присоединилась к данному соглашению и к 2036 году сократит их импорт до 15 % от базового уровня, предшествующего принятию поправки [3]. С сокращением предложения на рынке следует ожидать существенного роста стоимости хладагентов данного класса, поэтому поиск хладагента, способно-

го заменить ГФУ в холодильных машинах, является актуальным.

В средне- и крупнотоннажных процессах сжижения для этой цели, как правило, используется пропан или хладагенты на его основе. Это объясняется в первую очередь тем, что пропан получают непосредственно из сырьевого природного газа и его поставка со стороны для заправки контура и восполнения утечек не требуется. Однако в малотоннажном производстве СПГ пропан практически не используется, хотя существует ряд теоретических работ, посвященных этому вопросу [4–7]. Так, в работе [4] рассмотрены вопросы замены пропаном хладагента R22, в работе [6] – хладагентов R-23 и R-404a. В работе [7] проведено исследование азотного холодильного цикла с циклом предварительного охлаждения, использующего как R410a, так и пропан или углекислый газ.

Целью данной работы является оценка эффективности замены ГФУ R507A пропаном R290 в холодильных машинах малотоннажных установок СПГ.

Объект исследования

Типовым представителем ГФУ для малотоннажных процессов сжижения является R507A, один из наиболее распространенных хладагентов парокомпрессионных холодильных циклов. В контексте малотоннажных процессов сжижения природного газа можно рассмотреть переход от фреонов к следующим холодильным агентам:

- аммиак (NH_3 , R717). Благодаря своим термодинамическим свойствам считается одним из самых эффективных рабочих тел. Тем не менее разработка аммиачных систем ограничивается серьезными административными барьерами, связанными с его токсичностью и воспламеняемостью [8]. Для части эксплуатирующих организаций такие риски могут оказаться неприемлемыми. Кроме того, для кипения аммиака при температурах около минус 40°C , необходимых для предварительного охлаждения природного газа в цикле высокого давления, требуется создание вакуума в системе, что повышает требования к ее герметичности;
- пропан (C_3H_8 , R290). Является энергоэффективным, но взрывоопасным холодильным агентом. Требуется применения электрооборудования во взрывозащищенном исполнении, что приводит к удорожанию по сравнению с системами на ГФУ (как отмечалось ранее, системы предварительного охлаждения природного газа на ГФУ лишены этого недостатка, так как могут быть размещены вне взрывоопасной зоны);
- углекислый газ (CO_2 , R744). Согласно имеющимся публикациям, системы на R744 при правильном проектировании и использовании вспомогательных аппаратов могут показывать более высокий коэффициент холодопроизводительности, чем R507A [9]. Однако R744, в случае его выбора, потребует полного пересмотра технических решений – установка будет иметь гораздо более сложную схему и систему управления, а также

высокое рабочее давление. По этим причинам установки на R744 дороже систем на ГФУ [8, 9].

Из данного списка наиболее подходящей альтернативой R507A в малотоннажных установках СПГ может стать пропан R290. Рассмотрим характеристики пропана как хладагента для парокомпрессионной холодильной машины. Прежде всего, замена R507A на R290 не требует принципиального изменения технологической схемы, так как оба хладагента работают в обычном парокомпрессионном цикле. К тому же, в отличие от синтетических хладагентов, R290 характеризуется широкой доступностью, низкой стоимостью и производится в России в промышленных масштабах. В **таблице 1** сравниваются основные характеристики R507A и R290 в контексте холодильных установок.

Главное ограничение при переходе с R507A на R290 – необходимость применения взрывозащищенного электрооборудования в составе блока предварительного охлаждения. Сюда относятся двигатели, шкафы управления, контрольно-измерительные приборы, вспомогательные системы (вентиляция, газоанализ, освещение и др.). Практика проектирования показывает, что данный фактор способен существенно увеличить бюджет блока по сравнению с общепромышленным вариантом – согласно имеющимся проектным оценкам, на десятки процентов.

Методика исследования

Для сравнения влияния хладагентов R507A и R290 на энергоэффективность малотоннажной установки сжижения природного газа авторами статьи были разработаны расчетные модели блоков предварительного охлаждения. При разработке были приняты исходные данные, приведенные в **таблице 2** (см. с. 118).

При этом были приняты следующие подходы и допущения:

- КПД компрессоров был разделен на внешний (потери в двигателе и передаче) и внутренний (изотропный, то есть потери в проточной части машины) без дополнительной детализации потерь;

Таблица 1 – Основные данные по холодильным агентам R507A и R290

Характеристики	Хладагент R507A	Пропан R290
Класс	Гидрофторуглеводороды	Углеводороды
Типовая сфера применения	Пищевые производства	Нефтегазопереработка
	Холодильные склады	Системы с малой заправкой
	Морозильные камеры	Бытовые холодильники
Состав	Азеотропная смесь R125 и R143a, 50/50 % масс.	Чистое вещество
Температура кипения при атмосферном давлении, °C	-46,7	-42,1
Требуемое исполнение электрооборудования	Общепромышленное	Взрывозащищенное
Производство в России	Нет	Да
Средняя стоимость по данным поставщиков, руб./кг	1458	726
Динамика стоимости	Ожидается рост стоимости по мере сокращения доступных объемов ГФУ	Предпосылки для сопоставимого роста стоимости отсутствуют

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Показатель	Значение	Примечание
Параметры работы контура предварительного охлаждения		
Холодопроизводительность, кВт	250	Типовая для ожижителя высокого давления на 1,5 т/ч СПГ
Температура кипения, °С	–40	Для охлаждения газа до –37
Температура конденсации, °С	45	При температуре окружающей среды 35 как наиболее неблагоприятной для процессов сжижения
Перегрев в испарителе и переохлаждение в конденсаторе, К	0	–
Характеристики компрессоров		
Тип компрессора	Открытый двухступенчатый винтовой	Типовое решение для промышленных систем
Внешний / внутренний КПД компрессора, %	R507A 90,9/83,5 R290 90,9/85,5	По данным производителей
Утечка хладагента через уплотнение, кг/год	R507A 250 R290 90	
Тип компрессорного масла	R507A POE R290 PAG	Теплофизические свойства по данным производителей
Данные для экономического расчета		
Тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч	7,3	Тариф для промышленности
Режим работы установки	8400 ч/год, 20 лет	–

- межступенчатое давление принималось равным среднему геометрическому между давлениями кипения и конденсации;
- в рамках принятой точности расчета гидравлическими потерями в элементах системы можно пренебречь для упрощения методики;
- теплофизические свойства веществ для расчета были получены с помощью библиотеки свойств REFPROP [10].

В качестве принципиальной схемы блока (см. рис. 2, с. 119) рассмотрен вариант с двухступенчатым сжатием, насосно-циркуляционной подачей хладагента в испаритель (теплообменник газ-хладагент) с кратностью циркуляции 4, термосифонным охлаждением масла и теплообменником-экономайзером.

Такая схема является типовой для высокопроизводительных промышленных холодильных установок, работающих при низких температурах. Ключевые технологические параметры и характеристики оборудования, полученные в расчете, нанесены на схему: серым цветом – для R507A, красным – для R290.

Обсуждение результатов

При рассмотрении целесообразности перехода с R507A на R290 следует в первую очередь оценить влияние того или иного хладагента на энергопотребление установки, так как применяемые для предварительного охлаждения природного газа циклы являются одними из ограничителей на пути к повышению энергоэффективности малотоннажных производств СПГ [11]. Результаты расчета энергопотребления оборудования представлены в таблице 3 (см. с. 119).

Таким образом, общий коэффициент холодопроизводительности, учитывающий потребление энергии компрессором, конденсатором и насосом, в первом случае составил 1,04, а во втором – 1,17, то есть по энергоэффективности система на R290 превосходит систему на R507A примерно на 11 %. В условиях работы рассматриваемого блока предварительного охлаждения пропан при прочих равных условиях позволяет сократить потребляемую мощность на 25,4 кВт, что приводит к экономии 31,2 млн руб. за жизненный цикл установки. Эта разница объясняется следующими факторами:

- пропан имеет более благоприятное сочетание теплофизических свойств в условиях работы цикла: более высокая скрытая теплота парообразования (423,3 кДж/кг против 192,8 кДж/кг), меньшая степень повышения давления в компрессоре (13,8 против 15,2), связанная с его давлениями кипения и конденсации;
- внутренний (изэнтропный) КПД компрессора пропана выше. Основной причиной энергетических потерь в винтовых машинах являются обратные перетекания сжимаемого газа из области высокого давления в область низкого через зазоры между винтами, между винтовой парой и корпусом. Их интенсивность зависит от разности давлений нагнетания и всасывания; к примеру, для ГФУ с различным давлением конденсации потери могут достигать 6–16 % от работы сжатия [12]. Для R290 эта разность меньше, чем для R507A, поэтому в указанных условиях обратные перетекания пропана и сопряженные с этим потери энергии будут ниже.

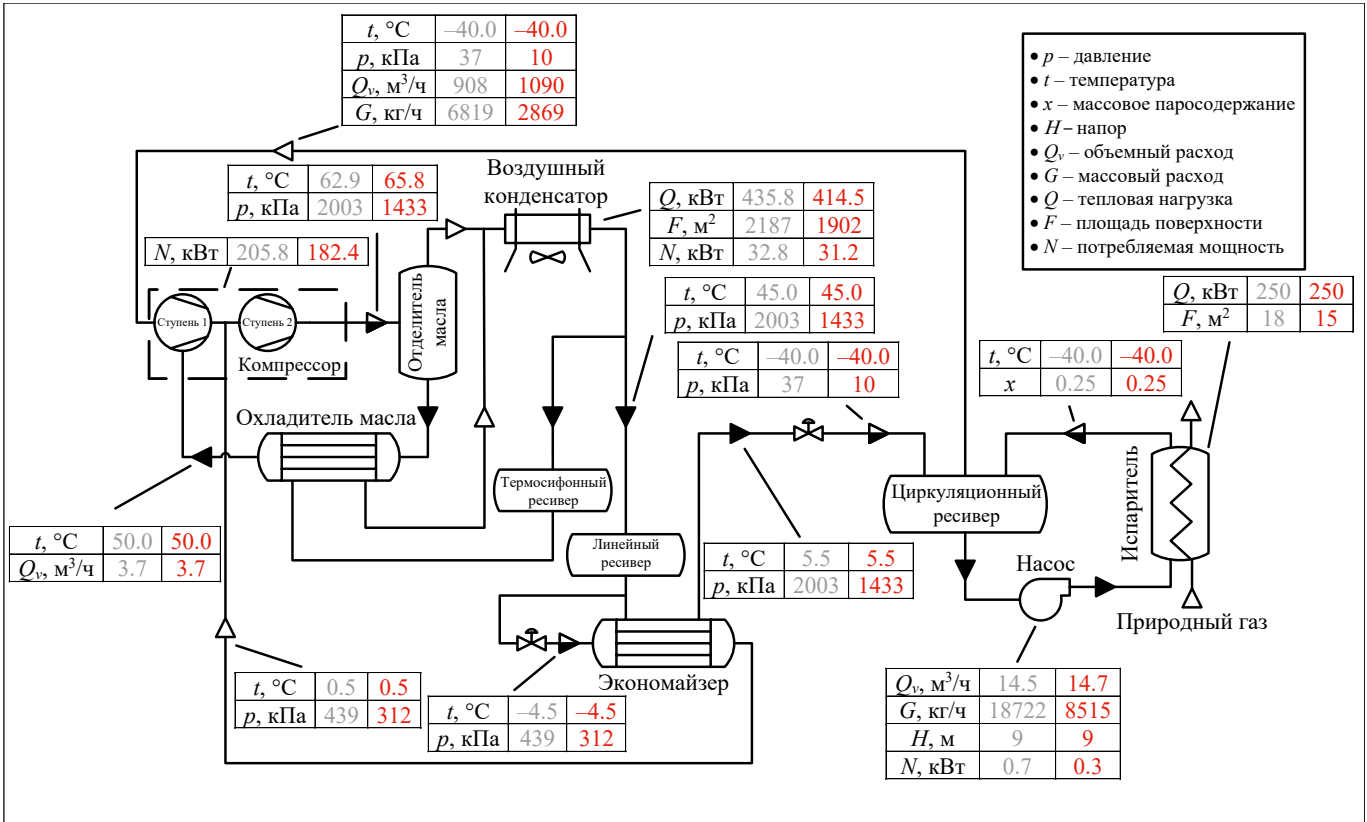


Рисунок 2 – Принципиальная схема блока предварительного охлаждения (черный цвет – R507a, красный цвет – R290)

Меньшая разность давлений всасывания и нагнетания для винтового компрессора также означает повышенную надежность вследствие снижения нагрузки на подшипники.

Другой важный фактор, определяющий целесообразность замены фреона на пропан, – габаритные характеристики основного оборудования, а также масса заправки хладагента. Результаты их оценки приведены в таблице 4 (см. с. 120).

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы.

Компрессор. Для R290 требуемая объемная подача в условиях всасывания выше на 20%. В зависимости от модельного ряда производителя понадобится либо компрессор с той же проточной частью, что и для R507A, но работающий при более высокой частоте вращения привода, либо на один типоразмер выше в модельном ряду.

Насос. Требуемая объемная подача в обоих случаях почти одинакова.

Конденсатор и испаритель. Расчетная площадь поверхности теплообмена испарителя и конденсатора пропана ниже на 16,7 и 13,0 % соответственно. Это объясняется тем, что R290 относительно R507A обладает лучшим сочетанием свойств, влияющих на коэффициенты теплоотдачи: выше теплопроводность, ниже вязкость. Кроме того, тепловая нагрузка на конденсатор пропана ниже на 54 %, что связано с меньшей работой сжатия, совершаемой в компрессоре.

Диаметры трубопроводов и арматуры. Для обоих хладагентов подбор диаметров по допустимым скоростям хладагентов дает почти одинаковые результаты, так как объемные расходы потоков в обоих случаях близки.

Масса заправки. Составляет 2785 кг для R507A и 1235 кг для R290. Полученная разница в основном объясняется меньшей плотностью последнего. Стоимость заправки, исходя из цен в таблице 1, составит 4,033 и 0,897 млн руб. соответственно.

Таблица 3 – Результаты расчета энергопотребления

Оборудование	Потребляемая электрическая мощность, кВт	
	R507A	R290
Компрессор	205,8	182,4
Воздушный конденсатор	32,8	31,2
Насос	0,7	0,3
Итого	239,3	213,9

Таблица 4 – Габаритные характеристики основного оборудования и масса заправки контура

Параметр		R507A	R290
Объемная подача, м³/ч	Компрессор (в условиях всасывания)	908	1090
	Насос	14,5	14,7
Площадь поверхности теплообмена, м²	Воздушный конденсатор	2187	1902
	Испаритель	18	15
	Подачи в испаритель	80	80
Номинальный диаметр трубопроводов, мм	Возврата из испарителя	150	150
	Всасывания компрессора	150	200
Масса заправки контура, кг		2785	1235

Таким образом, сравнение показывает отсутствие принципиальных различий в габаритах и металлоемкости оборудования, поэтому влияние данного фактора на стоимость двух систем можно считать ограниченным. При этом с точки зрения массы и стоимости заправки пропан имеет заметное преимущество.

Третьим важным фактором при сравнении хладагентов R507A и R290 является экономическая целесообразность замены.

Расчет стоимости рассматриваемых блоков предварительного охлаждения показывает, что система на R290 дороже системы на R507A на 14,5 млн руб. Наибольший вклад в указанную разность вносит необходимость применения взрывозащищенного электрооборудования пропанового блока, хотя она частично нивелируется за счет менее дорогой заправки контура.

Целесообразность перехода на пропановый цикл предварительного охлаждения можно оценить, если сопоставить снижение эксплуатационных затрат (за счет электроэнергии и меньшей стоимости утечек хладагента из компрессора) с дополнительными капитальными вложениями (за счет удорожания оборудования). Учет ежегодных потерь хладагента через уплотнение компрессора, значения которых приведены в таблице 2, требуется для повышения реалистичности экономической оценки.

Проведенное сопоставление показывает, что срок окупаемости блока предварительного охлаждения на пропане (без дисконтирования) составляет 7,8 года. Такой результат свидетельствует о том, что переход на R290 уже в текущих условиях может быть экономически оправдан, хотя и не относится к числу проектов с быстрой окупаемостью.

Вместе с тем необходимо сделать важное замечание: указанная оценка окупаемости справедлива лишь при текущем уровне цен на ГФУ. По мере реализации Кигалийской поправки и дальнейшего удорожания ГФУ экономическая привлекательность применения пропана будет возрастать. В частности, для России следующим значимым этапом будет 2029 год, когда предусмотрено очередное сокращение квот на потребление ГФУ, что создает предпосылки для дальнейшего роста стоимости R507A. При весьма вероятном сценарии его двукратного удорожания срок окупаемости блока предварительного охлаждения на R290 сокращается до 4,7 года.

Заключение

Исходя из вышеизложенного, с учетом низкой стоимости, широкой доступности и более высокой энергетической эффективности, пропан R290 может рассматриваться как наиболее перспективный вариант для перехода с R507A, который традиционно применяется в малотоннажных установках производства СПГ.

Несмотря на более высокие капиталовложения в пропановый контур предварительного охлаждения из-за необходимости использования взрывозащищенного электрооборудования, эксплуатационные затраты будут более низкими за счет снижения энергопотребления и потерь от утечек. Чем производительнее малотоннажный завод СПГ, тем экономически привлекательнее применение R290.

Также следует отметить, что разница в цене систем на R507A и R290 будет снижаться по мере роста цен на ГФУ. Это станет дополнительным экономическим стимулом к реализации такого перехода.

Список источников

1. Федорова Е. Б., Мельников В. Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2014. № 4(277). С. 112–124.
2. Федорова В. А., Вовкодав К. В. Роль СПГ в обеспечении энергетической безопасности // Инновации и инвестиции. 2024. № 7. С. 244–247. EDN XTZGSC.
3. United Nations Environment Programme. OzonAction Kigali Fact Sheet No. 5: HFC Baselines and Phase-down Timetable.
4. Соломакин Д. А. Усовершенствование холодильной машины малотоннажной установки по производству сжиженного природного газа // Политехнический молодежный журнал МГТУ им. Н. Э. Баумана. 2025. № 3(98). URL: <https://ptsj.bmstu.ru/catalog/pmc/mdpr/1044.html>.

5. Жук Г. В., Пятничко А. И., Онопа Л. Р., Иванов Ю. В. Энергоэффективные технологии сжижения природного газа в установках малой производительности: перспективы Украины // Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2020. № 1. С. 7–19.
6. Мешков А. К., Круглов С. С. Оптимизация производства СПГ на автогазонаполнительной компрессорной станции // Neftegas.RU. 2021. № 9. URL: <https://magazine.neftegas.ru/articles/oborudovanie/697630-optimizatsiya-proizvodstva-spg-na-avtogazonapolnitelnoy-kompressornoy-stantsii/>.
7. Sanavbarov R. I., Zaitsev A. V., Artemyev D. V. Analysis of natural gas liquefiers with nitrogen circulation cycle // Oil and Gas Engineering (OGE-2022). AIP Conf. Proc. 2784, 030016 (2023). DOI 10.1063/5.0140601.
8. Полевой А. А. Холодильные установки. 2-е изд., исправленное и дополненное. СПб.: Профессия, 2024. 484 с.
9. ГК «Криофрост». Холодильные системы на CO2. URL: co2.kriofrost.ru.
10. National Institute of Standards and Technology. Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP). Version 10.0. Gaithersburg: NIST, 2018.
11. Барашкин Р. Л., Жедяевский Д. Н., Калашников П. К., Самарин И. В., Южанин В. В. Повышение энергоэффективности технологического процесса малотоннажного производства СПГ с использованием отечественного программного обеспечения технологического моделирования // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 12(629). С. 30–39.
12. McQuay International. Обоснование выбора хладагента для винтовых компрессоров // Технический бюллетень. 2004. № 5. С. 23–28.

References

1. Fedorova E. B., Melnikov V. B. Main problems of small-scale production and consumption of liquefied natural gas // National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 2014. No. 4(277). P. 112–124. (In Russ).
2. Fedorova V. A., Vovkodav K. V. The role of LNG in ensuring energy security // Innovations and investments. 2024. No. 7. P. 244–247. (In Russ). EDN XTZGSC.
3. United Nations Environment Programme. OzonAction Kigali Fact Sheet No. 5: HFC Baselines and Phase-down Timetable.
4. Solomakin D. A. Improvement of the refrigeration machine of a small-scale installation for the production of liquefied natural gas // Polytechnic youth magazine of MSTU N. E. Bauman. 2025. No. 3(98). (In Russ). URL: <https://ptsj.bmstu.ru/catalog/pmc/mdpr/1044.html>.
5. Zhuk G. V., Pyatnichko A. I., Onopa L. R., Ivanov Yu. V. Energy-efficient technologies for liquefying natural gas in low-capacity plants: prospects for Ukraine // Energy technologies and resource saving. 2020. No. 1. P. 7–19. (In Russ).
6. Meshkov A. K., Kruglov S. S. Optimization of LNG production at an autogas filling compressor station // Neftegas.RU. 2021. No. 9. (In Russ). URL: <https://magazine.neftegas.ru/articles/oborudovanie/697630-optimizatsiya-proizvodstva-spg-na-avtogazonapolnitelnoy-kompressornoy-stantsii/>.
7. Sanavbarov R. I., Zaitsev A. V., Artemyev D. V. Analysis of natural gas liquefiers with nitrogen circulation cycle // Oil and Gas Engineering (OGE-2022). AIP Conf. Proc. 2784, 030016 (2023). DOI 10.1063/5.0140601.
8. Polevoy A. A. Refrigeration units. 2nd ed., corrected and expanded. St. Petersburg: Profession, 2024. 484 p. (In Russ).
9. Group of Companies “Cryofrost”. CO2 refrigeration systems. (In Russ). URL: co2.kriofrost.ru.
10. National Institute of Standards and Technology. Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP). Version 10.0. Gaithersburg: NIST, 2018.
11. Barashkin R. L., Zhedyaevsky D. N., Kalashnikov P. K., Samarini I. V., Yuzhanin V. V. Increasing the energy efficiency of the technological process of small-scale LNG production using domestic technological modeling software // Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex. 2025. No. 12(629). P. 30–39. (In Russ).
12. McQuay International. Justification for the choice of refrigerant for screw compressors // Technical Bulletin. 2004. No. 5. P. 23–28. (In Russ).

Информация об авторах

Владимир Вадимович Черченко, ассистент кафедры оборудования нефтегазопереработки, инженер-конструктор отдела технологических решений
Степан Дмитриевич Михалевский, магистрант кафедры оборудования нефтегазопереработки, инженер-конструктор отдела технологических решений
Елена Борисовна Федорова, доктор технических наук, заведующий кафедрой оборудования нефтегазопереработки

Information about the authors

Vladimir V. Cherchenko, assistant, department of oil refining and gas processing equipment, design engineer process engineering department
Stepan D. Mikhalevskii, master’s student, department of oil refining and gas processing equipment, design engineer process engineering department
Elena B. Fedorova, doctor of technical sciences, head of the oil refining and gas processing equipment chair

Статья поступила в редакцию 22.04.2026; одобрена после рецензирования 11.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 22.04.2026; approved after reviewing 11.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научная статья
УДК 66.045.123
EDN PFBNSS

ПОВЫШЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ В ДВУХТРУБНОМ ТЕПЛООБМЕННОМ АППАРАТЕ ПУТЕМ ТАНГЕНЦИАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ ПАТРУБКОВ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

Иван Юрьевич Голованов¹, Алиса Юрьевна Тишина², Михаил Георгиевич Лагуткин³, Валентина Михайловна Фуфаева⁴

^{1, 3, 4}МИРЭА – Российский технологический университет, Москва, Россия
²Московский политехнический университет, Москва, Россия
¹igol95@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9073-1235>
²k5alisa@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0002-9280-0234>
³lag53@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9615-0051>
⁴fufaeva@mirea.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0099-3068>

Аннотация. В статье представлены результаты компьютерного моделирования, показывающие повышение интенсивности и эффективности процесса теплопередачи при тангенциальном расположении патрубков межтрубного пространства в двухтрубном теплообменном аппарате в сравнении с их радиальным (типовым) расположением.

Ключевые слова: двухтрубный теплообменный аппарат, компьютерное моделирование, межтрубное пространство, тангенциальный ввод теплоносителя, закрученный поток, интенсивность теплопередачи, эффективность теплопередачи

Для цитирования: Голованов И. Ю., Тишина А. Ю., Лагуткин М. Г., Фуфаева В. М. Повышение интенсивности и эффективности процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате путем тангенциального расположения патрубков межтрубного пространства // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 122–127. EDN PFBNSS.

Research article
UDC 66.045.123
EDN PFBNSS

INCREASING THE INTENSITY AND EFFICIENCY OF THE HEAT TRANSFER PROCESS IN A TWO-TUBE HEAT EXCHANGER BY TANGENTIALLY ARRANGING THE PIPES OF THE INTER-TUBE SPACE

Ivan Yu. Golovanov¹, Alisa Yu. Tishina², Mikhail G. Lagutkin³, Valentina M. Fufaeva⁴

^{1, 3, 4}MIREA – Russian Technological University, Moscow, Russia
²Moscow Polytechnic University, Moscow, Russia
¹igol95@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9073-1235>
²k5alisa@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0002-9280-0234>
³lag53@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9615-0051>
⁴fufaeva@mirea.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0099-3068>

Abstract. The article presents the results of computer simulation. The results show an increase in the intensity and efficiency of the heat transfer process in a two-tube heat exchanger with a tangential arrangement of the pipes of the inter-tube space (in comparison with their radial/typical) arrangement.

Keywords: two-tube heat exchanger, computer simulation, inter-tube space, tangential coolant inlet, swirling flow, heat transfer intensity, heat transfer efficiency

For citation: Golovanov I. Yu., Tishina A. Yu., Lagutkin M. G., Fufaeva V. M. Increasing the intensity and efficiency of the heat transfer process in a two-tube heat exchanger by tangentially arranging the pipes of the inter-tube space. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):122-127. (In Russ.). EDN PFBNSS.

Введение

Применение аппаратов с закрученными потоками рабочих сред (в том числе за счет их тангенциального ввода в цилиндрический корпус) – распространенное техническое решение как для повышения интенсивности проводимых процессов, так и для увеличения эффективности оборудования химической и смежных отраслей промышленности [1–8].

В работах [9–14] отмечается, что создание закрученного потока теплоносителя целесообразно для использования в различных конструкциях теплообменного оборудования. Рассмотрим двухтрубный теплообмен-

ный аппарат, широко применяемый во многих отраслях промышленности, в том числе на нефтегазодобывающих предприятиях (см. рис. 1, с. 124).

На рисунке 2 (с. 125) представлена конструкция двухтрубного теплообменного аппарата с тангенциальным расположением патрубков межтрубного пространства.

В статье [14] показано, что тангенциальное расположение патрубков межтрубного пространства повышает количество передаваемого тепла в двухтрубном теплообменном аппарате и, следовательно, отражается на интенсивности и эффективности процесса теплопередачи.

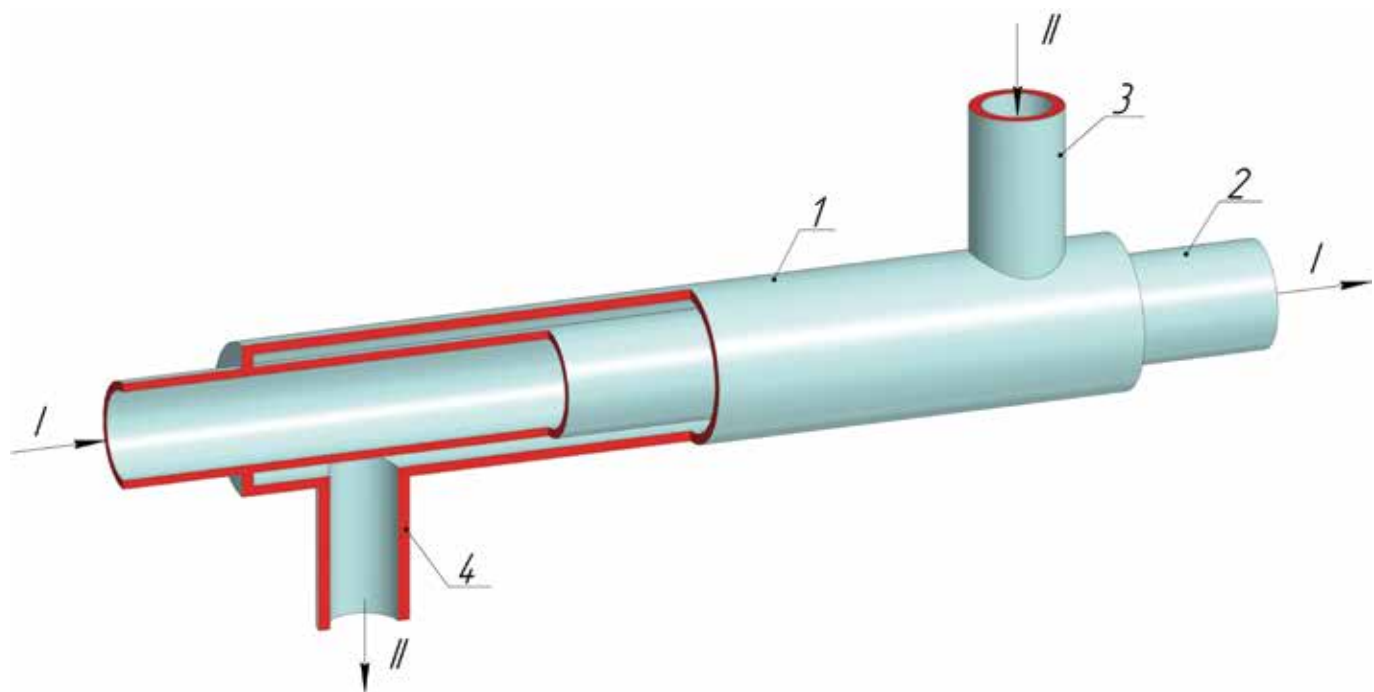


Рисунок 1 – Двухтрубный теплообменный аппарат с радиальным расположением патрубков межтрубного пространства

1 – кожуховая труба; 2 – теплообменная труба; 3 – радиальный патрубок ввода теплоносителя межтрубного пространства; 4 – радиальный патрубок вывода теплоносителя межтрубного пространства; I – теплоноситель трубного пространства; II – теплоноситель межтрубного пространства

Оценка интенсивности и эффективности процесса теплопередачи

Интенсивность процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате определяется коэффициентом теплопередачи K [14]:

$$K = \frac{Q}{F \cdot \Delta t}, \tag{1}$$

где K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°C); α₁ – коэффициент теплоотдачи теплоносителя трубного пространства, Вт/(м²·°C); d₁ – внутренний диаметр теплообменной трубы, м; λ_{ст} – коэффициент теплопроводности материала теплопередающей стенки, Вт/(м·°C); d₂ – наружный диаметр теплообменной трубы, м; α₂ – коэффициент теплоотдачи теплоносителя межтрубного пространства, Вт/(м²·°C); R_{заг} – термическое сопротивление загрязнений на теплопередающей стенке, (м²·°C)/Вт.

Эффективность процесса теплопередачи может определяться по следующему удельному показателю [14]:

$$\Delta E = \frac{Q}{E}, \tag{2}$$

где ΔE – удельные потери мощности при эксплуатации двухтрубного теплообменного аппарата, Вт/Вт; Q – количество передаваемого тепла в двухтрубном теплообменном аппарате (может быть определено из теплового баланса), Вт; E – потери мощности на перекачивание теплоносителей при эксплуатации двухтрубного теплообменного аппарата, Вт.

Потери мощности E определяются как [14]:

$$E = V_1 \cdot \Delta P_1 + V_2 \cdot \Delta P_2, \tag{3}$$

где V₁ – объемный расход теплоносителя трубного пространства, м³/с; ΔP₁ – гидравлическое сопротивление трубного пространства, Па; V₂ – объемный расход теплоносителя межтрубного пространства, м³/с; ΔP₂ – гидравлическое сопротивление межтрубного пространства, Па.

Проанализируем, как тангенциальное расположение патрубков межтрубного пространства повлияет на интенсивность и эффективность процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате. Анализ проведем, используя компьютерное моделирование в программном комплексе SolidWorks.

Исходные данные для компьютерного моделирования процесса теплопередачи
Примем в качестве материала двухтрубного теплообменного аппарата сталь марки 08X18H10T, теплоемкость которой равна 504 Дж/(кг·°C), а коэффициент теплопроводности равен 17 Вт/(м·°C) [14].

Размеры двухтрубного теплообменного аппарата примем согласно ТУ 3612–014–00220302–99 «Теплообменники труба в трубе. Технические условия»: кожуховая труба Ø 57×4 мм и длиной 1400 мм, теплообменная труба Ø 25×3 мм и длиной 1500 мм. Длина поверхности теплопередачи составит 1400 мм.

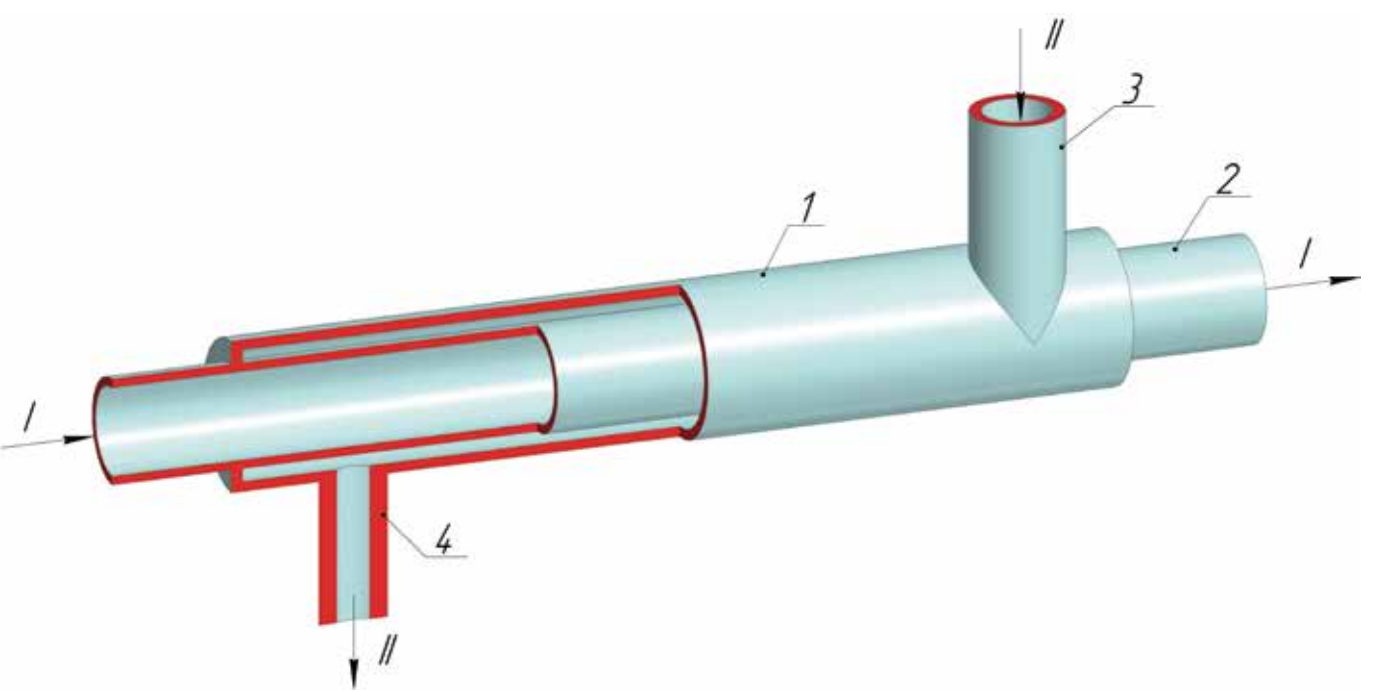


Рисунок 2 – Двухтрубный теплообменный аппарат с тангенциальным расположением патрубков межтрубного пространства:

1 – кожуховая труба; 2 – теплообменная труба; 3 – тангенциальный патрубок ввода теплоносителя межтрубного пространства; 4 – тангенциальный патрубок вывода теплоносителя межтрубного пространства; I – теплоноситель трубного пространства; II – теплоноситель межтрубного пространства

Патрубки межтрубного пространства примем Ø 50×4 мм из условия равенства их площади поперечного сечения с площадью поперечного сечения межтрубного пространства. Длину патрубков примем равной 155 мм согласно справочнику [15].

Исходными технологическими параметрами будут являться: теплоносители трубного и межтрубного пространств – вода; температура воды на входе в труб-

ное пространство +60 °C; температура воды на входе в межтрубное пространство +20 °C; объемный расход воды в трубном пространстве равен 1,5·10⁻⁴ м³/с (Re = 20 000); диапазон объемного расхода воды в межтрубном пространстве (с шагом 1,0·10⁻⁴ м³/с) от 6,0·10⁻⁴ до 1,4·10⁻³ м³/с для соответствия турбулентному режиму течения в межтрубном пространстве (10 000 ≤ Re ≤ 24 000).

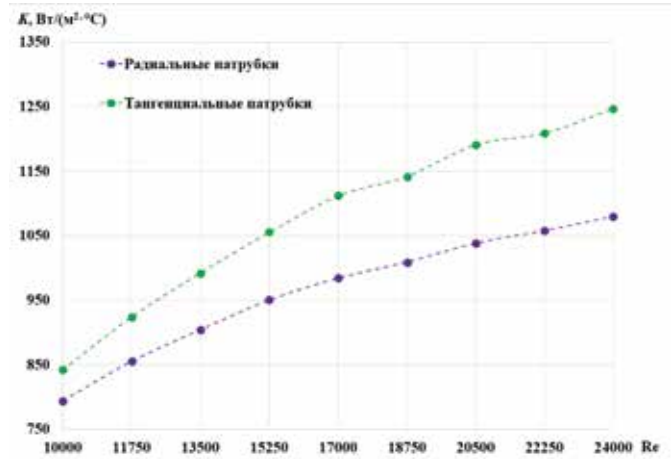


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента теплопередачи K от Re в межтрубном пространстве исследуемых двухтрубных теплообменных аппаратов

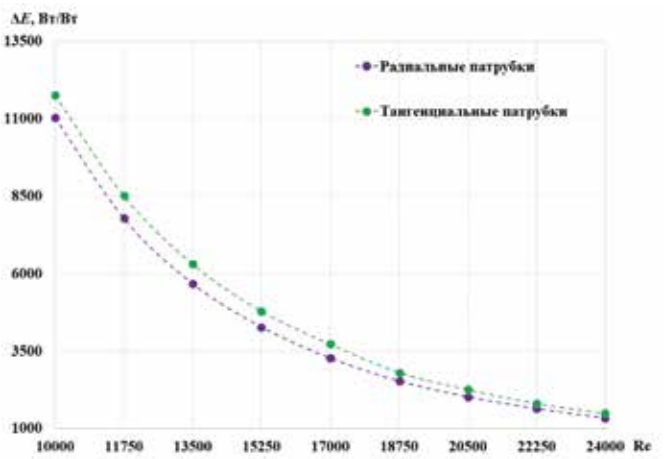


Рисунок 4 – Зависимость эффективности процесса теплопередачи ΔE от Re в межтрубном пространстве исследуемых двухтрубных теплообменных аппаратов

Анализ результатов компьютерного моделирования

С использованием результатов компьютерного моделирования получены графические зависимости коэффициента теплопередачи K (1) (см. **рис. 3**, с. 125) и эффективности процесса теплопередачи ΔE (2) (см. **рис. 4**, с. 125) от Re в межтрубном пространстве исследуемых двухтрубных теплообменных аппаратов.

По представленным на рисунках 3 и 4 зависимостям можно сделать вывод об одновременном увеличении интенсивности и эффективности процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате за счет тангенциального расположения патрубков межтрубного пространства.

Рассмотренное техническое решение будет рационально и для схожих по конструкции аппаратов: на-

.....

Список источников

1. Козлов А. В., Таран Ю. А., Лагуткин М. Г., Голованов И. Ю. Анализ конструкций аппаратов с фильтрующим элементом и перспективы их совершенствования для нефтедобычи // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2025. № 2(51). С. 58–65. DOI 10.35211/2500-0586-2025-2-51-58-65.
2. Леонтьев А. И., Кузма-Кичта Ю. А., Попов И. А. Тепломассообмен и гидродинамика в закрученных потоках (обзор) // Теплоэнергетика. 2017. № 2. С. 36–54. DOI 10.1134/S0040363617020060.
3. Romanyuk R. V., Lagutkin M. G., Danilenko N. V., Sokolov A. S. Calculation of flow characteristics and separation coefficients of a vortex dust collector of a new design // Chemical and petroleum engineering. 2023. Vol. 59, no. 1–2. P. 12–18. DOI 10.1007/s10556-023-01202-8.
4. Зинуров В. Э., Чернова О. С. Визуализация движения частиц в экспериментальной установке с сепарационным устройством для агропромышленного комплекса // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2024. № 202. С. 94–101. DOI 10.21515/1990-4665-202-010.
5. Baranova E. Yu., Golovanov I. Yu., Sokolov A. S. Application areas, design, and calculation of vortex apparatuses // Theoretical foundations of chemical engineering. 2025. Vol. 59, no. 2. P. 455–462. DOI 10.1134/S004057952570071X.
6. Сажин Б. С., Кочетов О. С., Сажин В. Б., Тихонов А. В., Спирина К. М., Бородина Е. С. Пути интенсификации процесса вихревой распылительной сушки // Успехи в химии и химической технологии. 2009. Т. 23, № 6(99). С. 116–122.
7. Шарапов А. И., Некрасов Р. М., Никифоров М. С. Снабжение холодным дутьем доменных печей при совместной работе двух воздуходувок с использованием струйного аппарата // Вестник Липецкого государственного технического университета. 2023. № 1(50). С. 64–69. DOI 10.53015/23049235_2023_1_64.
8. Romanyuk R. V., Lagutkin M. G., Danilenko N. V. Influence of the design of the upper vortex swirl on hydrodynamics of a vortex dust collector // Chemical and petroleum engineering. 2020. Vol. 56, no. 7–8. P. 548–553. DOI 10.1007/s10556-020-00808-6.
9. Григорова Н. П., Монастырев П. В., Пахомова Е. Г., Семичева Н. Е. Аэродинамика и теплообмен закрученного потока природного газа в вихревом теплообменном аппарате системы газорегуляторного пункта // Известия Юго-Западного государственного университета. 2020. Т. 24, № 3. С. 99–110. DOI 10.21869/2223-1560-2020-24-3-99-110.
10. Zaboli M., Ajarostaghi S. S. M., Noorbakhsh M., Delavar M. A. Effects of geometrical and operational parameters on heat transfer and fluid flow of three various water based nanofluids in a shell and coil tube heat exchanger // SN applied sciences. 2019. Vol. 1, no. 1387. DOI 10.1007/s42452-019-1431-2.
11. Adebayo J. K., Dare A. A., Petinrin M. O. Performance characteristics of shell and tube heat exchanger using sectoral baffle // Journal of engineering and applied science. 2025. Vol. 72, no. 13. DOI 10.1186/s44147-024-00555-y.
12. Marzouk S. A., Abou Al-Sood M. M., El-Said E. M. S., Younes M. M., El-Fakharany M. K. A comprehensive review of methods of heat transfer enhancement in shell and tube heat exchangers // Journal of thermal analysis and calorimetry. 2023. Vol. 148, no. 15. P. 7539–7578. DOI 10.1007/s10973-023-12265-3.
13. Sharifat F., Marchitto A., Solari M. Sh., Toghraie D. Analysis, prediction, and optimization of heat transfer coefficient and friction factor of water-nanofluid flow in shell-and-tube heat exchanger with helical baffles (using RSM) // The European physical journal plus. 2022. Vol. 137, no. 991. DOI 10.1140/epjp/s13360-022-03210-8.
14. Голованов И. Ю., Занина К. О., Лагуткин М. Г., Юрицына А. М. Анализ эффективности процесса теплопередачи в двухтрубном теплообменном аппарате с тангенциальным вводом теплоносителя // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2025. № 1(50). С. 6–12. DOI 10.35211/2500-0586-2025-1-50-6-12.
15. Лашинский А. А. Конструирование сварных химических аппаратов: Справочник / под ред. А. Р. Толчинского. Изд. 2-е, стер. Москва: Альянс, 2008. 384 с.
16. Чернявская В. В., Сапожников В. Б., Угольников М. А., Голованов И. Ю. Оценка влияния профиля теплообменной трубы на энергомассовую эффективность кристаллизаторов // Холодильная техника. 2025. Т. 114, № 2. С. 77–84. DOI 10.17816/RF641891.
17. Ugolnikova M. A., Chernyavskaya V. V. Dynamics of water ice formation during the operation of vessel cryoconcentrators // Chemical and petroleum engineering. 2021. Vol. 57, no. 7–8. P. 561–566. DOI 10.1007/s10556-021-00976-z.
18. Sapozhnikov V. B., Ugolnikova M. A., Chernyavskaya V. V. Evaluating the performance of low-temperature liquid separation devices with two-stage refrigeration and pre-cooling // Chemical and petroleum engineering. 2023. Vol. 59, no. 1–2. P. 134–138. DOI 10.1007/s10556-023-01218-0.

References

1. Kozlov A. V., Taran Yu. A., Lagutkin M. G., Golovanov I. Yu. Design analysis of devices with a filter element and prospects for their improvement for oil production // Energy and resource conservation: industry and transport. 2025. No. 2(51). P. 58–65. (In Russ.). DOI 10.35211/2500-0586-2025-2-51-58-65.
2. Leontiev A. I., Kuzma-Kichta Yu. A., Popov I. A. Heat and mass transfer and hydrodynamics in swirling flows (review) // Thermal engineering. 2017. No. 2. P. 36–54. (In Russ.). DOI 10.1134/S0040363617020060.
3. Romanyuk R. V., Lagutkin M. G., Danilenko N. V., Sokolov A. S. Calculation of flow characteristics and separation coefficients of a vortex dust collector of a new design // Chemical and petroleum engineering. 2023. Vol. 59, no. 1–2. P. 12–18. DOI 10.1007/s10556-023-01202-8.
4. Zinurov V. E., Chernova O. S. Visualization of particle motion in an experimental setup with a separation device for the agro-industrial complex // Polythematic online electronic scientific journal of the Kuban State Agrarian University. 2024. No. 202. P. 94–101. (In Russ.). DOI 10.21515/1990-4665-202-010.
5. Baranova E. Yu., Golovanov I. Yu., Sokolov A. S. Application areas, design, and calculation of vortex apparatuses // Theoretical foundations of chemical engineering. 2025. Vol. 59, no. 2. P. 455–462. DOI 10.1134/S004057952570071X.
6. Sazhin B. S., Kochetov O. S., Sazhin V. B., Tikhonov A. V., Spirina K. M., Borodina E. S. Ways to intensify the process of vortex spray drying // Advances in chemistry and chemical technology. 2009. Vol. 23, no. 6(99). P. 116–122. (In Russ.).
7. Sharapov A. I., Nekrasov R. M., Nikiforov M. S. Cold blast supply of blast furnaces during joint operation of two blowers using a jet apparatus // Bulletin of lipetsk state technical university. 2023. No. 1(50). P. 64–69. (In Russ.). DOI 10.53015/23049235_2023_1_64.
8. Romanyuk R. V., Lagutkin M. G., Danilenko N. V. Influence of the design of the upper vortex swirl on hydrodynamics of a vortex dust collector // Chemical and petroleum engineering. 2020. Vol. 56, no. 7–8. P. 548–553. DOI 10.1007/s10556-020-00808-6.
9. Grigorova N. P., Monastirev P. V., Pakhomova E. G., Semicheva N. E. Aerodynamics and heat exchange of swirling natural gas flow in a vortex heat exchanger of a gas control point heating system // Proceedings of the southwestern state university. 2020. Vol. 24, no. 3. P. 99–110. (In Russ.). DOI 10.21869/2223-1560-2020-24-3-99-110.
10. Zaboli M., Ajarostaghi S. S. M., Noorbakhsh M., Delavar M. A. Effects of geometrical and operational parameters on heat transfer and fluid flow of three various water based nanofluids in a shell and coil tube heat exchanger // SN applied sciences. 2019. Vol. 1, no. 1387. DOI 10.1007/s42452-019-1431-2.
11. Adebayo J. K., Dare A. A., Petinrin M. O. Performance characteristics of shell and tube heat exchanger using sectoral baffle // Journal of engineering and applied science. 2025. Vol. 72, no. 13. DOI 10.1186/s44147-024-00555-y.
12. Marzouk S. A., Abou Al-Sood M. M., El-Said E. M. S., Younes M. M., El-Fakharany M. K. A comprehensive review of methods of heat transfer enhancement in shell and tube heat exchangers // Journal of thermal analysis and calorimetry. 2023. Vol. 148, no. 15. P. 7539–7578. DOI 10.1007/s10973-023-12265-3.
13. Sharifat F., Marchitto A., Solari M. Sh., Toghraie D. Analysis, prediction, and optimization of heat transfer coefficient and friction factor of water-nanofluid flow in shell-and-tube heat exchanger with helical baffles (using RSM) // The European physical journal plus. 2022. Vol. 137, no. 991. DOI 10.1140/epjp/s13360-022-03210-8.
14. Golovanov I. Yu., Zanina K. O., Lagutkin M. G., Yuritsyna A. M. Analysis of the efficiency of the heat transfer process in a two-tube heat exchanger with a tangential coolant inlet // Energy and resource conservation: industry and transport. 2025. No. 1(50). P. 6–12. (In Russ.). DOI 10.35211/2500-0586-2025-1-50-6-12.
15. Lashchinsky A. A. Design of welded chemical apparatuses: A reference book / ed. by A. R. Tolchinsky. 2nd ed., ster. Moscow: Alliance, 2008. 384 p. (In Russ.).
16. Chernyavskaya V. V., Sapozhnikov V. B., Ugolnikova M. A., Golovanov I. Yu. Assessment of the effect of the heat exchange pipe profile on the energy and mass efficiency of crystallizers // Refrigeration technology. 2025. Vol. 114, no. 2. P. 77–84. (In Russ.). DOI 10.17816/RF641891.
17. Ugolnikova M. A., Chernyavskaya V. V. Dynamics of water ice formation during the operation of vessel cryoconcentrators // Chemical and petroleum engineering. 2021. Vol. 57, no. 7–8. P. 561–566. DOI 10.1007/s10556-021-00976-z.
18. Sapozhnikov V. B., Ugolnikova M. A., Chernyavskaya V. V. Evaluating the performance of low-temperature liquid separation devices with two-stage refrigeration and pre-cooling // Chemical and petroleum engineering. 2023. Vol. 59, no. 1–2. P. 134–138. DOI 10.1007/s10556-023-01218-0.

.....

Информация об авторах

Иван Юрьевич Голованов, кандидат технических наук, доцент кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Алиса Юрьевна Тишина, студент кафедры «Аппаратурное оформление и автоматизация технологических производств им. проф. М. Б. Генералова»

Михаил Георгиевич Лагуткин, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Валентина Михайловна Фуфаева, кандидат технических наук, преподаватель кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Information about the authors

Ivan Yu. Golovanov, candidate of technical sciences, associate professor of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Alisa Yu. Tishina, student of the Department “Hardware design and automation of technological productions named after prof. M. B. Generalov”

Mikhail G. Lagutkin, doctor of technical sciences, professor, professor of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Valentina M. Fufaeva, candidate of technical sciences, lecturer of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Статья поступила в редакцию 23.03.2026; одобрена после рецензирования 30.03.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 23.03.2026; approved after reviewing 30.03.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Научная статья
УДК 622.692.4
EDN SINZNE

РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ
ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ
ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОСТАТОЧНОГО
РЕСУРСА ТРОЙНИКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Александр Николаевич Науменко¹, Игорь Александрович Леонович²

^{1,2}Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

¹naumenkoan@icloud.com

²leonovich.i@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9054-1537>

Аннотация. Обеспечение надежности газотранспортной системы во многом достигается за счет своевременного определения технического состояния ее элементов. Возраст газопроводов обусловил необходимость совершенствования подходов для реализации эффективных решений. В отношении трубопроводных систем результаты внутритрубной диагностики позволили наиболее информативно определять комплексный показатель технического состояния объектов, а также расчетную периодичность проведения диагностических обследований. Важную роль в составе многониточных коридоров газопроводов большого диаметра выполняют тройники. Данные соединительные детали повсеместно встречаются в составе обвязок линейных кранов, перемычек между газопроводами, ответвлений на потребителей. Ресурс тройников линейной части магистральных газопроводов определяется согласно регламентированному алгоритму, на основании результатов неразрушающего контроля в шурфах, чему в свою очередь предшествует ком-

плекс следующих этапов работ подготовительного характера (укрупненно): отключение газопровода из товаро-транспортной работы, выполнение работ по обустройству сезонных подъездных путей (при пролегании в сложных природно-климатических условиях), выполнение вскрышных земляных работ и непосредственно подготовка тройников к обследованию. Особое значение перечисленных мероприятий связано с тем, что тройники являются одним из наиболее нагруженных элементов ГТС. Приоритетным рациональным решением явился поиск иных источников достоверной и актуальной информации. Согласно данным критериям для анализа было предложено использование результатов внутритрубной диагностики. Таким образом, основной целью данной статьи явилось определение возможности и объема информации, которая может быть получена благодаря внутритрубной диагностике, с целью дальнейшего формирования мероприятий по обеспечению надежной эксплуатации тройников.

Ключевые слова: тройник, внутритрубная диагностика, алгоритм определения остаточного ресурса

Для цитирования: : Науменко А. Н., Леонович И. А. Решение по применению результатов внутритрубной диагностики при определении остаточного ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 128–137. EDN SINZNE.

© Науменко А. Н., Леонович И. А., 2026

© Naumenko A. N., Leonovich I. A., 2026

Original article
UDC 622.692.4
EDN SINZNE

DECISION ON THE USING THE IN-LINE
INSPECTION RESULTS DURING DETERMINING
THE RESIDUAL RESOURCE OF TEES OF
THE MAIN GAS PIPELINES LINEAR PART

Alexander N. Naumenko¹, Igor A. Leonovich²

^{1,2}National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

¹naumenkoan@icloud.com

²leonovich.i@gubkin.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9054-1537>

Annotation. Providing the reliability of the gas transportation system is largely achieved through timely determination of the technical condition of its components. The age of gas pipelines necessitates the improvement of approaches that allow the implementation of the most effective solutions. In relation to pipeline systems, the most informative is in-line diagnostics (hereinafter referred to as ILD), the results of which allow to determine a comprehensive indicator of the technical condition of objects, as well as the estimated frequency of diagnostic surveys. Tees play an important role in the composition of multi-thread corridors of large-diameter gas pipelines. These connecting parts are the mandatory elements of the linear part of main gas pipelines, and are commonly found in the piping of linear valves, jumpers between gas pipelines, and branches to consumers. The service life of tees of the linear part of main gas pipelines is determined according to a regulated

algorithm, based on the results of non-destructive testing in pits, which in turn is preceded by a set of the following stages of preparatory work (in general): disconnecting the gas pipeline from stuff and transportation work, performing work on the arrangement of seasonal access roads (if running in difficult natural and climatic conditions), performing overburden excavation work and directly preparing the tee for inspection. The special importance of the listed measures is connected with the fact that tees are one of the most stressed elements. The most rational solution is to search for other sources of reliable and up-to-date information. According to these criteria, the use of in-line diagnostics results was proposed for analysis. Thus, the main goal of this article is to determine the possibility and volume of information that can be obtained thanks to the ILD, in order to develop measures to ensure the reliable operation of tees.

Keywords: tee connection, in-line diagnostics, algorithm for determining the residual resource

For citation: Naumenko A. N., Leonovich I. A. Decision on the using the in-line inspection results during determining the residual resource of tees of the main gas pipelines linear part. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):128-137. (In Russ.). EDN SINZNE.

Введение

На сегодняшний день надежная эксплуатация линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) большого диаметра достигается за счет своевременного проведения внутритрубной диагностики (ВТД) на протяжении всего жизненного цикла магистральных газопроводов.

Средний возраст магистральных газопроводов большого диаметра (DN 1400), расположенных в Западной Сибири, значительно превышает 30 лет (начало ввода в эксплуатацию первых объектов, таких как МГ Пунга – Вуктыл – Ухта II, приходится на 1976 год), что обуславливает планирование и последовательную реализацию газотранспортными обществами программ

Таблица 1 – Сравнение использования данных внутритрубной диагностики для определения технического состояния труб и тройников

№ пп	Данные, выявляемые при ВТД	Применение данных по отношению к элементам (особенностям) МГ				Примечание (оценка возможности применения)
		Трубы		Тройники		
		Наличие данных по результатам ВТД	Фактическое применение	Наличие данных по результатам ВТД	Фактическое применение	
1	Определение класса особен- ностей	Да	Да	Да	Да	—
2	Детализация особенностей на основе магнитограмм (по отдельному запросу в адрес диагностических орга- низаций)	Да	Да	Да	Да/нет	Существует возможность применения магнито- грамм для определения наличия усиливающих накладок на тройниках
3	Наличие дефектов на осо- бенностях, включая смеж- ные элементы	Да	Да	Да	Нет	Существует возможность выявления потенциально опасных участков с трой- никами, а также негатив- ной динамики
4	Влияние упругопластиче- ских изгибов	Да	Да	Да	Нет	
5	Ретроспективный анализ дефектов на особенностях, включая смежные элементы	Да	Да	Да	Нет	

по ВТД, которые охватывают десятки тысяч километров ежегодно. Межинспекционная периодичность диагностики составляет три или пять лет.

Несмотря на широкое значение определения «магистральный газопровод», который является технологически неделимым, централизованно управляемым имущественным комплексом, применение данных ВТД получило широкое распространение только по отношению к определению технического состояния и особенностей труб и отводов горячего и холодного гнутья (элементы, наиболее схожие по конструктивным особенностям с трубами). При этом в отношении тройников [1, 2], являющихся элементами обустройства, информация по результатам проведения внутритрубной диагностики практически не применяется. По остаточному принципу определяется только их фактическое наличие [3–7].

Целью работы являлась выработка предиктивных подходов к определению остаточного ресурса тройников ЛЧ МГ, для чего было предложено использование данных, получаемых после проведения ВТД.

Мероприятия, обеспечивающие повышение надежности эксплуатации тройников

Вопросы обеспечения надежности тройников (одних из наиболее уязвимых элементов линейной части магистральных газопроводов) ориентированы на выполнение теоретических расчетных оценок, что связано с наибольшей доступностью данных методов исследований [8–13]. Тем не менее приоритетность отдается численным методам расчета напряжений и деформаций, дополнительно отмечается, что реше-

ние задач аналитическими методами является более трудноосуществимым [1].

Сравнение применения данных ВТД по отношению к трубам и тройникам представлено в таблице 1.

Применяемые практические подходы к определению остаточного ресурса тройников ЛЧ МГ (см. рис. 1, с. 131), основанные на камеральной работе с проектной и исполнительной документацией (сбор и анализ исходных данных о конструкции), с последующим обследованием непосредственно в траншее (котловане) являются недостаточными. Кроме того, обследованиям предшествует выполнение затратного по времени и ресурсам (техническим и людским) комплекса подготовительных работ, особенно в случае расположения объекта в сложных природно-климатических условиях.

Анализ существующего алгоритма, регламентирующего определение ресурса тройников ЛЧ МГ, описан в СТО Газпром 2–2.3–453–2010 «Методика оценки ресурса тройников». На первом этапе предусматривается сбор и анализ исходных данных, включающий следующую информацию: конструкционные особенности тройников 1.1, деформационные и прочностные свойства сталей и сварных соединений 1.2, конструкционную схему участка газопровода с тройником 1.3, усталостные свойства сталей и сварных соединений 1.4. Далее выполняется анализ результатов неразрушающего контроля тройников, применяемых для прочностного расчета и расчета ресурса по критериям усталостных повреждений в случае выявления таковых.

Применение вышеописанного алгоритма в сочетании с непосредственно накопленным опытом выполнения



Рисунок 1 – Действующий алгоритм оценки ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов (согласно СТО Газпром 2-2.3-453-2010), не предусматривающий использование информации ВТД

диагностических обследований в шурфах методами неразрушающего контроля, а также анализ информации, получаемой от внутритрубной диагностики, обусловили потенциал сформированных предложений процесса определения остаточного ресурса с учетом необходимости прагматичных подходов к прогнозированию технического состояния тройников.

Результаты исследований

На основании вышеизложенного по результатам предварительного анализа, отраженного в таблице 1 и на рисунке 1, авторами были проведены исследования по разработке предложений по применению результатов внутритрубной диагностики в алгоритме определения остаточного ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов.

Детальный анализ позволил установить возможность интерпретации данных ВТД для выявления признаков остаточного ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов.

Определение наличия тройников отражается в листах детализации внутритрубной диагностики. Диагностические организации формируют наименование элементов, составляющих продиагностированный участок МГ. Кроме того, по отношению к тройникам выполняется интерпретация наличия усиливающих накладок. Данное обстоятельство подтверждает воз-

можную идентификацию наличия тройников, а также их типа (с накладками или без накладок).

Формированию листов детализации ВТД предшествовала работа с первичными данными, которыми в случае внутритрубной диагностики являлись получаемые магнитограммы. Анализ выполнялся посредством сопоставления по шкалам интенсивности сигналов на магнитограммах (см. рис. 2).

В ходе обработки получаемого массива данных рассматривались результаты пропусков снарядов поперечного и продольного намагничивания.

Пример визуализации тройников с усиливающими накладками отражен на рисунке 3 (см. с. 132).

В левой части показаны фотографии тройников на этапе неразрушающего контроля, в правой части – развертки магнитограмм данных тройников, полученные по результатам пропуска диагностических снарядов и последующего формирования отчетов.

Определение линейных размеров и параметров тройников (длина и толщина магистрали) – косвенный признак определения потенциального изготовителя тройника на основании сопоставления накопленной информации о фактически вовлекавшихся тройниках в период массового строительства газопроводов Западной Сибири (проведение аналогии по отношению к магистральным газопроводам, которые строились в один временной период, то есть анализ общей поставки тройников для региона) – этап «Конструкционные особенности».

С целью возможности определения линейных размеров тройников (длина магистрали, толщина стенки магистрали) была выполнена работа по формированию базы данных с параметрами тройников.

На первом этапе была организована инвентаризация паспортов (сертификатов) тройников согласно имевшейся исполнительно-технической документации с момента строительства.

На втором этапе согласно фактически выполнявшимся программам обследования тройников на МГ



Рисунок 2 – Типовая шкала интенсивности сигнала на магнитограммах

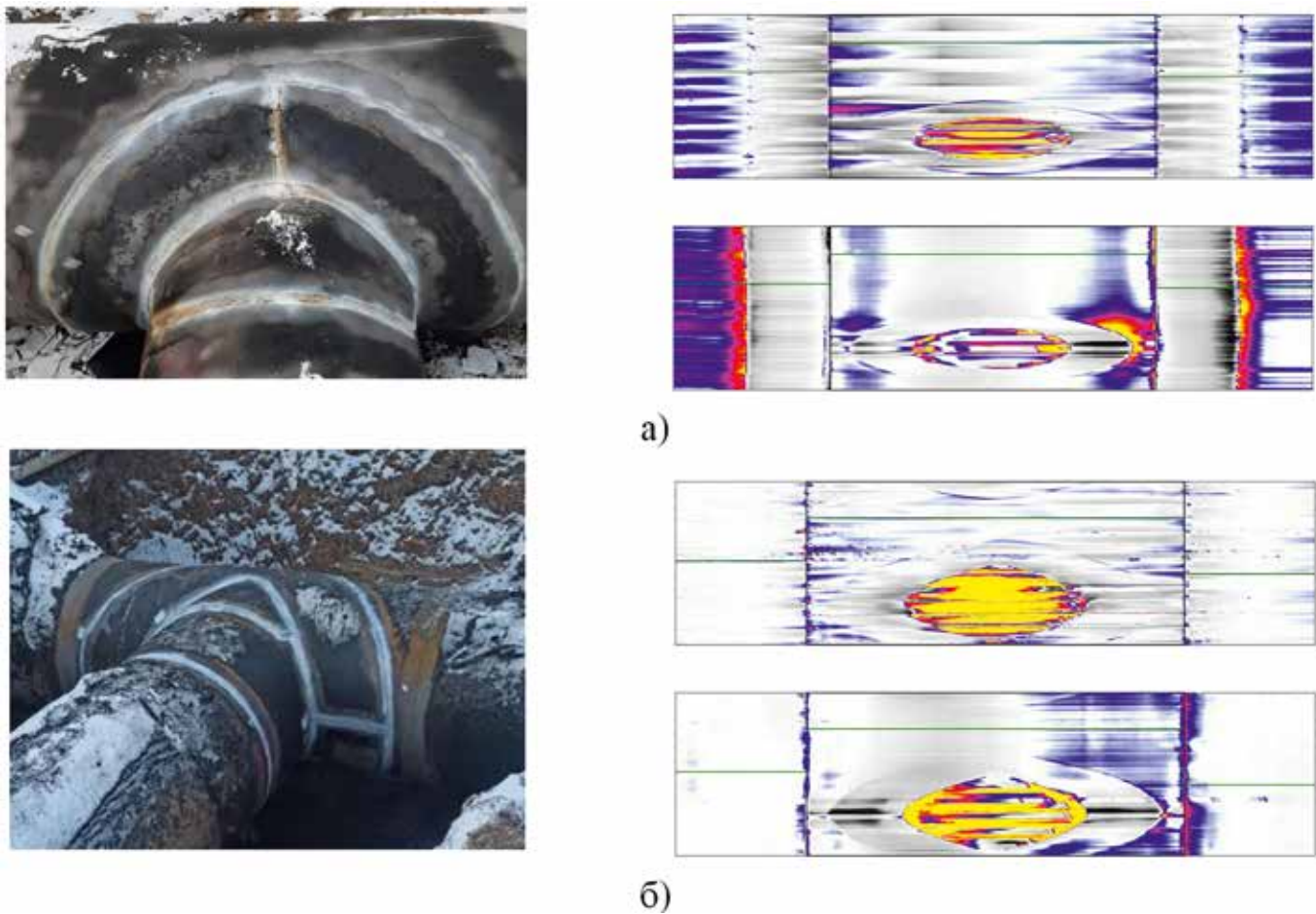


Рисунок 3 – Визуализация тройников с усиливающими накладками и соответствующими магнитограммами по ВТД: а) тройник ТШН 1400х1000 по ТУ/ОСТ 40/48/56-80; б) тройник ТШН 1400х1400 по ТУ 21-29-81

осуществлялась фиксация (замеры) геометрических размеров элементов, включая толщину стенок составных частей (патрубок, магистраль, обечайка). Далее происходило сопоставление фактических параметров тройников с ранее составленной базой на основании паспортов (сертификатов).

Для расширения базы данных о параметрах тройников к учету принимались тройники, обследованные не только на линейной части магистральных газопроводов, а также расположенные и обследованные на компрессорных станциях.

По результатам формирования предположений о конструктивных особенностях тройников выполнялся переход к их идентификации. Применялся метод аналогии (проецирования) информации о сталях и геометрических параметрах элементов (таких как толщина стенки элемента), что позволило перейти к этапу «Деформационные и прочностные свойства сталей и сварных соединений».

Предусмотренный действующим алгоритмом этап «Конструкционная схема участка газопровода с тройником» также стал значительно информативнее при сопоставлении технологических схем (которыми пользуются линейно-эксплуатационные службы) с результатами внутритрубной диагностики. В случаях мно-

гониточных коридоров магистральных газопроводов наличие тройников является признаком консольного закрепления с параллельным участком газопровода (при отсутствии примыкающей трубопроводной арматуры либо признака примыкающего газопровода-отвода).

Анализ ВТД позволил выявить наличие информации об упругопластических изгибах (УПИ) по отношению к расположению тройников на рассматривавшихся участках ЛЧ МГ. Данный признак, в случае наличия УПИ, значительно повысил вероятность формирования достоверных предположений о возможных дефектах коррозионного растрескивания под напряжением.

Применение анализа ВТД по СП 36.13330.2012 «Магистральные газопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85» для выявления наличия упругопластического изгиба рассматривавшихся участков ЛЧ МГ в совокупности с ранее рассмотренными факторами значительно повысило вероятность выявления дефектов коррозионного растрескивания под напряжением в случае наличия УПИ.

Введенные в действие с 2025 года изменения в нормативной документации затронули оценку влияния упругопластических изгибов на надежность газопроводов. Ранее выделялись следующие потенциально

опасные области в зависимости от радиуса кривизны: категории (а) с $R < 250D$ (изгибные напряжения выше предела текучести трубной стали и могут вызвать появление поперечных трещин), категории (б) с $250D < R < 500D$ (изгибные напряжения от половины до полного значения предела текучести трубной стали). Начиная с 2025 года данные упругопластических изгибов по результатам геодезического позирования оцениваются следующим образом: категории (а) с $R < 150D$, категории (б) с $150D < R < 300D$, категории (с) с более $300D$, при этом упругопластические изгибы со значением радиуса кривизны более $500D$ вовсе не отражаются в отчетах.

С целью визуализации возможного нахождения тройников в зоне УПИ выполнен анализ результатов внутритрубных диагностик между двумя разными прогонами КС-КС. На рисунке 4 отражено расположение тройника переключки на вершине УПИ $R = 287D$ и двух тройников во второй зоне УПИ $R = 465D$ (тройник переключки на подъеме к вершине УПИ и тройник обвязки кранового узла в начале УПИ).

Дополнительное вторичное определение «Усталостных свойств сталей и сварных соединений» стало возможным при сопоставлении ретроспективных результатов ВТД по одним и тем же участкам МГ. Данное обстоятельство заключалось в анализе выявления количества дефектов типа КРН на участках труб, примыкающих к тройникам, то есть анализировалась динамика прироста новых выявляемых дефектов в межинспекционный период, а также параметров дефектов (длина и глубина) в сравнении с принятыми скоростями развития дефектов (прироста геометрических размеров).

Традиционно упругопластический изгиб рассматривается авторами [9] как фактор, способствующий

образованию дефектов КРН на трубах. Влияние связывают с напряжениями, возникающими при потере устойчивости, и излишними изгибными напряжениями, обуславливающими риск возникновения трещин КРН в растянутой области (см. рис. 5, с. 134) либо образование гофр в сжатой области с появлением поперечных трещин.

Ретроспективный анализ данных ВТД предусматривает сопоставление исторического ряда данных ВТД по одним и тем же участкам МГ. Пример развития дефектов отражен на разверстках труб (см. рис. 6, с. 134).

Интерпретация развития дефектов согласно результатам диагностической информации выглядит следующим образом.

2006 год – наблюдается развитие коррозионных дефектов, в зоне которых в дальнейшем произошло образование поперечных трещин.

2012 год – подтверждение наличия коррозионных дефектов по отношению к 2006 году, экспертами уменьшено количество отражаемых дефектов по сравнению с 2006 годом, соответственно, и площади их распространения.

2018 год – подтверждение наличия коррозионных дефектов, диагностическая организация на данной трубе обозначила наличие УПИ без указания параметров изгиба.

2021 год – диагностическая организация отметила наличие УПИ, также был указан радиус изгиба, который составил $317D$, дефекты при этом поменяли тип с коррозионных на КРН в виде поперечных трещин.

Таким образом, сравнение предела текучести стали трубы, равного 441 МПа , с ранее определенным совокупным действующим напряжением 472 МПа показало существенное превышение действующими нагрузками предела текучести стали эксплуатируемой трубы, что соответствовало переходу процесса деформации из стадии упругой в стадию пластической. Наличие в зоне деформации концентраторов напряжений в виде поперечно ориентированных коррозионных дефектов усугубило процесс, включая дополнительные напряжения, что привело к потере прочности и образованию трещиноподобных дефектов в зоне ослабления несущей способности стенки трубы.

Изменения нормативной документации по проведению внутритрубной диагностики и использованию получаемой информации повлияли на определение периодичности, граничных параметров дефектов, а также подходы к учету упругопластических изгибов, при этом использование в отношении тройников не нашло развития. Соответственно, с использованием научно-обоснованных подходов

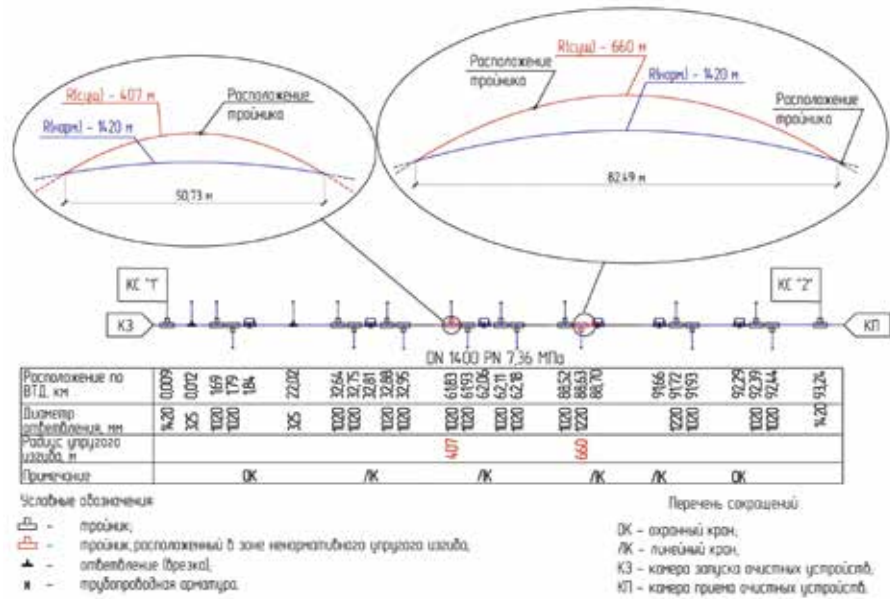


Рисунок 4 – Визуализация тройников (в обвязках переключек), находящихся в зонах УПИ по данным ВТД

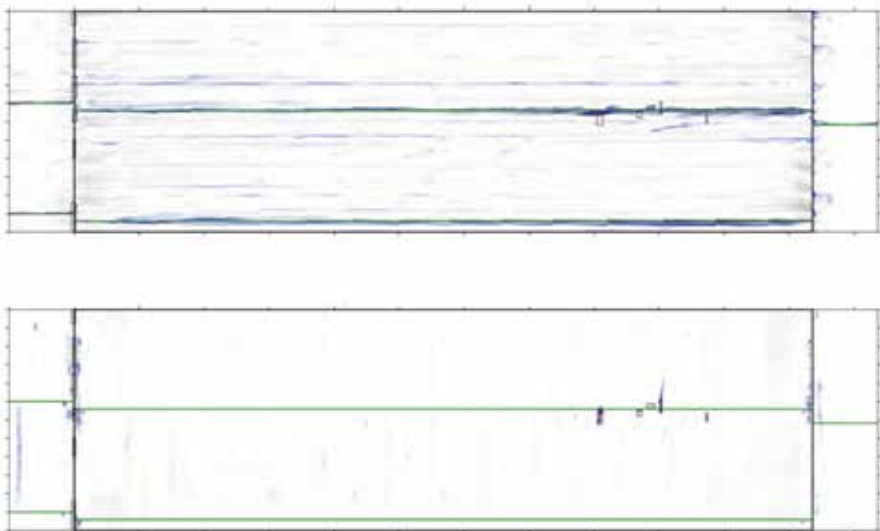


Рисунок 5 – Магнитограммы, полученные по результатам пропуска продольного и поперечного диагностических снарядов в 2021 году

нами было предложено применять данные ВТД в действующем алгоритме процесса определения остаточного ресурса тройников.

Развитие существующего алгоритма по определению остаточного ресурса тройников на линейной части магистральных газопроводов позволит решать практические задачи эксплуатации в соответствии с поручениями отраслевых совещаний по формированию реестров существующих прямых врезок и тройниковых соединений, формированию программ их обследования и последующих работ по их замене в случае обоснованной необходимости.

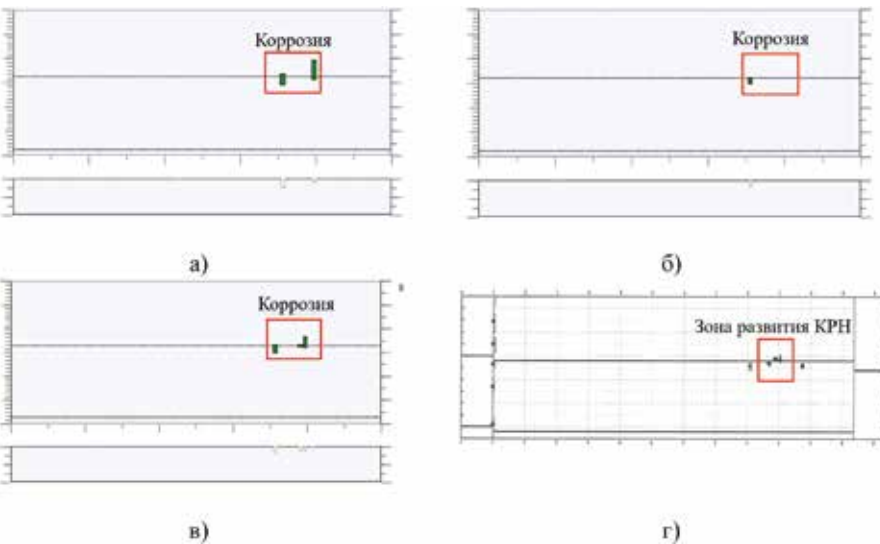


Рисунок 6 – Разверстки трубы, отражающие развитие дефектов по результатам проведения ВТД (во всех случаях одна диагностическая организация): а) 2006 год; б) 2012 год; в) 2018 год; г) 2021 год

По результатам реализации фактически сформированных предложений стало возможным выполнение следующих мероприятий:

- первичная классификация тройников (по результатам рассмотрения магнитограмм) с усиливающими накладками и без усиливающих накладок;
- определение способа и условий изготовления, основанных на данных о геометрических параметрах магистралей тройников;
- анализ дефектности участков, содержащих тройники, включая ретроспективное сопоставление выявления и развития дефектов на смежных участках;
- анализ наличия и опасности упругопластических изгибов, их влияния на появление

дефектов коррозионного растрескивания под напряжением в местах расположения тройников. В случае наличия нескольких периодических данных ВТД – анализ динамики изменения УПИ, а также типов дефектов, изменения их геометрических параметров [14], выявление случаев возникновения комбинированных дефектов (КРН на фоне ранее выявлявшейся коррозии и т.д.).

Результатом предложений по использованию данных ВТД для определения остаточного ресурса тройников ЛЧ МГ стала трансформация ранее отраженного на рисунке 1 алгоритма с учетом данных внутритрубной диагностики. Итоги представлены на рисунке 7 (см. с. 135).

Практическое применение результатов диагностики по отношению к тройникам заключается в формировании следующих основных критериев для контроля, анализа и формирования предложений, основанных на динамике их изменения:

1. Выявление типа тройников (наличие усиливающих накладок), влияющих на значение упругого коэффициента концентрации напряжений (для штампованных тройников значение находится в диапазоне от 2 до 6, для тройников с усиливающими накладками – от 8 до 20). Сочетание наличия усиливающих накладок (тип тройника ТСН) и длительного возраста эксплуатации является при-

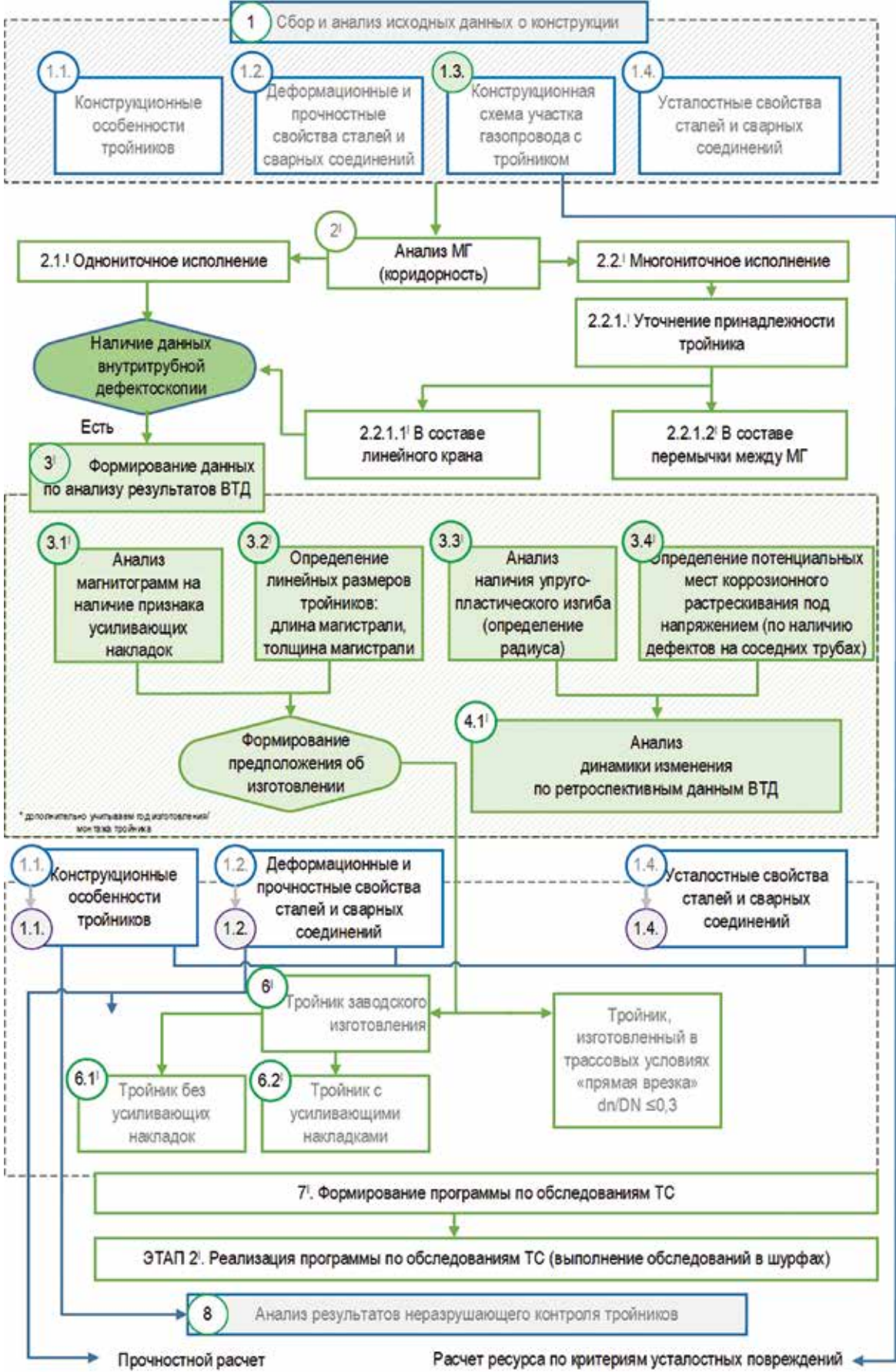


Рисунок 7 – Алгоритм оценки ресурса тройников линейной части магистральных газопроводов с учетом использования информации от ВТД

знаком приоритетности для включения в программу по обследованию в шурфах.

2. Наличие упругопластических изгибов предлагается оценивать с помощью критерия изменения радиуса пластического изгиба. Для участков, на которых были выявлены дефекты коррозионного растрескивания под напряжением по результатам двух последних пропусков диагностических снарядов, периодичность проведения ВТД составляет три года. Соответственно, с момента фиксации УПИ со значением $R \leq 500D$ должен попадать в зону контроля, при этом отрицательной динамикой, требующей организационно-технических решений, принимается расчетное значение $50D$ за один год (или $150D$ за три года между ВТД), чтобы значение УПИ между двумя ВТД не стало меньше $300D$. Для участков ЛЧ МГ, на которых дефекты КРН не были выявлены, периодичность ВТД составляет пять лет. Отрицательной динамикой, требующей принятия организационно-технических решений, принимается расчетное значение $30D$ за один год (или $150D$ за пять лет между ВТД). Выявление УПИ со значением менее $150D$ является критичным и требует принятия незамедлительных действий со стороны эксплуатирующих организаций.

Соответственно, большое значение получает хранение данных ВТД для определения динамики изменения эксплуатационных параметров тройников, которое предполагается осуществлять в инженерно-технических центрах, что также в дальнейшем сопряжено с необходимостью разработки аналитиче-

ских алгоритмов обработки получаемой информации и цифровизации выдачи рекомендаций.

Заклучение

В рамках выполнения задачи по обеспечению требуемого уровня надежности эксплуатируемой многониточной системы МГ сформулированы предложения по возможному применению данных внутритрубной диагностики, а также по развитию существующего алгоритма оценки ресурса тройников. Предложен перечень факторов с описанием практической применимости каждого из них.

Кроме того, сформированы предложения по ретроспективному анализу данных ВТД, направленных на выявление отрицательной динамики изменения технического состояния на начальных стадиях обследования, что позволило сформировать предположения о приоритетности обследования тройников (ранжировании).

Сформированы аналитические подходы, определяющие комплексное применение данных ВТД в алгоритме определения остаточного ресурса тройников ЛЧ МГ, результаты которых позволяют в короткие сроки предиктивно охватывать большое количество и протяженность МГ, что связано с ежегодным проведением внутритрубной диагностики на десятках тысяч километров магистральных газопроводов. Обоснована возможность использования первичной информации ВТД, а также хронологического (ретроспективного) сопоставления накапливаемых данных. Даны рекомендации по обеспечению наибольшей применимости сведений в отношении оцениваемых параметров тройников.

Список источников

1. Макаров Г. И. Расчетная оценка уровня концентрации напряжений в сопряжениях сварных труб и соединительных деталей (сварных тройников) магистральных трубопроводов // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 2019. № 4. С. 118–127.

2. Азметов Х. А., Павлова З. Х., Андреев К. В., Ахадов Э. А., Максименко А. А. Анализ обеспечения безопасности трубопроводных систем на участках с соединительными деталями // Эксплуатация и ремонт трубопроводов. 2016. № 4. С. 116–119.

3. Харионовский В. В. Магистральные газопроводы: развитие диагностических работ // Газовая промышленность. 2018. № 2. С. 56–60.

4. Шабанов В. А., Горячев В. А., Губин А. В. Разработка и применение оборудования для внутритрубной диагностики линейной части магистральных газопроводов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 2. С. 9–13.

5. Васин Е. С., Велиюлин И. И. Развитие аналитического этапа диагностирования для повышения эффективности внутритрубной диагностики магистральных газопроводов // Территория нефтегаз. 2015. № 2. С. 56–62.

6. Житомирский Б. В., Ахременко А. В., Трегулов А. И. О подходах к повышению эффективности энергетических объектов ПАО «Газпром» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 2. С. 19–22.

7. Налимов С. В., Иванова Н. Н., Дьячков А. В., Кукушкин А. Н. Определение остаточного ресурса дефектных кольцевых сварных швов по результатам внутритрубной диагностики // Территория нефтегаз. 2007. № 10. С. 34–45.

8. Курганова М. А., Носова Е. С., Рассохина А. В., Трифонов О. В., Черний В. П. Методика определения геометрических параметров усиленных патрубков трубопроводов // Вести газовой науки. 2014. № 1(17). С. 71–76.

9. Хасанов Р. Р., Янышев Р. С., Султанмагомедов С. М. Планирование эксперимента «Исследование напряженно-деформированного состояния тройников» // Нефть и газ. 2011. № 3. С. 75–79.

10. Скопинский В. Н., Семененко А. Н., Вожов Р. А. Определение предельной пластической нагрузки в сферической оболочке с патрубком при комбинированном напряжении // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». 2014. № 2. С. 3–14.

11. Мишкин В. А., Соснин Д. А., Колчин А. В., Ташбулатов Р. Р. Исследование напряжений в тройниковых соединениях с различным углом сочленения от внутреннего давления // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 5-6. С. 11–17.

12. Скопинский В. Н., Берков Н. А., Сметанкин А. Б. Напряжения в тройниковых соединениях трубопроводов при комбинированном нагружении // Математическое и компьютерное моделирование машин и систем. 2007. № 2(11). С. 34–45.

13. Хасанов Р. Р., Толмачева И. И. Обеспечение прочности тройниковых соединений. Патрубок усиленный с воротником // Нефтегазовое дело. 2018. № 2. С. 106–113.

14. Молоков К. А., Новиков В. В., Васильченко Н. П. Оценка выносливости элементов конструкций с микротрещинами и остаточными сварочными напряжениями // Вестник инженерной школы ДВФУ. 2018. № 3(36). С. 22–36.

References

1. Makarov G. I. Calculation assessment of stress concentration level in the joints of welded pipes and connecting pieces (welded tees) of main pipelines // Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). 2019. No. 4. P. 118–127. (In Russ).

2. Azmetov Kh. A., Pavlova Z. Kh., Andreev K. V., Akhadov E. A., Maksimenko A. A. Analysis of pipeline systems safety ensurance in areas with connecting pieces // Operation and repair of pipelines. 2016. No. 4. P. 116–119. (In Russ).

3. Kharionovskiy V. V. Main gas pipelines: development of diagnostic works // Gas Industry. 2018. No. 2. P. 56–60. (In Russ).

4. Shabanov V. A., Goryachev V. A., Gubin A. V. Development and application of equipment for in-line diagnostics of the main gas pipelines linear part // Equipment and technologies for oil and gas complex. 2019. No. 2. P. 9–13. (In Russ).

5. Vasin E. S., Veliyulin I. I. Development of the analytical stage of diagnostics for improving the efficiency of in-line diagnostics of main gas pipelines // Oil and Gas Territory. 2015. No. 2. P. 56–62. (In Russ).

6. Zhitomirskiy B. V., Akhremenko A. V., Tregubov A. I. About approaches to improving the efficiency of energy facilities of PAO Gazprom // Equipment and technologies for oil and gas complex. 2019. No. 2. P. 19–22. (In Russ).

7. Nalimov S. V., Ivanova N. N., Dyachkov A. V., Kukushkin A. N. Determining the residual life of defective circumferential welds based on the results of in-line diagnostics // Oil and Gas Territory. 2007. No. 10. P. 34–45. (In Russ).

8. Kurganova M. A., Nosova E. S., Rassokhina A. V., Trifonov O. V., Cherniy V. P. Methodology for determining the geometric parameters of reinforced pipeline nozzles // Gas Science News. 2014. No. 1(17). P. 71–76. (In Russ).

9. Khasanov R. R., Yanyshv R. S., Sultanmagomedov S. M. Planning the experiment “Study of the stress-strain state of tees” // Oil and Gas. 2011. No. 3. P. 75–79. (In Russ).

10. Skopinsky V. N., Semenenko A. N., Vozhov R. A. Determining the limit plastic load in a spherical shell with a nozzle under combined stress // Herald of Bauman Moscow State Technical University. Series “Mechanical Engineering“. 2014. No. 2. P. 3–14. (In Russ).

11. Mishkin V. A., Sosnin D. A., Kolchin A. V., Tashbulatov R. R. Study of stresses in tee joints with different joint angles from internal pressure // Transport and storage of petroleum derivatives and hydrocarbon materials. 2022. No. 5-6. P. 11–17. (In Russ).

12. Skopinsky V. N., Berkov N. A., Smetankin A. B. Stresses in tee joints of pipelines under combined loading // Mathematical and computer modeling of machines and systems. 2007. No. 2(11). P. 34–45. (In Russ).

13. Khasanov R. R., Tolmacheva I. I. Ensuring the reliability of tee connections. Reinforced branch pipe with a collar // Oil and Gas Industry. 2018. No. 2. P. 106–113. (In Russ).

14. Molokov K. A., Novikov V. V., Vasilchenko N. P. Assessment of the fatigue life of structural elements with microcracks and residual welding stresses // Herald of the Engineering School of FEFU. 2018. No. 3(36). P. 22–36. (In Russ).

Информация об авторах

Александр Николаевич Науменко,
соискатель
Игорь Александрович Леонович,
кандидат технических наук, доцент, начальник управления организации подготовки научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации

Information about the authors

Alexander N. Naumenko,
degree seeking applicant
Igor A. Leonovich,
candidate of technical sciences, associate professor, head of the department for the organization of training of scientific and pedagogical personnel and highly qualified personnel of the highest qualification

Статья поступила в редакцию 12.01.2026; одобрена после рецензирования 27.05.2026; принята к публикации 27.05.2026.

The article was submitted 12.01.2026; approved after reviewing 27.05.2026; accepted for publication 27.05.2026.

Обзорная статья
УДК 331.45
EDN UQNEVQ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ
ТРУДА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ
ПРЕДПРИЯТИЯХ РОССИИ

И. Ю. Голованов¹, Д. Д. Даянова², М. Г. Лагуткин³, В. О. Стрельникова⁴, В. А. Диков⁵
^{1, 3, 4}МИРЭА – Российский технологический университет, Москва, Россия
²Клинский институт охраны и условий труда, Москва, Россия
⁵Дзержинский политехнический институт, филиал Нижегородского государственного технического университета имени Р. Е. Алексеева, Дзержинск, Россия
¹igol95@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9073-1235>
²diyanad@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0007-8415-1509>
³lag53@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9615-0051>
⁴strelnikova@mirea.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7438-804X>
⁵dikov@dpingtu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-0317-614X>

Аннотация. Статья посвящена современным способам и инструментам обеспечения безопасности труда в российской нефтегазовой промышленности. Учитывая значительные риски для персонала и экологии, присущие данной отрасли, крайне важно уделять особое внимание стандартам безопасности и эффективности управления. В статье анализируются цифровые решения в сфере охраны труда, а также применение новых технологий и систем оценки опасностей. Внимание уделяется ин-

теграции автоматизированных систем и цифровых двойников, применению аналитики больших данных для предиктивного прогнозирования инцидентов и улучшения общей производительности системы управления охраной труда на предприятиях. На основе реальных примеров представлен успешный опыт внедрения передовых технологий, демонстрирующий влияние цифровизации на безопасность в условиях действующих объектов нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: охрана труда, нефтегазодобывающие предприятия, управление безопасностью, цифровые технологии, система оценки рисков, автоматизация, предиктивный анализ, промышленная безопасность

Для цитирования: Голованов И. Ю., Даянова Д. Д., Лагуткин М. Г., Стрельникова В. О., Диков В. А. Современные технологии в системе управления охраной труда на нефтегазодобывающих предприятиях России // Научный журнал Российского газового общества. 2026. № 3(53). С. 138–144. EDN UQNEVQ.

© Голованов И. Ю., Даянова Д. Д., Лагуткин М. Г., Стрельникова В. О., Диков В. А., 2026

© Golovanov I. Yu., Dayanova D. D., Lagutkin M. G., Strelnikova V. O., Dikov V. A., 2026

Review article
UDC 331.45
EDN UQNEVQ

MODERN TECHNOLOGIES
IN THE OCCUPATIONAL SAFETY
MANAGEMENT SYSTEM AT OIL AND GAS
PRODUCING ENTERPRISES IN RUSSIA

I. Yu. Golovanov¹, D. D. Dayanova², M. G. Lagutkin³, V. O. Strelnikova⁴, V. A. Dikov⁵
^{1, 3, 4}MIREA – Russian Technological University, Moscow, Russia
²Klin Institute of Occupational Safety and Conditions, Moscow, Russia
⁵Dzerzhinsk Polytechnic Institute, branch of the Nizhny Novgorod State Technical University, Dzerzhinsk, Russia
¹igol95@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9073-1235>
²diyanad@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0007-8415-1509>
³lag53@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9615-0051>
⁴strelnikova@mirea.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7438-804X>
⁵dikov@dpingtu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-0317-614X>

Annotation. This article explores modern methods and tools for ensuring occupational safety in the Russian oil and gas industry. Given the significant risks to personnel and the environment inherent in this industry, it is crucial to pay special attention to safety standards and management effectiveness. The article analyzes digital solutions in the field of occupational safety, as well as the use of new technologies and hazard assessment

systems. Attention is paid to the integration of automated systems and digital twins, as well as the use of big data analytics for predictive incident forecasting and improving the overall performance of occupational safety management systems at enterprises. Based on real-world examples, successful implementation of advanced technologies is presented, demonstrating the impact of digitalization on safety at operating oil and gas facilities.

Keywords: occupational safety, oil and gas industry, safety management, digital technologies, risk assessment system, automation, predictive analysis, industrial safety

For citation: Golovanov I. Yu., Dayanova D. D., Lagutkin M. G., Strelnikova V. O., Dikov V. A. Modern technologies in the occupational safety management system at oil and gas producing enterprises in Russia. Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2026;3(53):138-144. (In Russ.). EDN UQNEVQ.

Введение

Нефтегазовая отрасль является ключевой и стратегически важной отраслью экономики России. Учитывая повышенные риски, связанные с работой в нефтегазовой сфере (инциденты, аварии, взрывы, возгорания, утечки углеводородов), обеспечение высокого уровня безопасности и охраны труда становится первосте-

пенной задачей. Для эффективного управления в таких условиях необходимы инновационные подходы. Современные технологии и методы анализа данных могут значительно улучшить работу систем охраны труда на предприятиях. Рассмотрим и проанализируем актуальные методы управления охраной труда в российских нефтегазовых компаниях.

Законодательное регулирование охраны труда в нефтегазовой отрасли

Все нефтегазодобывающие предприятия в стране в соответствии с российским законодательством, в частности Федеральным законом № 116-ФЗ от 21.07.1997 (с изменениями от 08.08.2024) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», относятся к особо опасным производственным объектам, поэтому важно обеспечить безопасность всех производственных процессов и выполняющихся работ, а также взрывобезопасность и пожаробезопасность всех конструкций, сооружений и зданий [1]. Данный закон определяет правила, призванные предотвращать аварии на таких объектах и минимизировать их негативное влияние.

Сокращение уровня производственного травматизма и создание безопасной трудовой среды являются ключевыми приоритетами ведущих российских нефтегазовых компаний, включая ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Сургутнефтегаз» [2].

«Роснефть» берет на себя обязательство обеспечить безаварийное производство и безопасные условия труда для своих сотрудников и подрядчиков, стремясь к лидерству в этой области. В рамках компании внедрена система управления, соответствующая международному стандарту OHSAS 18001, которая регулярно проходит независимый внешний аудит.

ПАО «Газпром» и его дочерние предприятия реализуют целевые программы, направленные на предотвращение несчастных случаев. Компания придерживается принципа, согласно которому жизнь и здоровье сотрудников имеют абсолютный приоритет перед производственными результатами.

ПАО «Сургутнефтегаз» разработало многоуровневую систему управления охраной труда (СУОТ) и промышленной безопасностью. Эта система, основанная на лучших отечественных и зарубежных практиках, позволяет всем подразделениям компании эффективно работать в строгом соответствии с нормами и требованиями действующего законодательства.

Регулирование сферы охраны труда производится в соответствии с основным законодательным документом – Трудовым кодексом Российской Федерации. Функции надзора и контроля осуществляет федеральный орган исполнительной власти – Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации (Минтруд России). Данный орган занимается определением направлений государственной политики и созданием законов, касающихся трудового права [3].

Изменения в российском законодательстве, которые произошли с 2017 года, акцентируют внимание на цифровых решениях, включающих системы удаленного мониторинга и анализа процессов работы. Упор на предотвращение несчастных случаев и минимизацию профессиональных рисков становится важнейшим элементом стратегии современных компаний. Предотвращение несчастных случаев и минимизация рисков – важная часть стратегии российских компаний [4]. При реализации мероприятий по охране труда и промышленной безопасности в нефтегазодобывающих организациях также необходимо соблюдать

требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534, постановления Главного государственного санитарного врача РФ от 2 декабря 2020 года № 40 «Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670–20 “Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда”» и других документов.

Цифровизация системы управления охраной труда на нефтегазодобывающих предприятиях

Нефтегазовая промышленность играет важную роль в мировой экономике. Она отвечает за обеспечение энергией домов и предприятий, работу транспортных систем, поддержание торговли, технологических достижений, развитие инфраструктуры и многое другое. В современном нефтегазовом секторе, как и в большинстве ключевых отраслей промышленности, наблюдается возрастающая зависимость от цифровых технологий.

Сложность нефтегазовой отрасли обусловлена необходимостью принятия стратегических и операционных решений на всех уровнях управления, от диспетчерских служб до руководства буровыми установками, что оказывает существенное влияние на все аспекты деятельности. В условиях постоянных технологических инноваций и меняющегося законодательства комплексный анализ рисков и обеспечение соответствия действующим нормативным документам становятся особенно важными. В связи с этим, учитывая динамичную инфраструктуру нефтегазовых компаний, цифровизация и автоматизация СУОТ в России приобретают ключевое значение для обеспечения высокого уровня безопасности труда, минимизации рисков и адаптации к новым вызовам, связанным с эксплуатацией опасных производственных объектов, особенно на новых труднодоступных месторождениях [5].

В современное время традиционные подходы в СУОТ на предприятиях сталкиваются с несколькими проблемами, среди которых большие объемы данных, подлежащих учету (микротравмы, несчастные случаи, инструкции, протоколы обучения сотрудников, проверки госорганов и т.д.). Кроме того, данные слабо связаны между собой, а аналитические инструменты используются недостаточно, рутинные операции требуют значительных усилий и подвержены ошибкам из-за человеческого фактора [6].

Цифровизация СУОТ ставит перед собой основные цели:

1. Обеспечение более высокого уровня безопасности сотрудников. Цифровые решения дают возможность прогнозировать риски, избегать аварий и отслеживать соблюдение норм охраны труда.
2. Снижение числа инцидентов и травматизма. Автоматизация процессов управления рисками способствует повышению общей культуры безопасности.

3. Эффективное управление данными. Использование цифровых платформ позволяет централизованно хранить все данные СУОТ, автоматизировать их обработку и анализ, а также интегрироваться с системой управления производством.

4. Снижение издержек. Применение цифровых инструментов способствует предотвращению аварий, успешному прохождению проверок, выполнению предписаний и, как следствие, исключению штрафов за несоблюдение законодательства.

На сегодняшний день можно выделить основные направления цифровизации СУОТ на нефтегазодобывающих предприятиях:

1. Моделирование и управление рисками. Использование цифровых платформ для анализа и прогнозирования рисков в производственных процессах. Например, использование цифровых двойников. Эти технологии моделируют производственные процессы, позволяя анализировать риски еще на стадии проектирования.
2. Персонализация охраны труда. Благодаря технологиям интернета вещей и носимым устройствам компании могут непрерывно мониторить самочувствие и состояние своих сотрудников. Эти системы также помогают контролировать соблюдение установленных правил, таких как обязательное использование средств индивидуальной защиты.
3. Интеграция автоматизированных систем. Разработка и запуск единой цифровой платформы, автоматизирующей управление охраной труда: от учета и мониторинга до анализа, отчетности, реагирования на инциденты и организации обучения.
4. Анализ больших данных. Применение методов предиктивной аналитики открывает возможности для прогнозирования и минимизации вероятности инцидентов, а также для оценки рабочей нагрузки сотрудников с целью улучшения баланса ресурсов.
5. Самообучающиеся системы и искусственный интеллект. Технологии искусственного интеллекта и алгоритмы машинного обучения автоматизируют обработку отчетов об авариях и инцидентах, предоставляя обоснованные рекомендации для повышения эффективности мер безопасности.
6. Виртуальная и дополненная реальность. Данные технологии применяются для обучения сотрудников безопасным методам работы и проведения инструктажей. Они позволяют создавать цифровые симуляции аварийных ситуаций, чтобы сотрудники могли отработать действия и протоколы реагирования в безопасной среде.
7. Автоматизированные системы мониторинга условий труда. Системы реального времени с датчиками на объектах позволяют непрерывно отслеживать опасные факторы окружающей среды, такие как утечки газа, чрезмерная вибрация или шум.

Важнейшим направлением мониторинга условий труда является также биологический контроль,

актуальный для объектов нефтегазового и химического комплексов, где необходимо соблюдение строгих санитарно-гигиенических норм (например, на установках подготовки нефти, объектах нефтехимии, в зонах общественного питания и санитарно-бытового обеспечения). Решение этой задачи невозможно без применения современных экспресс-методов. Эффективным инструментом для организации внутреннего производственного контроля и оценки микробиологической чистоты поверхностей основного и вспомогательного оборудования являются готовые к использованию микробиологические тест-системы. Данные системы, к примеру продукция ООО «Биоконтроль ГР» [16], включают в себя пластиковые носители со стерильной питательной средой, селективной для целевых групп микроорганизмов (бактерии, дрожжи, плесень). Их применение позволяет быстро провести отбор проб и последующее культивирование с количественным подсчетом колониеобразующих единиц, что дает возможность оперативно оценить риски и принять корректирующие меры, предотвращая развитие биоповреждений и обеспечивая санитарно-эпидемиологическую безопасность производственной среды.

8. Цифровизация документооборота. Использование электронных журналов и инструментов дополненной реальности вместо традиционных бумажных журналов и отчетов [6–9].

Практика применения цифровых технологий на нефтегазодобывающих предприятиях

Особого внимания заслуживают проекты интеграции цифровых технологий на крупнейших нефтегазовых предприятиях России, таких как «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». Эти компании активно внедряют и применяют современные технологии в СУОТ для повышения безопасности и снижения профессиональных рисков на рабочих местах. Например, на одном из объектов «Газпрома» были внедрены системы интернета вещей для мониторинга трудовых операций, что снизило количество инцидентов в сфере промышленной безопасности по группе «Газпром» с семи в 2021 году до четырех в 2023-м по компаниям газового бизнеса и с 54 в 2021 году до пяти в 2023-м по компаниям нефтяного бизнеса [10].

Нефтегазодобывающие компании, такие как «Газпром», «Лукойл», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ведут проекты по разработке интеллектуальных систем управления производственными рисками. В частности, такие системы активно интегрируются с ERP (Enterprise Resource Planning) и MES (Manufacturing Execution Systems).

В ряде предприятий внедрены «умные» шлемы и браслеты, которые отслеживают местоположение, физическое состояние сотрудников и рискованные ситуации.

Цифровые двойники объектов становятся все популярнее. Их активно используют для моделирования

производственных процессов, анализа аварий и даже для виртуальных тренировок персонала.

Все чаще применяются видеоинструктажи и новые программные комплексы, с помощью которых работник в режиме самоподготовки может освоить и пройти проверку знаний по всем направлениям охраны труда и промышленной безопасности. Одним из лидеров является система «Олимпокс», которая успешно применяется уже несколько лет и доказала свою эффективность в обучении работников [11].

Новые возможности в обучении персонала открывают использование технологии виртуальной реальности. Благодаря ей компании могут минимизировать финансовые потери, связанные с поломкой дорогостоящей техники и инструментов, а также сбоями в работе оборудования. Обучение в виртуальной реальности позволяет сотрудникам работать с точными моделями оборудования, исключая риск повреждения реального имущества.

Среда в виртуальной реальности создается посредством воздействия на восприятие человека с использованием технических средств (очки, шлемы и т.п.), которые в динамике обновляют видимое пользователем пространство [12].

Нейронные реакции в человеческом мозге происходят одинаково что на виртуальные элементы, что на элементы реального мира. Поэтому восприятие и реакции человека на виртуальную среду и происходящие внутри виртуального мира события такие же, как на события в реальности.

Когда другие методы сложно реализовать из-за значительных затрат и низкой эффективности, виртуальная и дополненная реальность становится главным выбором многих современных нефтегазодобывающих производств. Помимо этого, технологии виртуальной реальности имеют и другие преимущества для обучения [13].

Трехмерная графика позволяет провести моделирование сложных процессов с высокой детализацией. Можно изменять скорость протекания процесса. Есть элементы, которые могут повлиять на качество моделируемых процессов. В первую очередь это мощность вычислительной машины, во-вторых, это научные знания о моделируемом процессе или явлении.

Интерактивность и эффект полного погружения дают возможность проведения занятий в режиме виртуальной и дополненной реальности, что совместимо с дистанционным обучением [14]. Цифровые объекты и процессы обладают уникальной способностью к бесконечному тиражированию и применению, практически не требуя дополнительных ресурсов ни в материальном, ни во временном плане.

В сфере разработки облачных платформ для обеспечения безопасности компании, такие как «Газпром нефть», демонстрируют прогресс, внедряя комплексные автоматизированные системы. Эти платформы охватывают весь спектр задач по управлению безопасностью, начиная от формирования поручений в области охраны труда и заканчивая глубоким анализом происшествий [15].

Современные предприятия активно внедряют цифровые технологии и устройства, включая средства

индивидуальной защиты. Работники используют цифровизированные средства индивидуальной защиты, что существенно уменьшает вероятность производственных травм.

На крупных предприятиях используются «умные» каски, позволяющие фиксировать нахождение рабочего и осуществлять мониторинг его действий, исключать и предупреждать аварийные ситуации. Разработанный компанией «ВИПАКС» аппаратно-программный комплекс Domination активно применяется различными компаниями для проведения мониторинга.

Для нефтегазовых, угольных компаний, химических и энергетических предприятий создан модуль «Вторжение в зону», который фиксирует попадание работников в опасную зону. Система позволяет наблюдать за всей охраняемой территорией на экране и одновременно вести наблюдение за четырьмя зонами с одной камеры.

Появился модуль «Контроль скорости и направления», который предназначен для регистрации скорости движения транспортных средств по территории предприятия (от 5 до 10 км/ч) и для определения скорости передвижения сотрудников, перемещающихся пешком. Когда сотрудник, управляя автотранспортом, превысит скорость, модуль регистрирует нарушение и оповестит об этом события видеооператора.

Для повышения пожарной безопасности разработан модуль «Детектор огня», который позволяет благодаря установленным камерам обнаруживать возгорание и передавать сообщение в службу пожарной охраны и спасателей.

Система «Выявление ЧП на предприятии» фиксирует и распознает хлопки, взрывы, падения предметов, а также громкие, свистящие и иные посторонние звуки.

Для обеспечения объективного проведения медицинского осмотра появилась новая разработка «Электронная система медицинского осмотра». Она предназначена для оценки готовности сотрудника к работе на основе проведения медицинских измерений и записи заключения о допуске/недопуске к работе в электронном журнале медосмотров.

Преимущества применения цифровых технологий для нефтегазодобывающих предприятий

Главные плюсы использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли:

- снижение числа несчастных случаев;
- прогнозирование эксплуатационных рисков;
- повышение трудовой продуктивности с помощью современных технологий;
- автоматизация взаимодействия с контролирующими органами.

Проблемы и препятствия при внедрении цифровых технологий в систему управления охраной труда на нефтегазодобывающих предприятиях Несмотря на неоспоримые преимущества цифровых технологий, можно выделить и ряд трудностей при их реализации:

- высокие затраты на внедрение (создание и интеграция цифровых систем требуют значительных инвестиций);
- недостаток квалифицированных кадров (сотрудникам необходимо обучаться и работать в новых условиях, использовать новые инструменты в работе);
- необходимость доработки нормативной базы (правовые акты не успевают за быстрыми темпами развития технологий);
- кибербезопасность (с увеличением числа подключенных устройств и объемов данных возрастает риск кибератак и утечек данных).

Заключение

Внедрение в производственные процессы цифровых технологий активно происходит в нефтегазовой отрасли России. Их использование уменьшает количество

производственных травм, увеличивая эффективность и устойчивость СУОТ на предприятии. Современные методы, внедряемые в производство, повышают международную конкурентоспособность российской нефтегазодобывающей отрасли. Таким образом, технологическая модернизация становится ключевым фактором повышения устойчивости и эффективности СУОТ в отечественной нефтегазовой индустрии. Успешное внедрение технологий требует комплексного решения. Для обеспечения устойчивого развития нефтегазовой отрасли России в условиях современных экономических вызовов и новых потребностей необходимо сосредоточить усилия на подготовке высококвалифицированных специалистов, инвестировать во внедрение передовых технологий и своевременно обновлять законодательную базу. Это направление приобретает стратегическую важность и становится неизбежным для дальнейшего прогресса.

Список источников

1. Байрамшин Т. А. Принципы и элементы охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли России // International agricultural journal. Экономика и бизнес. 2021. Т. 64, № 1. С. 105–111. DOI 10.24411/2588-0209-2021-10283.

2. Минаева И. А., Газизов В. Р. Формирование эффективной культуры безопасности как направление совершенствования системы охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 8. С. 48–52. DOI 10.24000/0409-2961-2018-8-48-52.

3. Промышленная безопасность, охрана труда в ПАО Сургутнефтегаз. URL: https://www.surgutneftegas.ru/responsibility/social_politics/promyshlennaya-bezopasnost-i-okhrana-truda/.

4. Федосов А. В., Вадулина Н. В., Шабанова В. В., Абдрахманов Н. Х. Особенности организации промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4(110). С. 193–201.

5. Тимофеева С. С., Попова Н. А. Инновации в охране труда для нефтедобычи // XXI век. Техносферная безопасность. 2020. № 5(2). С. 198–210. DOI 10.21285/2500-1582-2020-2-198-210.

6. ВНИИ труда Минтруда России. Новая модель управления охраной труда на основе риск-ориентированного и процессового подходов. URL: https://tzn.sakhalin.gov.ru/fileadmin/docs/trud-otnoshenie/oxrana-truda/inform-2023/OPR_broshjura.pdf.

7. Тимофеев С. С., Тимофеева С. С. Цифровое будущее охраны труда // XXI век. Техносферная безопасность. 2022. Т. 7, № 1(25). С. 51–62. DOI 10.21285/2500-1582-2022-1-51-62.

8. Тимофеева С. С. Инновации в охране труда // XXI век. Техносферная безопасность. 2016. Т. 1, № 3(3). С. 10–21.

9. Халипин В. В. Подходы к управлению цифровыми рисками нефтегазовых компаний // Молодой ученый. 2024. № 13(512). С. 327–334.

10. Время быть вместе. Промышленная безопасность. 2023. URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2023/process-safety/industrial-safety/>.

11. Андрушко Д. Ю. Применение технологий виртуальной и дополненной реальности в образовательном процессе: проблемы и перспективы // Научное обозрение. Педагогические науки. 2018. № 6. С. 5–10.

12. Иванова А. В. Технологии виртуальной и дополненной реальности: возможности и препятствия применения // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. № 3. С. 88–107. DOI 10.17747/2078-8886-2018-3-88-107.

13. Herron I. Augmented reality in medical education and training // Journal of Bleetronic Resources in Medical Libraries. 2016. Vol. 13, iss. 2. P. 51–55. DOI 10.1080/15424065.2016.1175987.

14. Смолин А. А., Жданов Д. Д., Потемин И. С., Меженин А. В., Богатырев В. А. Системы виртуальной, дополненной и смешанной реальности: Учебное пособие. Санкт-Петербург: Университет ИТМО, 2018. 59 с.

15. Цифровая эволюция. Будущее нефтяной отрасли – в применении цифровых технологий. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/special-projects/tsifrovaya-evolyutsiya?ysclid=m8mrydklum370670506>.

16. Биоконтроль. Тест-пластина «Грибы, дрожжи, плесени». URL: <https://biocontrolgr.ru/tproduct/929357605492-test-plastina-gribi-drozhzhi-pleсени>.

References

1. Bajramshin T. A. Principles and elements of labor protection at enterprises of the oil and gas industry of Russia // International agricultural journal. Economy and business. 2021. Vol. 64, no. 1. P. 105–111. (In Russ.). DOI 10.24411/2588-0209-2021-10283.

2. Minaeva I. A., Gazizov V. R. Formation of an effective safety culture as a direction for improving the labor protection system at enterprises of the oil and gas industry // Occupational Safety in Industry. 2018. No. 8. P. 48–52. (In Russ.). DOI 10.24000/0409-2961-2018-8-48-52.

3. Industrial safety, labor protection at Surgutneftegas PJSC. (In Russ.). URL: https://www.surgutneftegas.ru/responsibility/social_politics/promyshlennaya-bezopasnost-i-okhrana-truda/.

4. Fedosov A. V., Vadulina N. V., Shabanova V. V., Abdrakhmanov N. Kh. Features of the organization of industrial safety and labor protection at enterprises of the oil and gas industry // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. 2017. No. 4(110). P. 193–201. (In Russ.).

5. Timofeeva S. S., Popova N. A. Innovations in labor protection for oil production // XXI century. Technosphere safety. 2020. No. 5(2). P. 198–210. (In Russ.). DOI 10.21285/2500-1582-2020-2-198-210.

6. All-Russian Research Institute of Labor of the Ministry of Labor of Russia. A New Model of Occupational Safety and Health Management Based on Risk-Oriented and Process-Based Approaches. (In Russ.). URL: https://tzn.sakhalin.gov.ru/fileadmin/docs/trud-otnoshenie/oxrana-truda/inform-2023/OPR_broshjura.pdf.

7. Timofeev S. S., Timofeeva S. S. Digital Future of Occupational Safety // 21st Century. Technosphere Safety. 2022. Vol. 7, no. 1(25). P. 51–62. (In Russ.). DOI 10.21285/2500-1582-2022-1-51-62.

8. Timofeeva S. S. Innovations in Occupational Safety // 21st Century. Technosphere Safety. 2016. Vol. 1, no. 3(3). P. 10–21. (In Russ.).

9. Khalipin V. V. Approaches to Managing Digital Risks of Oil and Gas Companies // Young Scientist. 2024. No. 13(512). P. 327–334. (In Russ.).

10. Time to Be Together. Industrial Safety. 2023. (In Russ.). URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2023/process-safety/industrial-safety>.

11. Andrushko D. Yu. Application of Virtual and Augmented Reality Technologies in the Educational Process: Problems and Prospects // Scientific review. Pedagogical Sciences. 2018. No. 6. P. 5–10. (In Russ.).

12. Ivanova A. V. Virtual and Augmented Reality Technologies: Possibilities and Obstacles to Application // Strategic decisions and risk management. 2018. No. 3. P. 88–107. (In Russ.). DOI 10.17747/2078-8886-2018-3-88-107.

13. Herron I. Augmented reality in medical education and training // Journal of Bleetronic Resources in Medical Libraries. 2016. Vol. 13, iss. 2. P. 51–55. DOI 10.1080/15424065.2016.1175987.

14. Smolin A. A., Zhdanov D. D., Potemin I. S., Mezhenin A. V., Bogatyrev V. A. Systems of virtual, augmented, and mixed reality: Study guide. St. Petersburg: ITMO University, 2018. 59 p. (In Russ.).

15. Digital evolution. The future of the oil industry lies in the application of digital technologies. (In Russ.). URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/special-projects/tsifrovaya-evolyutsiya?ysclid=m8mrydklum370670506>.

16. Biocontrol. Fungi, yeast, and mold test plate. (In Russ.). URL: <https://biocontrolgr.ru/tproduct/929357605492-test-plastina-gribi-drozhzhi-pleseni>.

Информация об авторах

Иван Юрьевич Голованов, кандидат технических наук доцент кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Дияна Дамировна Даянова, кандидат физико-математических наук, руководитель направления проектного менеджмента

Михаил Георгиевич Лагуткин, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Виктория Олеговна Стрельникова, старший преподаватель кафедры процессов и аппаратов химических технологий имени Гельперина Н. И.

Вадим Александрович Диков, кандидат технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Технологическое оборудование и транспортные системы»

Information about the authors

Ivan Yu. Golovanov, candidate of technical sciences, associate professor of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Diyana D. Dayanova, candidate of physical and mathematical sciences, head of project management

Mikhail G. Lagutkin, doctor of technical sciences, professor, professor of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Victoria O. Strelnikova, senior lecturer of the department of chemical engineering named after Gelperin N. I.

Vadim A. Dikov, candidate of technical sciences, professor, head of the department of technological equipment and transport systems

Статья поступила в редакцию 21.01.2026; одобрена после рецензирования 18.03.2026; принята к публикации 30.03.2026.

The article was submitted 21.01.2026; approved after reviewing 18.03.2026; accepted for publication 30.03.2026.

СОБЫТИЯ НАУЧНОЙ ЖИЗНИ

Научные конференции

XI Международная научно-техническая конференция «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ОМНР-2026) состоялась 15–17 апреля 2026 года. Мероприятие организовано ПАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ЧУ СЦ «ВНИИГАЗ-Сертификат» и объединило 330 специалистов из 93 организаций. Ключевое внимание участников было сосредоточено на комплексных вопросах освоения морских месторождений: геологоразведке, бурении, обустройстве и транспортировке углеводородов, а также инженерно-геологических и климатических особенностях шельфовых регионов. Отдельный акцент сделан на повышении промышленной безопасности, развитии логистики и обеспечении круглогодичной навигации по Северному морскому пути.



В Ханты-Мансийске в апреле **IX Международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица»** собрал молодых ученых, инженеров и экспертов, которые рассмотрели такие актуальные вопросы развития нефтегазового комплекса, как оптимизация разработки зрелых месторождений, повышение нефтеотдачи, инновационные технологии добычи и переработки углеводородного сырья, развитие подводных систем добычи, экологическая безопасность и устойчивое природопользование. Особое внимание было уделено подготовке молодых специалистов и интеграции студенческой науки в решение прикладных отраслевых задач.

В рамках деловой программы форума прошли VIII Международный нефтяной академический конгресс имени Ф. К. Салманова, международная моло-

дежная научно-практическая конференция под эгидой Совета молодых ученых РАН и другие мероприятия.

На площадке седьмого цикла образовательного проекта «ЭнерГений» были организованы четыре производственных направления: «Оптимизация разработки зрелого месторождения», «Повышение эффективности установок получения гелия», «Инновационная переработка полимерных отходов на нефтехимическом предприятии», «Разработка архитектуры подводного месторождения с использованием систем подводной добычи углеводородов». Организаторами выступили Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Югорский государственный университет, АО «Газпром шельфпроект», ООО «Газсерф».

V Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» 19–21 мая 2026 года была проведена Санкт-Петербургским горным университетом императрицы Екатерины II. Участники обсудили современные технологические решения в области разведки и добычи углеводородного сырья, вопросы повышения эффективности производственных процессов, а также внедрения экологически ориентированных технологий в нефтегазовой отрасли.

Международный форум «Нефть и газ – 2026» прошел 21–24 апреля 2026 года в Губкинском университете при поддержке Министерства энергетики РФ и Министерства науки и высшего образования РФ. Форум объединил более 2 тыс. ученых, специалистов топливно-энергетического комплекса и обучающихся профильных образовательных учреждений.

На стратегической панельной сессии «Единая система ТЭК как ключевой фактор конкурентоспособности отрасли и создания условий для инноваций» обсуждались вопросы, связанные с перспективами развития ТЭК, создания условий для инноваций и новых технологических решений.

В день открытия форума начала свою работу традиционная выставка, представляющая наиболее передовые разработки.

В рамках форума состоялся чемпионат «Компьютерный инжиниринг и технологическое моделирование», а также юбилейная 80-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2026». На конференции были представлены научные работы по 25 тематическим направлениям, прошедшие этап предварительной экспертизы, было заслушано более 700 работ. Авторы лучших работ были отмечены дипломами и специальными призами.



В Тюменском индустриальном университете состоялась **международная научно-техническая конференция «Транспорт и хранение углеводородного сырья»**. Работа велась по четырем тематическим секциям, в рамках которых было представлено более 100 докладов профессоров, представителей производственных предприятий и молодых ученых.

Конференция объединила свыше 200 участников из более чем 30 регионов РФ и зарубежья: Москвы, Санкт-Петербурга, Владивостока, Альметьевска, Уфы, Ухты, Самары, Омска, Красноярска, Новосибирска, Ярославля, а также Беларуси, Китая, Казахстана, Алжира и других стран и регионов.

В фокусе внимания участников оказались ключевые вызовы современной отрасли: внедрение искус-

ственного интеллекта, создание цифровых двойников, обеспечение экологической безопасности и эксплуатация инфраструктуры в сложных климатических условиях. Участники обсуждали современные методы мониторинга состояния и предиктивного управления на объектах транспорта и хранения углеводородов, диагностики магистральных трубопроводов, перспективы применения композитных и полимерных материалов, а также вопросы оптимизации работы насосного и компрессорного оборудования и многие другие. Особое внимание уделялось цифровизации и технологиям искусственного интеллекта: от алгоритмов предиктивной аналитики до разработки программного обеспечения для моделирования систем сбора скважинной продукции.

Важной частью программы стал круглый стол «Инновационные технологии обеспечения надежности, эффективности и безопасности объектов нефтегазового комплекса», прошедший при участии индустриальных партнеров.



23 апреля 2026 года в Москве прошла **конференция «Буровая и промысловая химия 2026»**. Особое внимание уделялось вопросам импортозамещения, внедрения инновационных технологий и повышения эффективности добычи в условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов. В рамках деловой программы были рассмотрены актуальные тенденции рынка, новые технологические решения и стратегии адаптации к структурным изменениям в отрасли.

В Минэнерго России 26 мая 2026 года состоялся **отраслевой семинар «Трудноизвлекаемые запасы нефти: технологии добычи и экономическая целесообразность»**. Мероприятие объединило представителей ведущих нефтегазовых компаний, отраслевых экспертных организаций, научного и образовательного сообщества.

Участники семинара обсудили вопросы совершенствования нормативного и налогового регулирования, стимулирования технологического развития, подготовки инженерных кадров и расширения взаимодействия науки, образования и промышленности.

Выступая на семинаре, министр энергетики РФ Сергей Цивилев подчеркнул необходимость сохранения и развития традиций русской инженерной школы, основанной на способности находить нестандартные решения сложнейших технологических задач и успешно реализовывать их на практике.

Наука и инновации

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина разработано программное обеспечение, позволяющее повысить производительность малотоннажных заводов по производству СПГ до 7% и снизить их энергозатраты до 5%.

Разработка представляет собой цифровую имитационную модель, которая выявляет «узкие» места производственных процессов и подсказывает точечные решения, а также систему принятия решений для оператора.

На первом этапе проекта ученые провели исследования на одном из предприятий мощностью 21,5 тыс. тонн в год и создали цифровую копию технологического процесса, которая позволила выявить проблемы, снижающие эффективность установки: высокие потери газа при регенерации адсорберов, недостаточную эффективность холодильного цикла, некорректные показания контрольно-измерительных приборов, неудовлетворительную теплоизоляцию трубопроводов. На основе этих данных были предложены меры модернизации: использование отпарного газа, установка регулируемого дросселя, замена теплоизоляции, калибровка КИП и корректировка давления хранения СПГ.

Ученые РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина совместно с инженерами российских предприятий разработали и испытали технологию дистанционного сбора данных с магистральных нефте- и газопроводов с использованием БПЛА в условиях отсутствия связи.

На стандартных контрольно-измерительных пунктах, которые уже установлены вдоль трасс трубопроводов, размещаются устройства сбора данных, которые накапливают и хранят информацию в энергонезависимой памяти. Беспилотник, оснащенный приемным модулем, пролетая над этими пунктами, получает данные по беспроводной связи (блютуз) с низким энергопотреблением. Весь процесс занимает не более пяти секунд на одну точку.

Первые полевые испытания системы прошли успешно.

В ходе испытаний использовался отечественный квадрокоптер «Геоскан-401». Разработка использует серийно выпускаемое оборудование российского производства, включая подсистемы коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ, которые уже более десяти лет применяются на объектах нефтегазового комплекса страны.

Особую значимость технология приобретает для восточных регионов России, где активно строятся и эксплуатируются новые магистральные трубопроводы. В этих районах расстояние между компрессорными и насосными станциями может достигать 400 километров, а инфраструктура связи развита слабо.



Подготовка кадров



В Пермском политехе (ПНИПУ) при поддержке компании «Химпром» открылась лаборатория «Буровых и тампонажных растворов». Новая лаборатория даст студентам практическую подготовку и возможность участвовать в реальных научных исследованиях. В лаборатории установлено современное оборудование, позволяющее проводить многоступенчатые эксперименты по разработке и тестированию рецептур буровых и тампонажных растворов. Аналогичные приборы применяются на большинстве крупных нефтегазовых предприятий.

Современное оборудование позволит молодым инженерам еще в стенах вуза овладеть компетенциями, востребованными на ведущих предприятиях отрасли.

Трехстороннее соглашение о развитии сотрудничества в сфере подготовки кадров заключили Уфимский государственный нефтяной технический университет, «Роснефть» и Университет Цинхуа (Китай). Событие состоялось в рамках XXIX Петербургского международного экономического форума.

Соглашение предусматривает обучение сотрудников компании по совместным образовательным программам УГНТУ и Университета Цинхуа по следующим направлениям: цифровизация, искусственный интеллект и новые технологии в нефтегазовой отрасли, управление научно-технической и инновационной деятельностью, локализация производства, климатические проекты и др.

2026. КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ

АВГУСТ

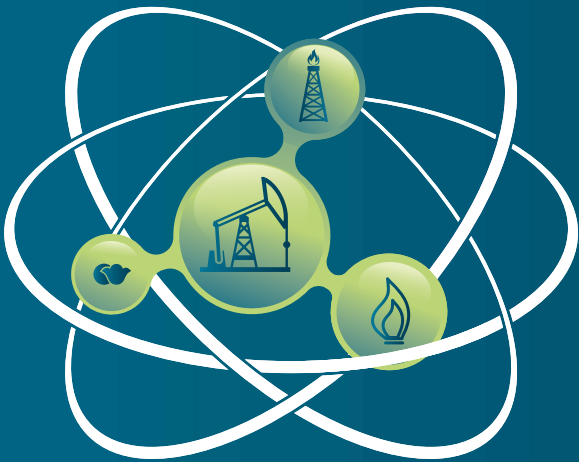
- 4–6 7-я Научно-практическая конференция «Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли», Нижний Новгород, «Геомодель»
- 22–26 XI Международная научно-практическая конференция «Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ», Каспийск, Международная ассоциация «АИС»
- 26–28 Татарстанский нефтегазохимический форум – 2026, Казань, «Казанская ярмарка»

СЕНТЯБРЬ

- 7–10 28-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2026», Геленджик, «Геомодель»
- 10–11 XII Федеральный форум по ИТ и цифровым технологиям нефтегазовой отрасли России Smart Oil & Gas 2026, Москва, Comnews Conferences
- 21 2-я конференция и выставка по мало- и среднетоннажным проектам «Разнотоннажная химия 2026», Москва, «Энерджи Лидер»
- 21–25 Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов», Сочи, Научно-производственная фирма «Нитпо»
- 22 Конференция и выставка по технологиям и оборудованию для газовой и химической промышленности «Лидеры России и стран СНГ: Газ и химия 2026», Москва, «Энерджи Лидер»
- 23–24 IX Научно-техническая конференция «Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», Томск, ТомскНИПИнефть
- 28–29 10-й Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии «Синтезис 2026», Сочи, «СБ проект»
- 29–30 Российская отраслевая энергетическая конференция с международным участием (РОЭК), Москва, «Геомодель»
- 30 XVI Конференция «Модернизация производств для переработки нефти и газа» («Нефтегазопереработка-2026»), Москва, «Московские нефтегазовые конференции»

ОКТЯБРЬ

- 5–7 Всероссийская научная конференция «Актуальные проблемы геологии, геохимии и геофизики нефти и газа», Новосибирск, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН
- 6–9 XV Петербургский международный газовый форум (ПМГФ), Санкт-Петербург, «Экспофорум-Интернэшнл»
- 12–13 VI Всероссийская научная конференция (с международным участием) «Левинтерские чтения. Переработка углеводородного сырья. Комплексные решения», Самара, Самарский государственный технический университет
- 13–15 Российский нефтегазовый технический конгресс, Москва, «Российский нефтегазовый технический конгресс»
- 13–16 IX Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа», Москва, Институт проблем нефти и газа РАН
- 21–22 Международная конференция по развитию водородной энергетики International Hydrogen Conference, Москва, «Национальный нефтегазовый форум»
- 26–30 Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: инновационные



МЕЖДУНАРОДНАЯ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ
ВЫСТАВКА

KAZAN
Oil, Gas &
Chemistry

В РАМКАХ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

26–28 | 2026
АВГУСТА | КАЗАНЬ

Международный выставочный центр «Казань Экспо»

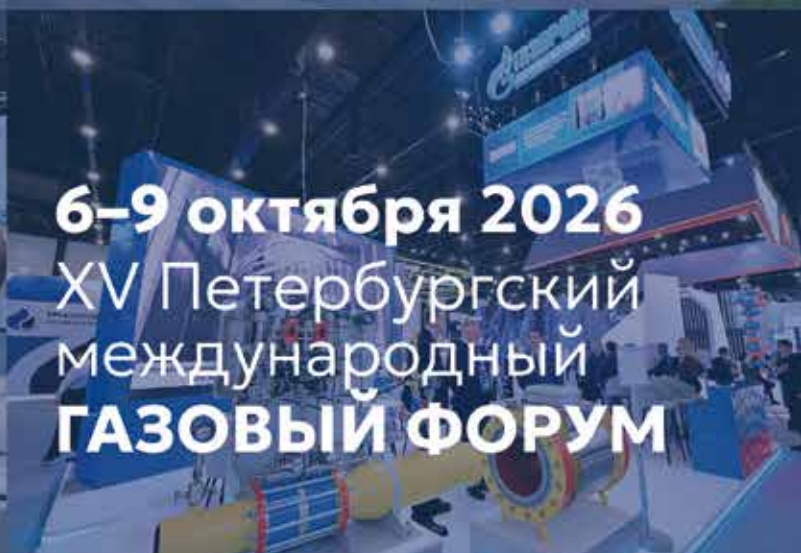


www.kazan-ogc.ru

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ:
"РЫНОК ГАЗА 2025-2035:
НОВЫЕ ОЧЕРТАНИЯ В
УСЛОВИЯХ
ТРАНСФОРМАЦИИ"



7-10 октября 2025
XIV Петербургский
международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB

