

Трудноизвлекаемые запасы

НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



CO₂ для нефти и экологии. стр. 47

Какой метод закачки выбрать: сверхкритический газ, WAG или карбонизированную воду?
Авторы предлагают критерии для максимизации вытеснения или надёжного хранения.



Международная научно-практическая конференция

Трудноизвлекаемые запасы нефти

Будущее рождается здесь!

7-8
октября



Направления конференции:

- Геология и геофизика: от теории к практическим решениям
- Разработка и эксплуатация месторождений углеводородов
- Технологии добычи, подготовки и обустройства месторождений
- Цифровые технологии и ИИ в нефтегазовой отрасли
- Бурение, строительство и ремонт скважин

Регистрация на сайте
конференции

almet-trizn.ru



Место проведения:

Российская Федерация, Респ. Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Советская, 186а



8(8553) 31-09-50 доб. 54220

КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ 2026

Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting
2026

Мероприятия посвящены изучению строения и процессов осадконакопления карбонатных коллекторов, теории и практики петрофизических исследований данных пластов, методов изучения карбонатных отложений и методик разработки подобных месторождений нефти и газа. Также будут обсуждаться темы, связанные со стратиграфией и палеонтологией, включая фундаментальные и прикладные аспекты, геохимию, палеоклимат, палеогеографию, минералогию, литологию, геофизические методы изучения ископаемых, а также осадочные бассейны и их нефтегазовый потенциал.

КАЗАНЬ

12-14 АВГУСТА

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УЛ. КРЕМЛЕВСКАЯ, Д. 4/5

КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ 2026

НАПРАВЛЕНИЯ:

1. Методика изучения и лабораторные исследования
2. Геология карбонатов
3. Седиментология и литология
4. Разработка, бурение и исследование скважин

КОНТАКТЫ

Регистрация и подробная информация на сайте: karb0n.ru



TG: @karb0n_ru



Сайт: karb0n.ru



Канал в MAX

KAZAN GOLOVKINSKY STRATIGRAPHIC MEETING 2026

НАПРАВЛЕНИЯ:

1. Стратиграфия, палеонтология: фундаментальные и прикладные аспекты
2. Геохимия
3. Палеоклимат, палеогеография
4. Минералогия, литология, геофизические методы, полезные ископаемые
5. Осадочные бассейны, углеводородный потенциал

КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Абдуллина Элина Айратовна
ФГАОУ ВО КФУ
+7 952 036 99 98
karbon.conf@gmail.com

KAZAN GOLOVKINSKY STRATIGRAPHIC MEETING

Уразаева Миляуша Назимовна
ФГАОУ ВО КФУ
+7 904 675 53 25
urazaeva.m.n@mail.ru



www.триз.вшн-агту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Трудноизвлекаемые НАУЧНО- ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ запасы

Журнал «Трудноизвлекаемые запасы» – рецензируемое научно-техническое издание.

Главный редактор

А.А. Дьяконов, д.т.н., Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (Альметьевск, Россия)

Заместитель главного редактора

О.В. Жданев, д.т.н., ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ (Москва, Россия)

Редакционная коллегия

С.В. Головин, д.ф.-м.н., СО РАН (Новосибирск, Россия)

А.А. Осипцов, д.ф.-м.н., Сколковский институт науки и технологий (Москва, Россия)

Г.А. Калмыков, д.г.-м.н., МГУ им. М.В. Ломоносова (Москва, Россия)

С.Г. Кузьменков, д.г.-м.н., Югорский государственный университет (Ханты-Мансийск, Россия)

Б.Н. Мастобаев, д.т.н., Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа, Россия)

А.А. Махмудов, д.г.-м.н., ООО «НПФ «Нефтегазтехнология» (Уфа, Россия)

С.В. Степанов, д.т.н., ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Тюмень, Россия)

Т.С. Усманов, к.х.н., институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Альметьевск, Россия)

К.М. Федоров, д.ф.-м.н., Тюменский государственный университет (Тюмень, Россия)

М.М. Хасанов, д.т.н., ПАО «Газпром Нефть» (Санкт-Петербург, Россия)

А.Н. Шандрыгин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия)

Бун Тхань Бинь, PhD, Университет «Петровьетнам» (Ба Риа, Вьетнам)

Мохд Сязван, PhD, Университет Малайзии Сабах (Кота-Кинабалу, Малайзия)

Сун Цзэчжан, PhD, Китайско-российская совместная лаборатория по ИИ для углеродной нейтральности (Пекин, Китай)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе:
триз.вшн-агту.рф

Редакция

Ответственный секретарь – **Т.П. Гришина**, к.г.н., (Альметьевск, Россия)

Специалист по верстке: Кадыргулова А.А., Привалова Ю.Р.

Специалист по переводу: Шигапова А.Х.

Дизайнер: Привалова Ю.Р.

Адрес редакции и издателя

423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, Альметьевский р-н, г.п. город Альметьевск, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186А, пом. 1003

Свидетельство о регистрации СМИ: ЭЛ № ФС77-89894 от 5 августа 2025 г.,

выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.06.2026. Цена: бесплатно.

Форма распространения: сетевое издание

При цитировании ссылка на журнал «Трудноизвлекаемые запасы» обязательна

© 2026 Научно-технический журнал «Трудноизвлекаемые запасы».

Под изданием ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0

License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

The journal «Hard-to-Recover Reserves» is a peer-reviewed scientific and technical publication.

Editor-in-chief

A.A. Dyakonov, Doctor of Technical Sciences, Almeteyvsk state technological university «Petroleum higher school» (Almeteyvsk, Russia)

Deputy Chief Editor

O.V. Zhdaneev, Doctor of Technical Sciences, Federal State Budgetary Institution «Russian Energy Agency» of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

Editorial Board

S.V. Golovin, Doctor of Physics and Mathematics, SB RAS (Novosibirsk, Russia)

A.A. Osiptsov, Doctor of Physics and Mathematics, Skolkovo Institute of Science and Technology (Moscow, Russia)

G.A. Kalmykov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Lomonosov Moscow State University (Moscow, Russia)

S.G. Kuzmenkov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Ugra State University (Khanty-Mansiysk, Russia)

B.N. Mastobaev, Doctor of Technical Sciences, Ufa State Petroleum Technical University (Ufa, Russia)

A.A. Makhmutov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, LLC SPF Neftegaztekhlogiya (Ufa, Russia)

Stepanov S.V., Doctor of Technical Sciences, Tyumen Oil Research Center LLC (Tyumen, Russia)

T.S. Usmanov, Ph.D of Chemistry, Institute «TatNIPIneft», PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (Almeteyvsk, Russia)

K.M. Fedorov, Doctor of Physical Sciences, Tyumen State University (Tyumen, Russia)

M. M. Khasanov, Doctor of Technical Sciences, Gazprom Neft PJSC (St. Petersburg, Russia)

A.N. Shandrygin, Doctor of Technical Sciences, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia)

Bui Thanh Binh, PhD, Petrovietnam University (Ba Ria, Vietnam)

Mohd Syazvan, PhD, University of Malaysia Sabah (Kota Kinabalu, Malaysia)

Song Zezhang, PhD, China-Russia Joint Laboratory on AI for Carbon Neutrality (Beijing, China)

Full-text electronic version of the journal in the public domain:

триз.вшн-агту.рф

Editorial office

Executive Secretary – **Tamara Grishina**, Ph.D of geographical sciences (Almeteyvsk, Russia)

Layout specialist: Alsu Kadyrgulova, Yulia Privalova

Translation Specialist: Asiya Shigapova

Designer: Yulia Privalova

Editorial and Publisher Address

423462, office 1003, 186A, Sovetskaya str., town Almeteyvsk, Almeteyvsk, Almeteyvsk district, Republic of Tatarstan, Russian Federation

Certificate of registration of mass media: EL No. FS77-89894 dated August 5, 2025, issued by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology and Mass Communications (Roskomnadzor)

The Journal is issued 4 times a year

issue date 30.06.2026. Price: free.

Distribution form: online publication

When quoting, a reference to the journal «Hard-to-Recover Reserves» is required

© 2026 Scientific and Technical Journal «Hard-to-Recover Reserves». Published by Almeteyvsk state technological university «Petroleum higher school»

All the materials of the journal are available under license Creative Commons Attribution 4.0

License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



www.триз.вшн-агту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Оглавление

Учет вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти	6
<i>Р.З. Гулиев, О.Н. Пичугин, С.П. Родионов</i>	
Сравнительный анализ методов моделирования трещиноватых коллекторов: от дискретных моделей трещин к апскейлингу в модели двойной среды и одинарной пористости	16
<i>А.А. Терентьев</i>	
Вероятностный прогноз давления пескопроявления по результатам одномерного геомеханического моделирования	23
<i>Е.В. Новикова, А.Г. Собаев, И.А. Воронов</i>	
Моделирование центратора-турбулизатора	30
<i>Д.Р. Набиуллин, А.А. Дьяконов, Л.Б. Хузина</i>	
О применимости технологии управляемого радиального вскрытия платста	34
<i>Л.И. Гарипова, Д. Р. Хаярова, А. И. Гайфуллин, И. Р. Камалов</i>	
Комплексный анализ изменения исходного состава битумоида при применении тепловых методов воздействия	39
<i>Д.И. Ганиев, И.Ф. Гареев, В.Д. Стороженко, В.Н. Лебедев</i>	
Сравнительный анализ эффективности различных форм и технологий закачки CO₂ для геологического захоронения и повышения нефтеотдачи пластов	47
<i>Ч.А. Гарифуллина, Д.С. Климов</i>	
Результаты петромагнитных исследований керна тюменской свиты и пород палеозой- ского фундамента	52
<i>М.В. Решетников, К.В. Павленко, Д.О. Березин, И.А. Товбин</i>	
Повышение эффективности разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе учета глинистого фактора	61
<i>В.А. Жолудева</i>	
К вопросу потенциального применения электропроводности при оценке коррозионной активности кислотных растворов	64
<i>А.А. Ибраев, И.А. Аленькин, Р.Р. Закиров, Т.Т. Белова</i>	



www.триз.вшн-арту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Table of contents

Accounting for viscous instability in reservoir simulation of heavy oil displacement.....	6
<i>R.Z. Guliev, O.N. Pichugin, S.P. Rodionov</i>	
Comparative analysis of fractured reservoir modeling methods: from discrete fracture networks to upscaling into dual-porosity and single-porosity models.....	16
<i>A.A. Terentyev</i>	
Probabilistic forecast of sand pressure based on the results of one-dimensional geomechanical modeling.....	23
<i>E.V. Novikova, A.G. Sobaev, I.A. Voronov</i>	
Modeling of a centralizer-turbulator	30
<i>D.R. Nabiullin, A.A. Dyakonov, L.B. Khuzina</i>	
Of the applicability of controlled radial reservoir penetration technology	34
<i>L.I. Garipova, D.R. Khayarova, A.I. Gayfullin, I.R. Kamalov</i>	
Comprehensive analysis of bitumen composition alterations after thermal recovery processes.....	39
<i>D.I. Ganiev, I.F. Gareev, V.D. Storozhenko, V.N. Lebedev</i>	
Comparative analysis of the efficiency of various forms and technologies of CO₂ injection for geological storage and enhanced oil recovery	47
<i>Ch.A. Garifullina, D.S. Klimov</i>	
Results of petromagnetic studies of core material from the Tyumen suite and Paleozoic basement rocks.....	52
<i>M.V. Reshetnikov, K.V. Pavlenko, D.O. Berezin, I.A. Tovbin</i>	
Improving the efficiency of the development of facilities with hard-to-recover reserves based on the consideration of the clay factor.....	61
<i>V.A. Zholudeva</i>	
On the issue of potential application of electrical conductivity in assessing the corrosive activity of acid solutions	64
<i>A.A. Ibraev, I.A. Alenkin, R.R. Zakirov, T.T. Belova</i>	

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.43

Учет вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефтиР.З. Гулиев¹, О.Н. Пичугин¹, С.П. Родионов²¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия²Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

Предметом исследования является вязкостная неустойчивость (вязкие пальцы) фронта вытеснения, возникающая при неблагоприятном соотношении подвижностей в процессе заводнения залежей высоковязкой нефти, и способы ее учета при гидродинамическом моделировании. Цель работы: количественная оценка воспроизведения вязкостной неустойчивости на расчетных сетках различного разрешения, выявление ограничений численных постановок и обоснование концепции крупноточного учета эффекта через калиброванные псевдо-параметры вытеснения. В качестве эталонного инструмента использован симулятор с открытым исходным кодом porousMultiphaseFoam (PMF), построенный на платформе OpenFOAM; для сопоставления привлечен промышленный (коммерческий) гидродинамический симулятор. Выполнены две серии численных экспериментов: прямое сопоставление двух симуляторов на идентичной задаче высоковязкого вытеснения и исследование влияния шага расчетной сетки в PMF при неизменной физической постановке. Сопоставление проводилось по полям водонасыщенности и интегральным технологическим показателям разработки – динамике добычи нефти и воды, обводненности продукции и коэффициенту извлечения нефти. Установлено, что континуальная двухфазная постановка в однородной среде без явного источника возмущений не инициирует пальцеобразование, а штатная численная диффузия конечно-объемных схем подавляет вязкие пальцы; при достаточном измельчении расчетной сетки неустойчивость проявляется и существенно снижает прогнозируемый коэффициент извлечения нефти. Полученные результаты обосновывают необходимость построения псевдо-параметров вытеснения для полномасштабных моделей. Результаты применимы при проектировании систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи на объектах с высоковязкой нефтью.

Ключевые слова: вязкостная неустойчивость, вязкие пальцы, неустойчивость Саффмана-Тейлора, высоковязкая нефть, гидродинамическое моделирование, расчетная сетка, псевдо-параметры вытеснения, численная диффузия, коэффициент извлечения нефти.

Для цитирования: Гулиев Р.З., Пичугин О.Н., Родионов С.П. (2026). Учет вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 6-15.

Accounting for viscous instability in reservoir simulation of heavy oil displacementR.Z. Guliev¹, O.N. Pichugin¹, S.P. Rodionov²¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school», Almetyevsk, Russian Federation²Tyumen Branch of the S.A. Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

The subject of the study is viscous instability (viscous fingering) of the displacement front that arises under an unfavorable mobility ratio during waterflooding of heavy oil reservoirs, and the ways to account for it in reservoir simulation. The aim of the work is a quantitative assessment of the reproduction of viscous instability on computational grids of different resolution, identification of the limitations of numerical formulations, and substantiation of the concept of coarse-grid accounting through calibrated pseudo-displacement parameters. The open-source simulator porousMultiphaseFoam (PMF), built on the OpenFOAM platform, was used as the reference tool; an industrial (commercial) reservoir simulator was used for comparison. Two series of numerical experiments were performed: a direct comparison of the two simulators on an identical heavy-oil displacement problem, and a study of the influence of the grid block size in PMF under an unchanged physical formulation. The comparison was carried out by water-saturation fields and integral production indicators – oil and water production dynamics, water cut, and the oil recovery factor. It was found that a continuum two-phase formulation in a homogeneous medium without an explicit source of perturbations does not initiate fingering, while the inherent numerical diffusion of finite-volume schemes suppresses viscous fingers; with sufficient grid refinement the instability appears and substantially reduces the predicted oil recovery factor. The results justify the need to construct pseudo-displacement parameters for full-field models. The results are applicable in the design of waterflooding systems and enhanced oil recovery methods at heavy-oil fields.

Keywords: viscous instability, viscous fingering, Saffman-Taylor instability, heavy oil, reservoir simulation, computational grid, pseudo-displacement parameters, numerical diffusion, oil recovery factor.

Recommended citation: Guliev R.Z., Pichugin O.N., Rodionov S.P. (2026). Accounting for viscous instability in reservoir simulation of heavy oil displacement. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 6-15.

Введение

Разработка залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти заводнением сопровождается принципиальной физической трудностью: подвижность вытесняющего агента значительно превышает подвижность вытесняемой нефти, в результате чего фронт вытеснения теряет устойчивость и распадается на систе-

му пальцеобразных языков, так называемых вязких пальцев. Согласно работе «The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid» (Saffman, Taylor, 1958), в которой это явление впервые было формализовано для системы вытеснения более вязкой жидкости менее вязкой, оно получило название неустойчивости Саф-

фмана-Тейлора. На промышленном уровне развитие вязкостной неустойчивости проявляется преждевременным прорывом вытесняющего агента к добывающим скважинам, ускоренным ростом обводненности продукции, ухудшением охвата заводнением и снижением коэффициента извлечения нефти.

Интерес к корректному описанию вязкостной неустойчивости в последние годы возрастает в связи с вовлечением в разработку запасов высоковязкой нефти и расширением применения методов увеличения нефтеотдачи. Согласно обзору «Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021), систематизирующему современное состояние экспериментальных и численных исследований пальцеобразования, воспроизведение неустойчивости остается нетривиальной задачей на всех масштабах – от порового до пластового. Согласно работе «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022) и исследованию «Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling» (Beteta и др., 2024) результаты показывают существенное влияние смачиваемости, капиллярных сил и масштабного фактора на режим несмешивающегося пальцеобразования. Согласно исследованию «The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media» (Starkov и др., 2023) установлен немонотонный характер скорости роста пальцев в неоднородных средах. Согласно работам «Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium» (Smirnov и др., 2021) и «Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами» (Никитин и др., 2022) рассмотрена эволюция границы раздела фаз при вытеснении вязкой жидкости.

В отечественной практике вопросы неустойчивости фронта вытеснения при заводнении получили развитие в недавних работах. Согласно работе «Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения» (Шахвердиев и др., 2019) предложена альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения в условиях неустойчивости фронта. Согласно исследованию «Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов» (Кряжев и др., 2024) выполнен критериальный анализ условий возникновения неустойчивости. Согласно работе «Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей» (Андреев и др., 2024) рассмотрен прогноз показателей разработки на основе характеристик вытеснения нефти водой. Эти исследования подтверждают практическую значимость учета вязкостной неустойчи-

ности при проектировании систем разработки.

Ключевая трудность переноса этих представлений в инженерную практику состоит в том, что достоверное воспроизведение вязкостной неустойчивости в численном моделировании требует мелкой расчетной сетки, обеспечивающей разрешение характерного масштаба пальцеобразования. Для секторных и полномасштабных гидродинамических моделей такие постановки вычислительно недостижимы. При расчетах на крупной сетке мелкомасштабные возмущения фронта подавляются численной диффузией, что приводит к систематическому завышению показателей охвата и недооценке темпов обводнения. Согласно работе «A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media» (Koval, 1963) для смешивающегося вытеснения этот эффект исторически учитывался эмпирическими параметризациями подвижности и их последующими модификациями. Согласно обзору «A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling» (Barker, Thibeau, 1997) для несмешивающегося вытеснения применяется построение псевдо-функций относительных фазовых проницаемостей при ремасштабировании. Согласно исследованию «Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood» (Beteta и др., 2023) результаты численного моделирования несмешивающегося пальцеобразования на масштабе пласта на примере полимерного заводнения подтверждают работоспособность подхода псевдо-параметризации.

Целью настоящей работы являются: количественная оценка воспроизведения вязкостной неустойчивости на расчетных сетках различного разрешения, идентификация ограничений штатных численных постановок и обоснование концепции крупносеточного учета эффекта через построение и калибровку псевдо-параметров вытеснения. Для достижения цели решались задачи: формирование эталонной мелкосеточной постановки расчета, воспроизводящей вязкие пальцы; прямое сопоставление эталонного и промышленного симуляторов на идентичной задаче; исследование влияния шага расчетной сетки на структуру фронта и интегральные показатели разработки.

Материалы и методы

В качестве эталонной использована постановка расчета в симуляторе с открытым исходным кодом porousMultiphaseFoam (PMF) – пакете для моделирования процессов фильтрации и переноса в пористых средах, построенном на платформе вычислительной гидродинамики OpenFOAM (Horgue и др., 2015). Базовый решатель impesFoam реализует двухфазное несжимаемое течение по схеме IMPES (Implicit Pressure – Explicit Saturation): уравнение для давления решается неявно, а уравнение переноса

са насыщенности – явно. Пространственная дискретизация выполняется методом конечных объемов на полиэдральной сетке OpenFOAM, поддерживаются параллельные вычисления. Пакет прошел верификацию на стандартных тестах и аналитических решениях, включая задачу Бакли-Левретта и тесты закачки трассеров.

Принципиальная особенность PMF состоит в том, что используемая в нем математическая постановка двухфазной фильтрации и класс численных схем по существу совпадают с применяемыми в промышленных симуляторах, однако пакет допускает расчеты на существенно более мелких сетках, чем доступные в полномасштабных промысловых моделях. Это позволяет рассматривать мелкосеточные расчеты PMF как эталон, в котором вязкостная неустойчивость воспроизводится явно. Математическая постановка опирается на обобщенный закон Дарси и уравнение неразрывности для каждой из фаз; скорость фильтрации фазы определяется выражением:

$$u_a = -k \cdot \frac{k_{ra}(S_w)}{\mu_a} \cdot (\nabla p_a - \rho_a g) \quad (1)$$

где u_a – скорость фильтрации фазы; k – абсолютная проницаемость; k_{ra} – относительная фазовая проницаемость; S_w – водонасыщенность; μ_a – динамическая вязкость фазы; p_a – давление фазы; ρ_a – плотность фазы; g – вектор ускорения свободного падения; индекс $a = w, o$ обозначает воду и нефть соответственно.

Уравнение неразрывности для несжимаемого двухфазного течения при отсутствии источников в расчетной ячейке имеет вид:

$$\varphi \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \cdot u_w = 0 \quad (2)$$

где φ – коэффициент пористости; t – время. Долю воды в суммарном потоке (функцию Бакли-Левретта) определяет фракционный поток:

$$f_w = \frac{(k_{rw}/\mu_w)}{(k_{rw}/\mu_w + k_{ro}/\mu_o)} \quad (3)$$

Управляющим параметром устойчивости фронта служит отношение подвижностей. Для условий вытеснения с равными концевыми точками относительных фазовых проницаемостей оно сводится к отношению вязкостей:

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (4)$$

где M – отношение подвижностей (отношение вязкостей). При $M > 1$ (вязкость нефти больше вязкости воды) фронт вытеснения неустойчив и склонен к пальцеобразованию; при $M \leq 1$ фронт устойчив и продвигается практически поршневым образом. Итоговую эффективность процесса характеризует коэффициент извлечения нефти, представленный как произведение коэффициента охвата и коэффициента вытеснения:

$$\eta = K_{охв} \cdot K_{выт} \quad (5)$$

где η – коэффициент извлечения нефти (КИН); $K_{охв}$ – коэффициент охвата вытеснением; $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения. Развитие вязких пальцев снижает прежде всего коэффициент охвата $K_{охв}$ за счет формирования недренируемых зон нефти между языками вытесняющего агента.

Для сопоставления использован промышленный (коммерческий) гидродинамический симулятор. Геометрия модели, граничные условия, относительные фазовые проницаемости, капиллярное давление, дебиты и начальные насыщенности задавались согласованно с эталонной постановкой PMF. При таком соответствии наблюдаемые расхождения интерпретируются как следствие собственных свойств численных схем, а не различий физико-математической модели.

Выполнены две серии численных экспериментов. В эксперименте 1 проведено прямое сопоставление расчетов PMF и промышленного симулятора на идентичной задаче высоковязкого вытеснения с одинаковой геометрией, относительными фазовыми проницаемостями, режимами закачки и отбора и сопоставимыми расчетными сетками; рассматривались как однородные по фильтрационно-емкостным свойствам, так и неоднородные постановки. В эксперименте 2 в PMF выполнена серия расчетов вытеснения с одним и тем же физическим заданием, но при двух существенно различных шагах расчетной сетки – грубой (шаг по осям X и Y 50 м) и мелкой (шаг по осям X и Y 2 м). Дополнительно в PMF исследовалось влияние отношения подвижностей и пространственного разрешения сетки на возникновение пальцеобразования. Параметры представительных численных экспериментов приведены в таблице 1.

Сопоставление результатов проводилось по двум группам показателей: по полям водонасыщенности, характеризующим структуру и геометрию фронта вытеснения, и по интегральным технологическим показателям разработки – динамике добычи нефти и воды, темпам обводнения продукции и коэффициенту извлечения нефти.

Таблица 1 – Параметры и результаты численных экспериментов в porousMultiphaseFoam

	Размер сетки, ячеек	Размер участка, м	М	Неоднородность ФЕС	Вязкие пальцы	Число пальцев
1	2000 x 800	1 x 0,4	100	Однородный	Да	46
2	500 x 200	1 x 0,4	100	Однородный	Да	29
3	50 x 20	1 x 0,4	100	Однородный	Нет	0
4	500 x 200	1 x 0,4	10	Однородный	Да	22
5	500 x 200	1 x 0,4	1	Однородный	Нет	0
6	500 x 200	1 x 0,4	100	Шахматная	Да	11
7	250 x 100	500 x 20	250	Слоистая (слой в центре)	Да	2
8	250 x 100	500 x 20	250	Слоистая (два слоя)	Да	1
9	250 x 100	500 x 20	250	Шахматная	Да	3

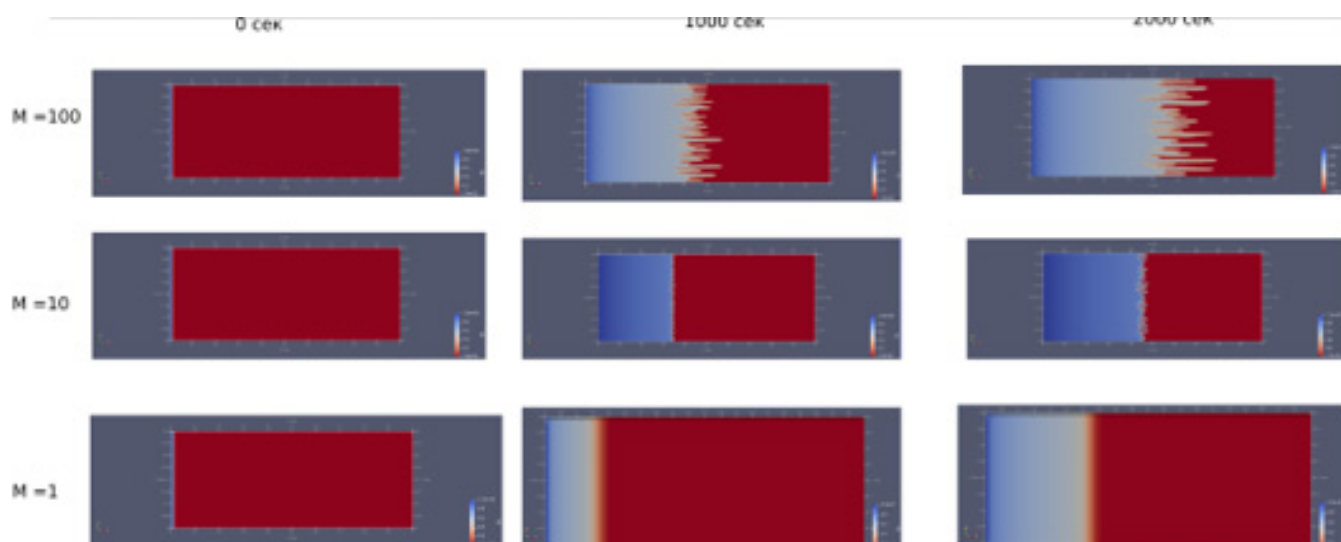


Рис. 1. Поля водонасыщенности в однородном пласте по результатам расчета в *porousMultiphaseFoam* при отношении подвижностей $M = 100$, $M = 10$ и $M = 1$ (сверху вниз) для последовательных моментов времени (слева направо)

Для серии расчетов в однородном пласте варьировалось отношение подвижностей (опыты 1–5), для серии в неоднородном пласте задавались характерные конфигурации неоднородности проницаемости – слоистая со слоем повышенной проницаемости в центре, слоистая с двумя пропластками и шахматная (опыты 6–9).

Результаты и обсуждение

Результаты расчетов в эталонной постановке PMF для однородного пласта при различных значениях отношения подвижностей приведены на рисунке 1. При высоком контрасте вязкостей ($M = 100$) фронт вытеснения теряет устойчивость уже на ранней стадии и распадается на развитую систему вязких паль-

цев; при умеренном контрасте ($M = 10$) пальцеобразование выражено слабее, число и амплитуда языков снижаются; при равенстве подвижностей ($M = 1$) фронт продвигается устойчиво, практически поршневым образом, и вязкие пальцы не формируются. Это поведение полностью соответствует классическому критерию неустойчивости Саффмана-Тейлора и подтверждает способность эталонной постановки воспроизводить исследуемый эффект.

Принципиальное значение имеет пространственное разрешение расчетной сетки. На рисунке 2 представлены результаты расчета одной и той же физической задачи (однородный пласт, $M = 100$) на сетках различной густоты. На самой мелкой сетке

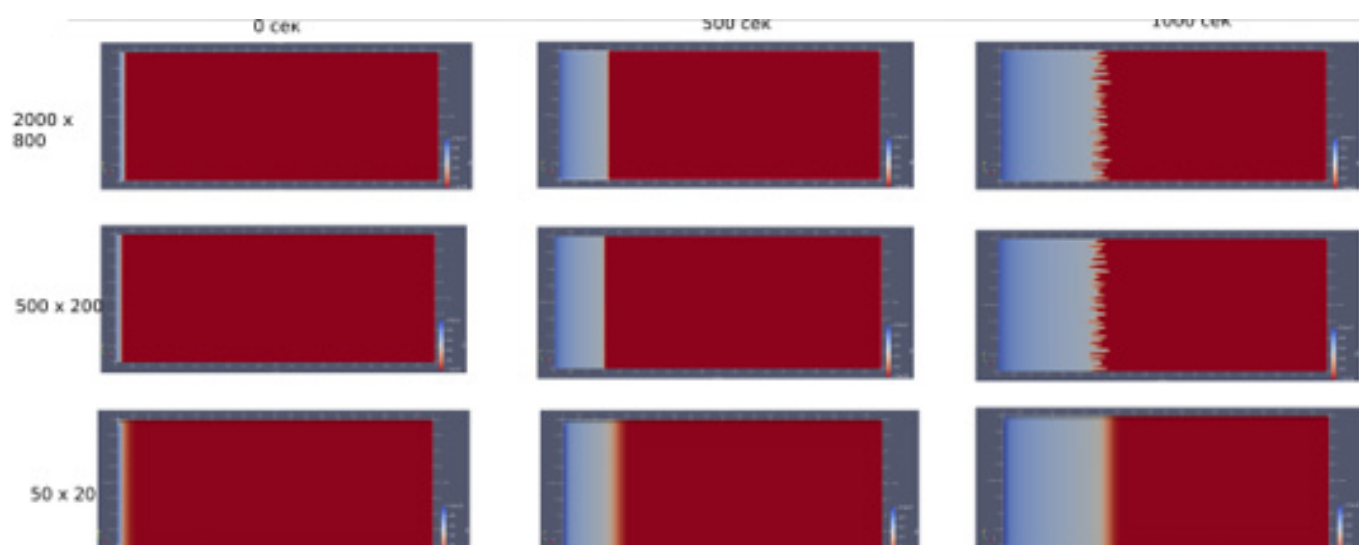


Рис. 2. Поля водонасыщенности в однородном пласте ($M = 100$) по результатам расчета в *porousMultiphaseFoam* на сетках 2000×800 , 500×200 и 50×20 ячеек (сверху вниз) для последовательных моментов времени (слева направо)

(2000 x 800 ячеек) формируется развитая система из 46 пальцев; при огрублении до 500 x 200 ячеек число разрешаемых пальцев уменьшается до 29, а на грубой сетке (50 x 20 ячеек) пальцеобразование не воспроизводится вовсе – фронт продвигается поршневым образом. Таким образом, при недостаточном разрешении численная диффузия конечно-объемной схемы подавляет мелкомасштабные возмущения фронта, и неустойчивость, физически присущая задаче, в расчете не проявляется.

Прямое сопоставление расчетов на идентичной задаче высоковязкого вытеснения показало качественное различие результатов. На рисунке 1 (применительно к неоднородной постановке) и на рисунке 3 видно, что эталонная постановка PMF воспроизводит развитую картину вязких пальцев, тогда как промышленный симулятор при тех же исходных данных дает практически поршневое продвижение фронта без выраженного пальцеобразования. Более того, в полях водонасыщенности промышленного симулятора наблюдаются артефакты, обусловленные ориентацией и шагом сетки, а не физикой неустойчивости.

Различия в структуре фронта закономерно отражаются на интегральных технологических показателях разработки (рис. 4). В расчете PMF, где вязкие пальцы достигают добывающей галереи, прорыв воды происходит существенно раньше, темп падения добычи нефти и роста обводненности выше, а накопленная добыча нефти и прогнозный коэффици-

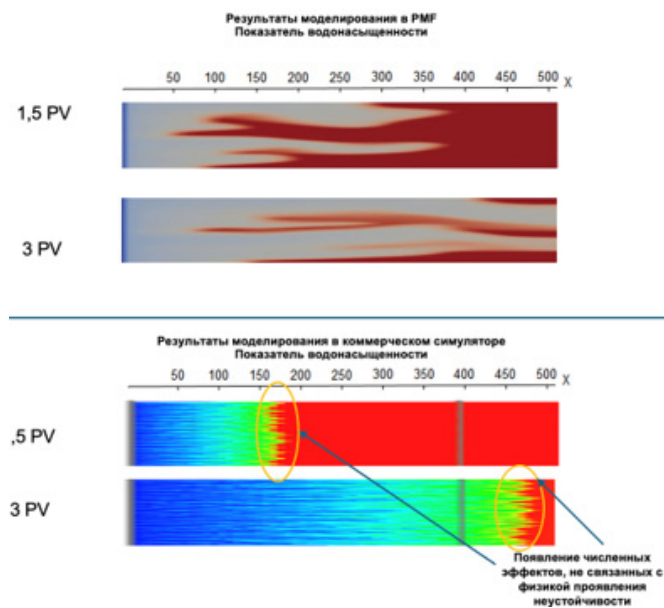


Рис. 3. Сопоставление полей водонасыщенности в неоднородном пласте при закачке 1,5 и 3 поровых объемов: porousMultiphaseFoam (сверху) и коммерческий симулятор (снизу)

ент извлечения нефти ниже, чем в расчете промышленного симулятора. Промышленный симулятор, не воспроизводящий пальцеобразование, дает оптимистично смещенный (ложноположительный) прогноз показателей разработки.

Количественные результаты сопоставления прогнозного коэффициента извлечения нефти для ряда постановок приведены в таблице 2. Для однородного

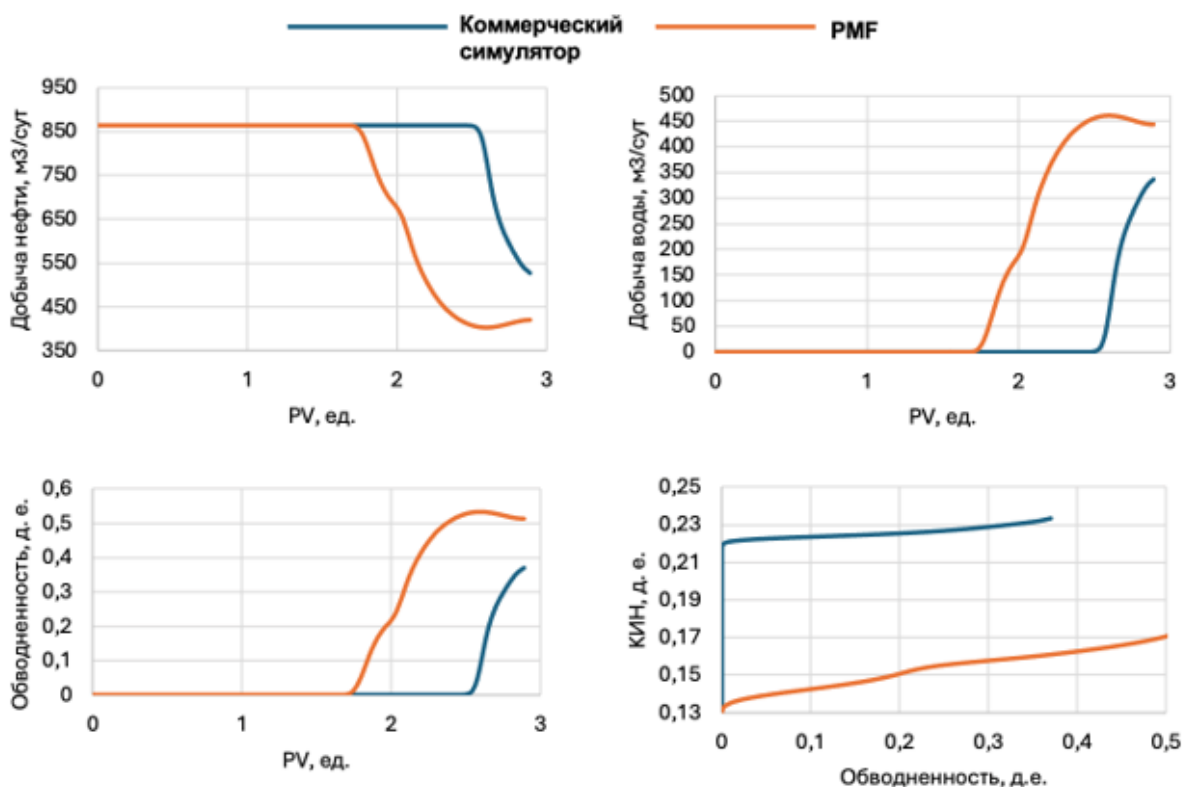


Рис. 4. Сравнение технологических показателей разработки при моделировании в porousMultiphaseFoam и в коммерческом симуляторе: добыча нефти, добыча воды, обводненность продукции и коэффициент извлечения нефти

пласта при устойчивом вытеснении ($M = 1$) расхождение между симуляторами составляет лишь около 2%, что подтверждает согласованность физико-математических постановок и численных реализаций при отсутствии неустойчивости. При неблагоприятном соотношении подвижностей расхождение резко возрастает: для однородного пласта при $M = 250$ оно достигает 58%, а для неоднородных постановок – от 46 до 76%. Во всех случаях коэффициент извлечения нефти, рассчитанный в промышленном симуляторе, систематически завышен относительно эталонного расчета PMF.

Таблица 2 – Сопоставление прогнозного коэффициента извлечения нефти в porousMultiphaseFoam и в коммерческом симуляторе при идентичных условиях

Постановка задачи	КИН, д. ед. (PMF)	КИН, д. ед. (коммерческий симулятор)	Относительное расхождение, %
Однородный пласт, $M = 1$	0,73	0,75	+2
Однородный пласт, $M = 250$	0,24	0,38	+58
Неоднородный пласт, вариант 1	0,13	0,23	+76
Неоднородный пласт, вариант 2	0,08	0,12	+50
Неоднородный пласт, вариант 3	0,12	0,18	+50
Неоднородный пласт, вариант 4	0,13	0,19	+46

Физическая причина неспособности промышленного симулятора воспроизводить пальцеобразование состоит в следующем. Континуальная постановка

двухфазной фильтрации в форме системы уравнений (1)-(3) с относительными фазовыми проницаемостями в однородной среде не содержит механизма, инициирующего вязкостную неустойчивость из бесконечно малых возмущений. Для запуска нелинейного режима пальцеобразования необходима конечная по амплитуде возмущенная граница раздела фаз, неоднородность проницаемости, играющая роль триггера неустойчивости, либо подсеточная стохастическая модель. При отсутствии указанных факторов и при характерной для конечно-объемных схем численной диффузии фронт развивается устойчиво вне зависимости от формального измельчения сетки в пределах практически достижимого разрешения.

Серия расчетов в PMF при неизменной физической постановке, но при различном шаге расчетной сетки (рис. 5) подтверждает определяющую роль разрешения. На грубой сетке (шаг 50 м) фронт продвигается поршневым образом; при измельчении до шага 2 м проявляется выраженная мелкомасштабная неоднородность фронта, качественно согласующаяся с картиной развития вязкостной неустойчивости. Это различие закономерно отражается на интегральных показателях: при одной и той же физической постановке мелкосеточный расчет дает существенно более низкое значение прогнозного коэффициента извлечения нефти по сравнению с расчетом на грубой сетке, что соответствует более раннему прорыву вытесняющего агента и формированию недренируемых зон между пальцами.

Полученные результаты согласуются с данными независимых исследований. Согласно обзору «Experimental and computational advances on the

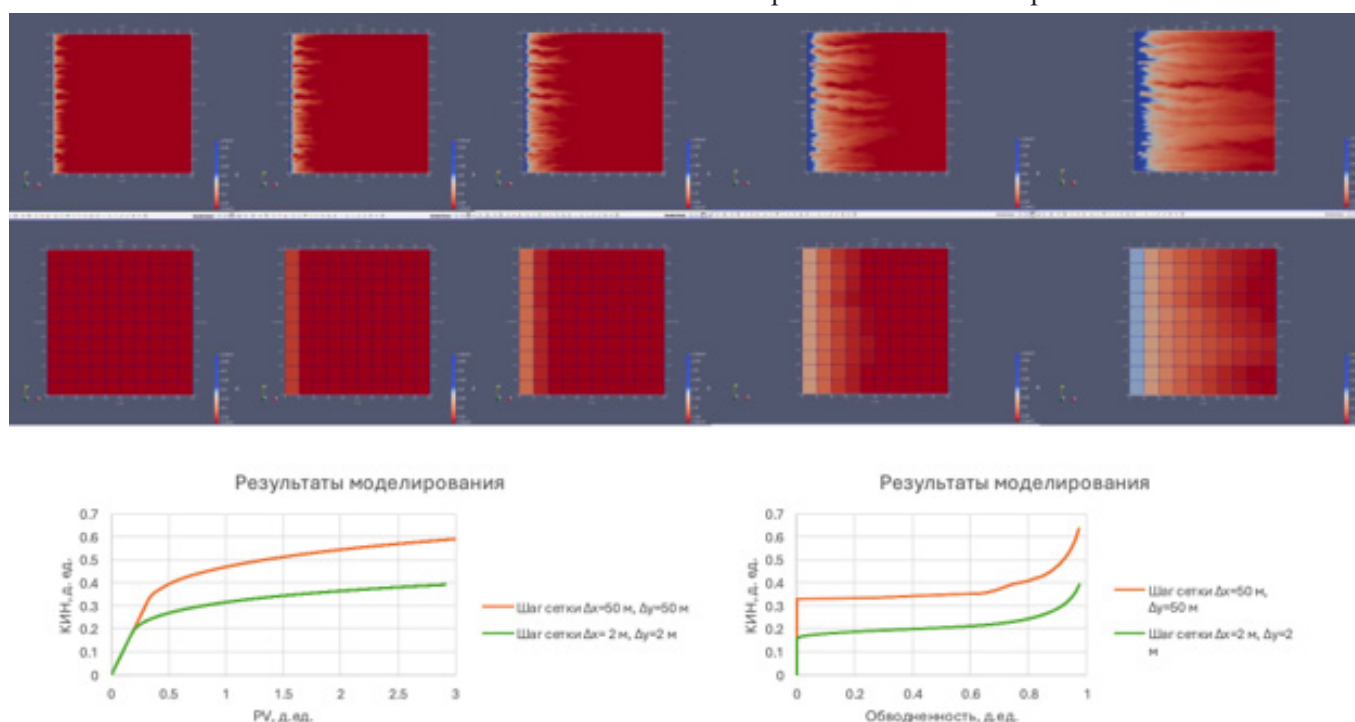


Рис. 5. Эволюция фронта вытеснения (вверху) и интегральные показатели разработки (внизу) в porousMultiphaseFoam при шаге расчетной сетки 50 м (грубая) и 2 м (мелкая)

study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021), работе «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022) и исследованию «Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling» (Beteta и др., 2024) результаты показывают систематическое завышение охвата при недостаточном разрешении сетки и подавлении пальцеобразования. Согласно работе «The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media» (Starkov и др., 2023) установленная немонотонная зависимость скорости роста пальцев от параметров неоднородности объясняет различие интенсивности пальцеобразования для разных конфигураций неоднородности (табл. 1). Согласно исследованию «Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood» (Beteta и др., 2023) продемонстрирована работоспособность концепции переноса эффекта неустойчивости на крупную сетку через псевдо-параметры на масштабе реального месторождения. Согласно работам «Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения» (Шахвердиев и др., 2019) и «Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов» (Кряжев и др., 2024) для отечественных условий обоснована необходимость учета неустойчивости фронта.

Совокупный результат экспериментов формирует объективную потребность в специальной параметризации крупносеточных моделей. Корректным решением является перенос (ремасштабирование) эталонных мелкосеточных результатов PMF в параметризацию крупносеточной модели через построение и калибровку псевдо-параметров вытеснения – в первую очередь псевдо-кривых относительных фазовых проницаемостей и интегральных корректировок коэффициента вытеснения – по согласованным метрикам устойчивости фронта и охвата. Согласно работам «A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media» (Koval, 1963) и «A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling» (Barker, Thibeau, 1997) заложены методические основы такого ремасштабирования. Непосредственная апробация и валидация процедуры калибровки псевдо-параметров на синтетических и промысловых моделях вынесены в последующие работы.

Выводы

1. Прямое сопоставление эталонного симулятора porousMultiphaseFoam и промышленного гидродинамического симулятора при идентичной физической задаче и сопоставимых расчетных сетках показывает качественное различие результатов: континуальная двух-

фазная постановка с относительными фазовыми проницаемостями в однородной среде без явно заданного источника возмущений не инициирует пальцеобразование, а штатная численная диффузия конечно-объемных схем подавляет вязкие пальцы. Этот вывод согласуется с результатами, представленными в работах «Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021) и «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022).

2. Серия расчетов с варьированием шага расчетной сетки показывает, что при достаточном пространственном разрешении (переход от 50 м к 2 м, а на масштабе керна – от 50 x 20 к 2000 x 800 ячеек) проявляется характерная для вязкостной неустойчивости мелкомасштабная неоднородность фронта, существенно меняющая интегральные показатели разработки и прогнозный коэффициент извлечения нефти.
3. При неблагоприятном соотношении подвижностей промышленный симулятор систематически завышает прогнозный коэффициент извлечения нефти: расхождение с эталонным расчетом возрастает от 2% при устойчивом вытеснении ($M = 1$) до 46-76% при выраженной неустойчивости, что ведет к ложноположительным прогнозам показателей разработки.
4. Полученные расхождения между крупной и мелкой расчетными сетками формируют объективную потребность в построении и калибровке псевдо-параметров вытеснения для крупносеточных моделей. Ограничением настоящего исследования является использование синтетических моделей и отсутствие на данном этапе количественной калибровки псевдо-параметров и их валидации на промысловых данных; кроме того, рассматривалось преимущественно несмешивающееся вытеснение без учета геомеханических и термических эффектов.

Заключение

В работе количественно показано, что воспроизведение вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти критически зависит от разрешения расчетной сетки и от наличия в постановке механизма инициирования возмущений фронта. Промышленные гидродинамические симуляторы на практически достижимых сетках не воспроизводят вязкие пальцы и дают систематически завышенный прогноз коэффициента извлечения нефти, что недопустимо при проектировании систем заводнения и методов увеличения не-

фтеотдачи на объектах с высоковязкой нефтью.

Практическое внедрение результатов предполагает построение псевдо-параметров вытеснения – псевдо-кривых относительных фазовых проницаемостей и интегральных корректировок коэффициента вытеснения, – калиброванных по эталонным мелкосеточным расчетам и обеспечивающих воспроизведение на крупной сетке ключевых эффектов неустойчивости (динамики прорыва, обводненности и охвата). Дальнейшие исследования будут направлены на разработку и валидацию процедуры калибровки псевдо-параметров на синтетических и промысловых моделях, формирование области применимости методики в диапазоне характерных геолого-промысловых параметров, а также на распространение подхода на условия химического вытеснения и применения модификаторов подвижности.

Список литературы

1. Андреев В.А., Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Ведменский А.М., Стещенко И.Г., Баженова О.А. (2024). Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 10(3), с. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>
2. Кряжев Я.А., Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелев А.П. (2024). Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 10(4), с. 114–131. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-114-131>
3. Никитин В.Ф., Скрылева Е.И., Макеева М.Н., Манахова А.Н. (2022). Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами. Успехи кибернетики, 3(3), с. 22–32. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2022-3-3-3>
4. Шахвердиев А.Х., Шестопалов Ю.В., Мандрик И.Э., Арефьев С.В. (2019). Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения. Нефтяное хозяйство, 12, с. 118–123. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-118-123>
5. Barker J.W., Thibaut S. (1997). A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling. SPE Reservoir Engineering, 12(2), p. 138–143. <https://doi.org/10.2118/35491-PA>
6. Beteta A., Sorbie K.S., Johnson G. (2023). Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood. SPE Journal, 28(6), p. 3165–3179. <https://doi.org/10.2118/215813-PA>
7. Beteta A., Sorbie K.S., Skaug A., Skaug T. (2024). Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling. Transport in porous media, 151(1), p. 85–118. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-02034-z>
8. Horgue P., Soulaire C., Franc J., Guibert R., Debenest G. (2015). An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. Computer physics communications, 187, p. 217–226. <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2014.10.005>
9. Koval E.J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. Society of Petroleum engineers journal, 3(2), p. 145–154. <https://doi.org/10.2118/450-PA>
10. Pinilla A., Asuaje M., Ratkovich N. (2021). Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review. Heliyon, 7(7), e07614. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07614>
11. Saffman P.G., Taylor G.I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. Proceedings of the Royal Society of London. Series A, 245(1242), p. 312–329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>
12. Salmo I.C., Sorbie K.S., Skaug A., Alzaabi M.A. (2022). Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media. Transport in Porous Media, 145(2), p. 291–322. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01847-8>
13. Smirnov N.N., Nikitin V.F., Kolenkina E.I., Gazizova D.R. (2021). Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium. Fluid dynamics, 56(1), p. 79–92. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010122>
14. Starkov I.A., Pavlov D.A., Tikhomirov S.B., Bakharev F.L. (2023). The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media. Computational geosciences, 27(5), p. 783–792. <https://doi.org/10.1007/s10596-023-10240-3>

Сведения об авторах

Гулиев Рамиль Зафарович – главный специалист по интегрированному моделированию департамента нефтегазового инжиниринга, Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Выс-

шая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: guliev@agni-rt.ru

Пичугин Олег Николаевич – кандидат физ.-мат. наук, заместитель директора; руководитель Департамента нефтегазового инжиниринга, Переходовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Родионов Сергей Павлович – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник

Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д. 74

e-mail: rodionovsp@bk.ru

References

1. Andreev V.A., Mulyavin S.F., Byakov A.V., Vedemsky A.M., Steshenko I.G., Bazhenova O.A. (2024). Application of the characteristics of oil displacement by water in the development of oil reservoirs. *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy*, 10 (3), pp. 135-149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>
2. Kryazhev Ya. A., Gilmanov A. Ya., Fedorov K. M., Shevelev A. P. (2024). Criterion analysis of the occurrence of displacement front instability during waterflooding of oil reservoirs. *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Power*, 10 (4), pp. 114-131. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-114-131>
3. Nikitin V.F., Skryleva E.I., Makeeva M.N., Manakhova A.N. (2022). Simulation of unstable displacement of viscous fluid from porous medium taking into account chemical interactions between phases. *Successes of cybernetics*, 3 (3), p. 22-32. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2022-3-3-3>
4. Shakhverdiev A. Kh., Shestopalov Yu. V., Mandrik I. E., Arefiev S. V. (2019). An alternative concept for monitoring and optimizing waterflooding of oil reservoirs in conditions of displacement front instability. *Oil industry*, 12, p. 118-123. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-118-123>
5. Barker J. W., Thibeau S. (1997). A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling. *SPE Reservoir Engineering*, 12(2), p. 138-143. <https://doi.org/10.2118/35491-PA>
6. Beteta A., Sorbie K. S., Johnson G. (2023). Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood. *SPE Journal*, 28(6), p. 3165-3179. <https://doi.org/10.2118/215813-PA>
7. Beteta A., Sorbie K. S., Skauge A., Skauge T. (2024). Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling. *Transport in porous media*, 151(1), p. 85-118. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-02034-z>
8. Horgue P., Soulaire C., Franc J., Guibert R., Debenest G. (2015). An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. *Computer physics communications*, 187, p. 217-226. <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2014.10.005>
9. Koval E. J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *Society of Petroleum engineers journal*, 3(2), p. 145-154. <https://doi.org/10.2118/450-PA>
10. Pinilla A., Asuaje M., Ratkovich N. (2021). Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review. *Heliyon*, 7(7), e07614. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07614>
11. Saffman P. G., Taylor G. I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A*, 245(1242), p. 312-329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>
12. Salmo I. C., Sorbie K. S., Skauge A., Alzaabi M. A. (2022). Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media. *Transport in Porous Media*, 145(2), p. 291-322. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01847-8>
13. Smirnov N. N., Nikitin V. F., Kolenkina E. I., Gazizova D. R. (2021). Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium. *Fluid dynamics*, 56(1), p. 79-92. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010122>
14. Starkov I. A., Pavlov D. A., Tikhomirov S. B., Bakharev F. L. (2023). The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media. *Computational geosciences*, 27(5), p. 783-792. <https://doi.org/10.1007/s10596-023-10240-3>

About the Authors

Ramil Z. Guliev – lead specialist in integrated modeling, Petroleum engineering department, Almet'yevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation

e-mail: guliev@agni-rt.ru

Oleg N. Pichugin – PhD, deputy director; head of the Petroleum engineering department, Almet'yevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation

e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Sergey P. Rodionov – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Chief Researcher,

Tyumen Branch of the S.A. Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74, Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: rodionovsp@bk.ru

Статья поступила в редакцию 26.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.4

**Сравнительный анализ методов моделирования трещиноватых коллекторов:
от дискретных моделей трещин к апскейлингу в модели двойной среды
и одинарной пористости**

А.А. Терентьев

*Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

В статье рассматриваются подходы к гидродинамическому моделированию трещиновато-пористых коллекторов. Цель работы – сравнительный анализ трёх моделей (EDFM, двойной проницаемости и одинарной пористости) по времени расчёта, возможности адаптации интегральных технологических показателей и способности воспроизводить пространственную выработку запасов. Исследование выполнено на тестовой модели с 25 трещинами (апертура 3 мм, проницаемость трещин 100 Д, проницаемость матрицы 1 мД). Модель двойной проницаемости и модель одинарной пористости адаптировались под EDFM через модификацию сигма-фактора, проницаемости и концевых точек относительных фазовых проницаемостей. Для ремасштабирования свойств DFN в модель двойной среды использовался метод flow-based upscaling. Установлено, что по времени расчёта модель двойной проницаемости и модель одинарной пористости быстрее модели EDFM. Адаптация интегральных технологических показателей может быть выполнена успешно для обеих упрощённых моделей. Однако пространственная выработка запасов (карты массовых подвижных запасов нефти) при этом оказывается разной для каждого подхода. Результаты показывают, что адаптации только по интегральным показателям недостаточно для прогноза выработки запасов.

Ключевые слова: трещиновато-пористый коллектор, DFN, DFM, EDFM, модель двойной пористости, адаптация, flow-based upscaling, пространственная выработка запасов, гидродинамическое моделирование.

Для цитирования: Терентьев А.А. (2026). Сравнительный анализ методов моделирования трещиноватых коллекторов: от дискретных моделей трещин к апскейлингу в модели двойной среды и одинарной пористости. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 16-22.

Comparative analysis of fractured reservoir modeling methods: from discrete fracture networks to upscaling into dual-porosity and single-porosity models

A.A. Terentyev

*Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school»
Almetyevsk, Russian Federation*

The article discusses approaches to hydrodynamic modeling of fractured porous reservoirs. The purpose of the work is a comparative analysis of three models (EDFM, dual permeability, and single porosity) in terms of computational time, the possibility of adapting integral technological indicators, and the ability to reproduce spatial reserve depletion patterns. The study was performed on a synthetic test model with 25 fractures (aperture 3 mm, fracture permeability 100 D, matrix permeability 1 mD). The dual-permeability and single-porosity models were calibrated to the reference EDFM model by modifying the sigma factor, permeability, and endpoints of relative permeability curves. The flow-based upscaling method was used to upscale properties from the discrete fracture network (DFN) to the dual-medium model. It was found that the dual-permeability and single-porosity models are faster than EDFM in terms of computational time. Calibration of integral production indicators can be successfully accomplished for both simplified models. However, the spatial pattern of reserve depletion (maps of mobile oil reserves) differs for each approach. The results show that calibration based on integral indicators alone is insufficient for predicting reserve depletion patterns.

Keywords: fractured porous reservoir, DFN, DFM, EDFM, dual porosity model, calibration, flow-based upscaling, spatial reserve depletion, hydrodynamic modeling.

Recommended citation: Terentyev A.A. (2026). Comparative analysis of fractured reservoir modeling methods: from discrete fracture networks to upscaling into dual-porosity and single-porosity models. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 16-22.

Введение

Трещиновато-пористые коллекторы содержат значительную часть мировых запасов углеводородов. Наличие трещин, образующих высокопроводящие каналы, кардинально меняет картину фильтрации, что требует корректного учёта трещиноватости при гидродинамическом моделировании.

Существует иерархия подходов моделирования трещин. На начальном уровне находятся DFN-модели (Discrete fracture network). DFN-модель – это описательная модель геометрии трещин. Геометрический DFN позволяет генерировать трещины и

анализировать их связность, но без расчёта потока. DFN-модель решает уравнения потока только в трещинах, матрица игнорируется. Для моделирования трещиновато-пористой среды этого недостаточно (Dershowitz, Einstein, 1988).

Для прогноза требуется DFM-модель (Discrete fracture model) – физико-математическая модель процессов в трещиновато-пористой среде, в которой трещины и матрица моделируются явно и участвуют в уравнениях сохранения массы с учётом обмена матрица-трещина. Ключевые особенности DFM: явная геометрия трещин; отдельные уравнения сохра-

нения массы для матрицы и трещин; явный обмен флюидом между матрицей и трещинами.

Основные разновидности DFM: DFM с неструктурированной сеткой (сетка согласована с геометрией трещин, высокая точность, сложная сетка); Embedded DFM (EDFM) – трещины встроены в сетку матрицы, обмен задаётся через геометрически вычисленные коэффициенты связи (основной промышленный вариант) – данный подход принят в качестве эталона в данной работе; гибридный подход – крупные трещины моделируются явно (DFM/EDFM), мелкие – неявно (dual-porosity/permeability).

Классическая модель двойной среды (dual-porosity/dual-permeability) не является DFM-моделью, так как трещины в ней не моделируются явно как геометрические объекты, а учитываются неявно, через усреднённые параметры (Warren, Root, 1963). Однако именно эта модель часто используется в полномасштабных расчётах благодаря своей вычислительной эффективности. Возникает вопрос: можно ли адаптировать модель двойной среды так, чтобы она давала результаты, близкие к EDFM?

Цель настоящей работы – ответить на этот вопрос путём сравнительного анализа трёх подходов (EDFM, модель двойной проницаемости и модель

одинарной пористости) на единой тестовой синтетической модели.

Задачи исследования:

1. Выполнить численные эксперименты на тестовой модели с 25 трещинами.
2. Применить метод flow-based upscaling для ремасштабирования свойств DFN в модель двойной среды.
3. Провести адаптацию модели двойной проницаемости и модели одинарной пористости под эталонный EDFM.
4. Сопоставить пространственную выработку запасов и время расчёта.
5. Сформулировать рекомендации по выбору модели для практических задач.

Методы. Объект исследования

Объектом исследования является трещиновато-пористый коллектор. Параметры тестовой синтетической модели приведены в таблице 1. Было смоделировано две горизонтальные скважины – нагнетательная и добывающая, расположенные в середине нефтенасыщенного интервала по толщине пласта. Расположение скважин и системы трещин представлено на рисунке 1.

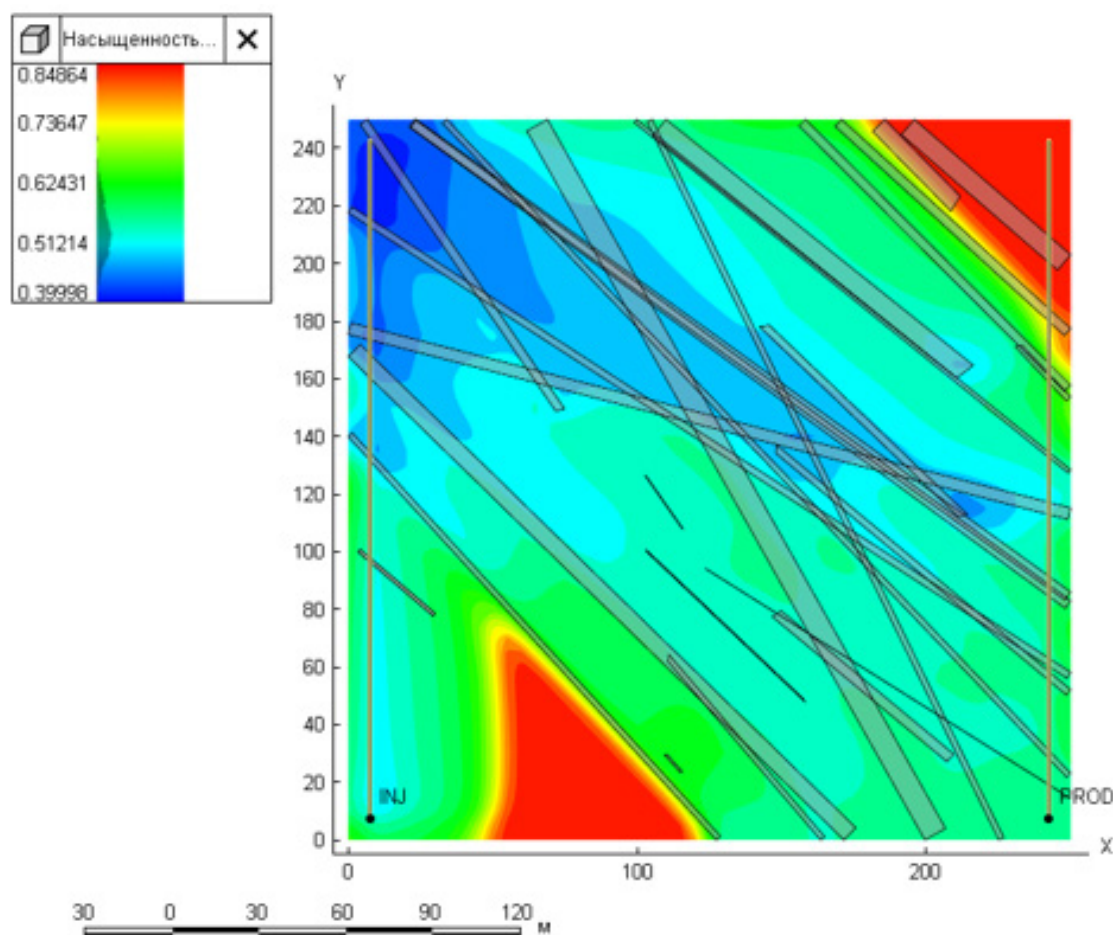


Рис.1. Расположение скважин и системы дискретных трещин на тестовой модели

Таблица 1 – Параметры тестовой синтетической модели

Параметр	Значение	Единица измерения
Размеры модели	250×250×20	м
Размеры ячеек	5×5×0,5	м
Количество трещин	25	шт.
Апертура трещин	3	мм
Проницаемость трещин	100	Д
Проницаемость матрицы	1	мД
Начальная нефтенасыщенность	0.9	д.ед.
Начальное пластовое давление	16	МПа
Забойное давление (добывающая скважина)	10	МПа
Забойное давление (нагнетательная скважина)	18	МПа

В работе сопоставлены три подхода моделирования трещин:

1. EDFM - модель с явным описанием геометрии трещин. Принята в качестве эталонного решения.
2. Модель двойной проницаемости (Dual Perm) - два взаимодействующих континуума.
3. Модель одинарной пористости (Single Poro) - коллектор рассматривается как однородная среда.

При ремасштабировании свойств DFN в модель двойной среды использовался метод flow-based upscaling (Karimi-Fard, Durlofsky, 2016; Maier et al., 2023; Hui et al., 2013). Как отмечается в работах (Hui et al., 2013; Maier et al., 2023), такой подход позво-

ляет существенно ускорить расчёты по сравнению с использованием детальной DFM-модели. Этот метод заключается в следующем: укрупнённые (эффективные) свойства ячейки модели (пористость, проницаемость) рассчитываются не арифметически или на основе геометрии, а путём прямого решения задачи фильтрации на детальной сетке (DFN + матрица). Такой подход позволяет сохранить гидродинамическое поведение исходной детальной модели при переходе к укрупнённой сетке. Альтернативные подходы к упрощению иерархических трещинных сетей предложены в работах (Hui et al., 2022; Xue et al., 2019). Например, в исследовании (Xue et al., 2019) для упрощения сетки трещин используются спектральная кластеризация. Для автоматизации процедур ремасштабирования может быть использовано открытое программное обеспечение UpsFrac v1.0 (Chen et al., 2025).

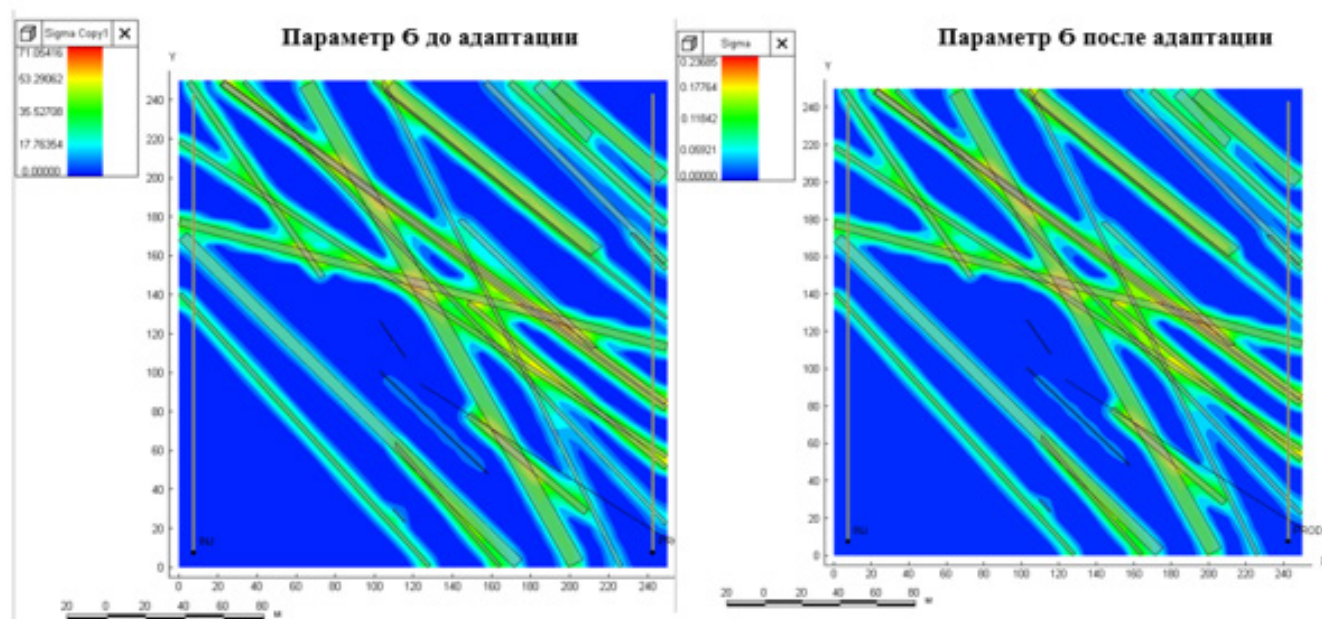
В данной работе метод ремасштабирования flow-based upscaling применялся для переноса свойств детальной DFN-модели (с явным заданием всех 25 трещин) в модель двойной среды.

Ключевым элементом исследования является адаптация моделей двойной и одинарной среды под эталонное решение EDFM. Адаптация выполнялась в два этапа.

Первый этап – настройка сигма-фактора (σ), определяющего интенсивность обмена флюидом между матрицей и трещинами в модели двойной среды. Второй этап – модификация относительных фазовых проницаемостей.

Модель одинарной пористости также подвергалась модификации куба абсолютной проницаемости.

Расчёты выполнялись в симуляторе tNavigator. Прогнозное время расчета задавалось равным 30 лет. Модель двухфазная (нефть + вода).

Рис.2. Модификация куба сигма-фактора (σ)

Результаты

В ходе адаптации гидродинамических моделей двойной проницаемости и одинарной пористости к модели EDFM по интегральным технологическим показателям были получены следующие результаты:

Модель двойной проницаемости (Dual Perm):

- В процессе адаптации модели был скорректирован куб сигма-фактора σ (рисунок 2);
- относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности (KRWR) в процессе адаптации изменена с 0,7 до 0,9.

Модель одинарной пористости (Single Poro):

- В процессе адаптации модели был модифицирован куб абсолютной проницаемости.

Результаты адаптации гидродинамических моделей Dual Perm и Single Poro к эталонной модели EDFM представлены на рисунках 3-4.

Как видно из представленных рисунков, наблюдается приемлемая сходимость технологических показателей разработки после адаптации гидродинамической модели двойной среды и модели одинарной пористости к модели EDFM.

Сравнение времени расчёта представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение времени расчета различных подходов

Модель	Время расчета, мин
EDFM (эталон)	29
Dual Perm	15
Single Poro	12

Полученные данные показывают, что модель двойной проницаемости просчиталась быстрее модели EDFM почти в два раза. Модель одинарной пористости обеспечивает самую высокую скорость расчета, однако лишь незначительно превышает скорость расчета модели Dual Perm. Это согласуется с выводами (Hui et al., 2013), где также сообщается о значительном ускорении вычислений при использовании апскейлинга – вплоть до одного-двух порядков.

Таким образом, с точки зрения вычислительной эффективности обе упрощённые модели превосходят EDFM. Это важный аргумент в пользу их использования в полномасштабных расчётах, где каждый час счёта имеет значение.

Однако один из ключевых результатов исследования становится виден только при сравнении пространственной выработки запасов (карты массовых подвижных запасов нефти на конец расчёта). На рисунке 5 представлены карты массовых подвижных запасов нефти на конец расчёта.

Анализ рисунка 5 даёт следующий результат исследования.

1. Модель двойной проницаемости после адаптации к модели EDFM даёт пространственную картину выработки, отличающуюся от модели эталона. Хотя качественно картина может быть близка, количественные различия в локализации остаточных запасов и форме фронта вытеснения присутствуют.

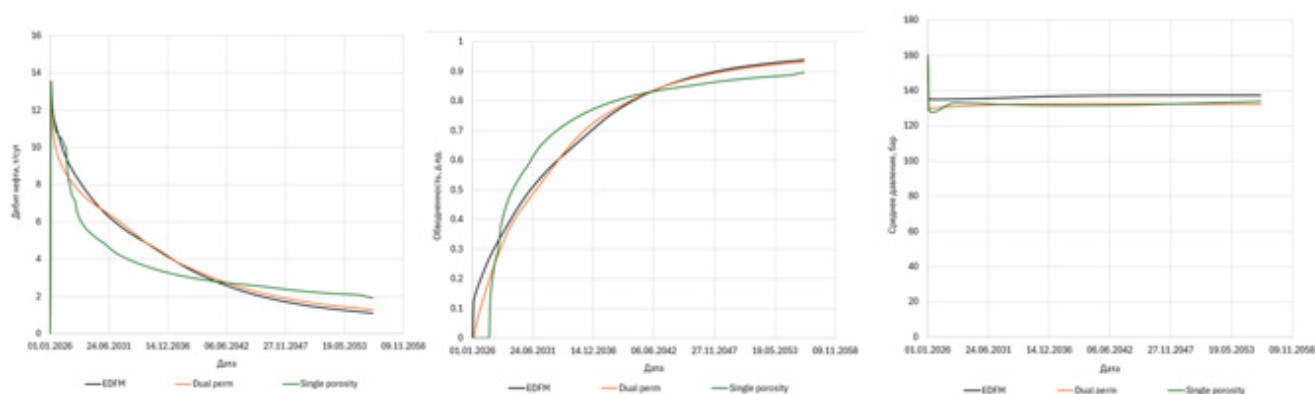


Рис.3. Сопоставление технологических показателей разработки

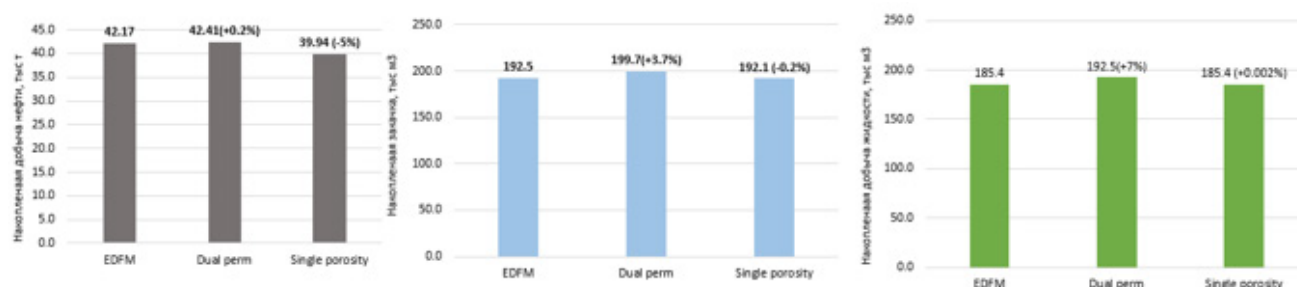


Рис.4. Сопоставление накопленных показателей

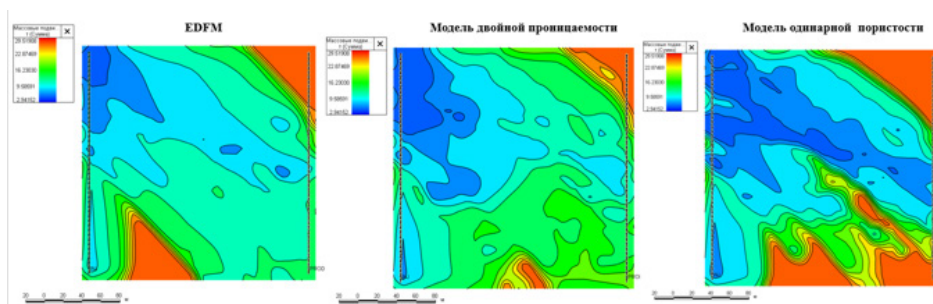


Рис. 5. Распределение массовых подвижных запасов нефти (после адаптации)

2. Модель одинарной пористости после адаптации к модели EDFM также даёт иную пространственную карту выработки запасов нефти по сравнению с моделью EDFM.

Таким образом, адаптация интегральных технологических показателей (добыча, обводнённость, давление) может быть успешно выполнена для обеих упрощённых моделей. Однако, пространственная выработка запасов при этом оказывается разной для каждого подхода. Ни одна из упрощённых моделей не даёт картины, полностью совпадающей с эталонным EDFM. Это означает, что адаптации только по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Скорость расчёта не должна быть единственным критерием выбора модели.

Выводы

1. DFN-модели являются описательными инструментами анализа структуры и связности трещинной сети (Dershowitz, Einstein, 1988). Для задач прогноза фильтрации и выработки запасов трещиновато-пористых коллекторов требуется постановка класса DFM, в которой матрица и трещины участвуют в уравнениях сохранения массы на равноправной основе (Warren, Root, 1963; Hui et al., 2023). При этом, как отмечают (Yan et al., 2024), для низкопроницаемых коллекторов особенно важно корректное моделирование обмена флюидом между матрицей и трещинами.
2. Установлено, что с вычислительной точки зрения (время расчёта) упрощённые модели (модель двойной среды, модель одинарной пористости) предпочтительнее для полномасштабных расчётов. Это согласуется с выводами (Hui et al., 2013), где также сообщается о значительном ускорении вычислений при использовании апскейлинга.
3. В ходе данного исследования установлено, что адаптация интегральных технологических показателей может быть успешно выполнена как для модели двойной проницаемости, так и для модели одинарной пористости. Однако пространственная структура выработки запасов при этом оказывается разной для каждого подхода. Это означает, что адаптации только

по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Близость интегральных показателей (достигнутая за счёт адаптации) может скрывать принципиально разные механизмы дренирования.

4. Практические рекомендации. Для корректного прогноза выработки запасов в трещиновато-пористых коллекторах:
 - предпочтительно использование подхода моделирования трещин EDFM – он наиболее физически обоснован, несмотря на большее время расчёта;
 - если по вычислительным причинам EDFM не может быть использован, рекомендуется использование модели двойной среды, но с обязательным контролем не только интегральных показателей, но и пространственной выработки запасов.

Заключение

В работе выполнен сравнительный анализ трёх подходов к моделированию трещиноватых коллекторов: EDFM (эталон), модели двойной проницаемости (Dual Perm) и модели одинарной пористости (Single Poro). На тестовой модели с 25 трещинами установлено:

- С вычислительной точки зрения: упрощённые модели предпочтительнее.
- По адаптации интегральных показателей: обе упрощённые модели могут быть успешно адаптированы к эталонному EDFM.
- По пространственной выработке запасов: при адаптации интегральных показателей пространственная выработка оказывается различной для каждого подхода.
- Адаптации только по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Скорость расчёта не должна быть единственным критерием выбора модели.

Для практических задач рекомендуется использовать модель EDFM. Если это невозможно из-за вычислительных сложностей, рекомендуется использование модели двойной среды с дополнительным контролем пространственной выработки запасов.

Список литературы

1. Chen T., Sheng H., Zhang Y., Kang F. (2025). UpsFrac v1.0: an open-source software for integrating modelling and upscaling permeability for fractured porous rocks. *Geoscientific Model Development*. Vol. 18. No. 23. P. 9687-9708. DOI: 10.5194/gmd-18-9687-2025
2. Dershowitz W.S., Einstein H.H. (1988). Characterizing rock joint geometry with joint system models. *Rock mechanics and rock engineering*. Vol. 21. p. 21–51. DOI: 10.1007/bf01019674
3. Hui M.H., Mallison B., Heidary-Fyrozjaee M., Narr W. (2013). The upscaling of discrete fracture models for faster, coarse-scale simulations of IOR and EOR processes for fractured reservoirs. *SPE Annual technical conference and exhibition*. SPE-166075-MS. DOI: 10.2118/166075-MS
4. Hui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Xue X., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Ramsaran K., Jensen C. (2022). An integrated EDFM+DPDK hybrid workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Western regional meeting*. SPE-209223-MS. DOI: 10.2118/209223-MS
5. Xui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. (2023). A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE reservoir evaluation & engineering*. Vol. 26. No. 03. P. 888–904. DOI: 10.2118/209293-PA
6. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J. (2016). A general gridding, discretization, and coarsening methodology for modeling flow in porous formations with discrete geological features. *Advances in water resources*. Vol. 96. P. 1–15. DOI: 10.1016/j.advwatres.07.019
7. Maier C., Oliveira G., Schiozer D.J. (2023). Flow-based upscaling of fractured porous media using a discrete fracture and matrix model and a fracture merging algorithm. *SPE EuropeC – Europe energy conference*. Vienna, Austria. SPE-214420-MS. DOI: 10.2118/214420-MS
8. Warren J.E., Root P.J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of petroleum engineers journal*. Vol. 3. No. 03. P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
9. Xue X., Rey A., Muron P., Dufour G., Wen X.-H. (2019). Simplification and simulation of fracture network using fast marching method and spectral clustering for embedded discrete fracture model. *SPE Hydraulic fracturing technology conference*. SPE-194368-MS. DOI: 10.2118/194368-MS
10. Yan X., Qin G.-Y., Zhang L.-M., Zhang K., Yang Y.-F., Yao J., Wang J.-L., Dai Q.-Y., Wu D.-W. (2024). A dual-porosity flow-net model for simulating water-flooding in low-permeability fractured reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*. Vol. 240. 213069. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213069

Сведения об авторах

Терентьев Алексей Алексеевич – ведущий специалист по гидродинамическому моделированию лаборатории гидродинамического моделирования, Департамент нефтегазового инжиниринга Передовой инженерной нефтяной школы, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: a.terentev@agni-rt.ru,

References

1. Chen T., Sheng H., Zhang Y., Kang F. (2025). UpsFrac v1.0: an open-source software for integrating modelling and upscaling permeability for fractured porous rocks. *Geoscientific Model Development*. Vol. 18. No. 23. P. 9687-9708. DOI: 10.5194/gmd-18-9687-2025
2. Dershowitz W.S., Einstein H.H. (1988). Characterizing rock joint geometry with joint system models. *Rock mechanics and rock engineering*. Vol. 21. p. 21–51. DOI: 10.1007/bf01019674
3. Hui M.H., Mallison B., Heidary-Fyrozjaee M., Narr W. (2013). The upscaling of discrete fracture models for faster, coarse-scale simulations of IOR and EOR processes for fractured reservoirs. *SPE Annual technical conference and exhibition*. SPE-166075-MS. DOI: 10.2118/166075-MS
4. Hui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Xue X., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Ramsaran K., Jensen C. (2022). An integrated EDFM+DPDK hybrid workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Western regional meeting*. SPE-209223-MS. DOI: 10.2118/209223-MS
5. Xui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. (2023). A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE reservoir evaluation & engineering*. Vol. 26. No. 03. P. 888–904. DOI: 10.2118/209293-PA
6. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J. (2016). A general gridding, discretization, and coarsening methodology for modeling flow in porous

- formations with discrete geological features. Advances in water resources. Vol. 96. P. 1–15. DOI: 10.1016/j.advwatres.2016.07.019*
7. Maier C., Oliveira G., Schiozer D.J. (2023). *Flow-based upscaling of fractured porous media using a discrete fracture and matrix model and a fracture merging algorithm. SPE EuropeEC – Europe energy conference. Vienna, Austria. SPE-214420-MS. DOI: 10.2118/214420-MS*
 8. Warren J.E., Root P.J. (1963). *The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of petroleum engineers journal. Vol. 3. No. 03. P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA*
 9. Xue X., Rey A., Muron P., Dufour G., Wen X.-H. (2019). *Simplification and simulation of fracture network using fast marching method and spectral clustering for embedded discrete fracture model. SPE Hydraulic fracturing technology conference. 2019. SPE-194368-MS. DOI: 10.2118/194368-MS*
 10. Yan X., Qin G.-Y., Zhang L.-M., Zhang K., Yang Y.-F., Yao J., Wang J.-L., Dai Q.-Y., Wu D.-W. (2024). *A dual-porosity flow-net model for simulating water-flooding in low-permeability fractured reservoirs. Geoenergy Science and Engineering. Vol. 240. 213069. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213069*

About the Authors

Alexey A. Terentyev – leading specialist in hydrodynamic modeling, laboratory of hydrodynamic modeling, State autonomous educational institution of higher education Almetьевsk state technological university //Higher school of oil

186 a, Sovetskaya str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

e-mail: a.terentev@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 30.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

Вероятностный прогноз давления пескопроявления по результатам одномерного геомеханического моделирования

*Е.В. Новикова, А.Г. Собаев, И.А. Воронов
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН*

В работе представлено исследование влияния неопределенности исходных данных о геомеханических и прочностных свойствах породы, а также горизонтальных пластовых напряжениях на результаты численных оценок депрессии начала пескопроявления.

Для решения задачи строилась модель горного массива в околоскважинном пространстве на основе данных геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна. Она представляла собой слоистую многофациальную линейно-упругую среду. При восстановлении профиля вертикального напряжения использовалась гипотеза о субвертикальности одной из главных осей тензора напряжений. При оценке профилей горизонтальных напряжений использовалась методика, основанная на реконструкции пространственного распределения напряжений в слоистой среде по данным точечных измерений, а именно данных гидроразрыва пласта.

Выполнялось варьирование неопределенности во входных данных упругих и прочностных свойств среды и горизонтальных пластовых напряжений. Указанные параметры изменялись случайным образом в рамках диапазона неопределенности, соответствующего фактическому разбросу свойств пород, относящихся к одной геомеханической фации. В рамках простейшей модели оценки давления начала пескопроявления это давление определялось для различных реализаций комбинаций исходных параметров методом Монте-Карло.

Использованный статистический подход позволял определить функцию плотности вероятности начала пескопроявления при заданной дисперсии определенного параметра. Отмечено, что прогноз критического значения давления наиболее чувствителен к величине максимального горизонтального напряжения.

Результаты применения описанного подхода сделали возможным корректный учет неопределенности исходных данных для построения геомеханических моделей. На примере задачи пескопроявления оценена реальная неоднозначность определения давления начала необратимого разрушения пород околоскважинной зоны из-за разработки месторождений углеводородов.

Ключевые слова: геомеханика, неопределенность, пескопроявление, метод Монте-Карло.

Для цитирования: Новикова Е.В., Собаев А.Г., Воронов И.А. (2026). Вероятностный прогноз давления пескопроявления по результатам одномерного геомеханического моделирования. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 23-29.

Probabilistic forecast of sand pressure based on the results of one-dimensional geomechanical modeling

*E.V. Novikova, A.G. Sobaev, I.A. Voronov
Schmidt Institute of Physics of the Earth*

The paper presents a study on the influence of uncertainty in the initial data on geomechanical and strength properties of rock, as well as the horizontal reservoir stress, on the results of numerical estimation of the wellbore pressure required to prevent sand production. A model of the near-well rock mass is constructed from geophysical well logging data and laboratory core studies to solve this problem. The rock mass is considered a layered, multifacial, linear elastic medium. The hypothesis of subvertical principal stress was used for stress reconstruction. A method based on point measurements, specifically hydraulic fracturing data, is used to analyze horizontal stress profiles and reconstruct the stress distribution in a layered medium.

The uncertainty in the input data for the elastic and strength properties of the medium and the horizontal reservoir stresses is varied. These parameters are randomized within the range of uncertainty corresponding to the actual variation in the properties of rocks belonging to a specific geomechanical facies. The pressure allowing sand production is determined for various combinations of initial parameters using the Monte Carlo method within the framework of a simple model. The statistical approach makes it possible to determine the probability density function for sand production pressure with a given value of a certain parameter. Note that the prediction of the critical pressure is mostly sensitive to the magnitude of maximum horizontal stress.

The results of applying this approach allow us to accurately account for uncertainties in the initial data used to create geomechanical models. Using the example of the sand problem, we estimate the real ambiguity in determining the pressure at which irreversible rock destruction begins in the borehole surrounding rock masses during hydrocarbon deposit development.

Keywords: geomechanics; uncertainty; ingress of sand; Monte Carlo method.

Recommended citation: Novikova E.V., Sobaev A.G., Voronov I.A. (2026). Probabilistic forecast of sand pressure based on the results of one-dimensional geomechanical modeling. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 23-29.

Введение

Пескопроявление или необратимое разрушение пород околоскважинной зоны при работе добывающих нефтяных или нефтегазовых скважин является одним из важных негативных факторов, снижающих эффективность разработки месторождений угле-

водородов (Zoback, 2007). В некоторых скважинах наблюдается необратимое разрушение пород околоскважинной зоны, приводящее к тому, что отдельные элементы твердой фазы оказываются в скважине и нарушают ее нормальный режим работы. К негативным последствиям относится не только снижение

темпов добычи, связанное с изменением скин-фактора, но и износ оборудования, необходимость использования специальных фильтров для предотвращения пескопроявления (Muhammad, Rasol, 2025). Практика показывает, что при работе на месторождениях с угрозой пескопроявления оптимально не бороться с последствиями этого эффекта, а выбирать условия работы скважины, не допускающие или снижающие вероятность начала выноса песка.

Существует несколько ключевых факторов, оказывающих влияние на условия начала пескопроявления. В первую очередь следует отметить единственный параметр, поддающийся внешнему изменению, – депрессию. Она или в большей степени непосредственно давление на скважине определяет, будет ли наблюдаться необратимое разрушение пород околоскважинной зоны при текущих условиях. Под текущими условиями понимаются в данном случае не только пластовое давление, но и механические свойства среды в прискважинном пространстве и ее напряженно-деформированное состояние. Согласно основным положениям механики разрушения, такой процесс начинает происходить, когда напряжения хотя бы в одной точке превышают локальные критические значения, связанные с критерием ее разрушения (Карев и др., 2018). В геомеханике месторождений разрушение среды описывается в терминах эффективных напряжений, являющихся разностью полных напряжений – напряжений, действующих в скелете, – и давления, насыщающего породу флюида. Для определения напряжений часто дополнительно используют упругие свойства среды, например модуль Юнга и коэффициент Пуассона (Ljunggren et al, 2003).

На сегодняшний день отмечаются две основных сложности с достоверным прогнозом давления на скважине, при котором в ее окрестности начинается активное разрушение. Первая сложность связана с неоднозначностью задания непосредственно критерия разрушения: разные породы могут быть описаны с помощью различных критериев, дающих результаты, не согласующиеся друг с другом (Rahmati et al, 2013). Вторая сложность связана с неоднозначностью определения условий, в которых находятся породы околоскважинной зоны (Andersen et al, 2022; Ray et al, 2024; Zheng et al, 2024). При расчете происходит подстановка в (даже правильно выбранный) критерий разрушения следующих параметров: прочностных свойств, давлений и напряжений. Напряжения, в свою очередь, рассчитываются с использованием профилей упругих свойств. И упруго-прочностные свойства, и напряжения определяются по геофизическим данным с существенными неоднозначностями, что ведет к накоплению погрешности и последующему снижению достоверности прогноза давления начала пескопроявления.

В качестве серьезного недостатка существующих моделей определения давления начала пескопроявления можно выделить их детерминистичность. Как правило, модели дают единое значение давления (или зависимости давления на скважине от давления в пласте), при котором на выбранном интервале глубин начинается вынос песка. Такой подход может быть использован для формаций, характеризующихся большими объемами геофизических исследований скважин и представительными коллекциями образцов керна, на которых выполнены петрофизические и геомеханические испытания. Однако в реальных условиях детерминистичные модели могут быть неприменимы не из-за того, что выбран «неправильный» критерий разрушения или не учтены внешние факторы, а из-за объективной неопределенности в исходных данных. Хотя в отдельных задачах геомеханики месторождений, в частности при расчете устойчивости ствола скважины, используются статистические оценки (Song, Chang, 2017). Построение таких оценок для давления начала пескопроявления пока находится на начальном этапе формирования. Данная работа посвящена развитию статистического подхода интерпретации результатов одномерного геомеханического моделирования для прогноза условий начала пескопроявления. Использование предложенного подхода на практике позволит корректным образом учитывать объективную неопределенность результатов геомеханического моделирования при принятии решений о выборе режима работы добывающих нефтяных и нефтегазовых скважин.

Материалы и методы

В основе прогноза давления выноса песка лежат результаты одномерного геомеханического моделирования. Существуют различные подходы к построению одномерных геомеханических моделей; в этом исследовании использован алгоритм, описанный в работе (Дубиня, Галыбин, 2018). В рамках данного алгоритма реконструкция профилей напряжений выполняется поэтапно. На первом этапе выполняется расчет полного вертикального напряжения σ_v как интеграла плотности вышележащих пород и давления, насыщающего породы флюида по известным методам. На втором этапе происходит выделение слоев пород, которые можно назвать геомеханическими фациями, внутри которых упругие модули меняются незначительно. Третий этап основан на детальном рассмотрении границ между слоями: в работе (Дубиня, Галыбин, 2018) показано, что по известным упругим модулям обоих слоев и двум горизонтальным напряжениям в одном из них единственным образом определяются горизонтальные напряжения в другом слое. Внутри слоя принята линейная зависимость между горизонтальными и вертикальным напряжениями, следующая из уравнений равновесия.

В результате задание двух независимых измерений пластовых напряжений позволяет реконструировать зависимости горизонтальных напряжений от глубины единственным образом (при известных профилях упругих модулей). На четвертом этапе решается задача оптимизации: ищется такая пара независимых значений горизонтальных напряжений (например, в настоящей работе были выбраны максимальное σ_H и минимальное σ_h горизонтальные напряжения в верхнем слое), при которой минимальна разница между расчетными значениями пластовых напряжений и их косвенными оценками по геофизическим данным – информации о вывалообразовании, результатах тестов на утечки и испытаний на керновом материале (Зиганшин и др., 2024).

Дополнение одномерной модели зависимостей упругих модулей и напряжений от глубины профилями прочностных свойств, а также давлением флюида в пласте позволяет рассчитать, при каком давлении на скважине на каждой рассматриваемой глубине может начаться разрушение пород околоскважинной зоны, сопровождаемое выносом песка. Ясно, что наличие единственного «истинного» профиля упруго-прочностных свойств и напряжений приводит к детерминистичному определению «истинного» давления начала пескопроявления.

Тем не менее, необходимо понимать, что и упруго-прочностные свойства, и горизонтальные напряжения восстанавливаются по геофизическим данным с широким диапазоном неопределенности.

В рамках данного исследования предлагается учесть эту неопределенность с помощью моделирования методом Монте-Карло. Для этого используется следующий алгоритм.

Построение слоистой модели начинается с выделения геомеханических фаций и осреднения профилей упругих модулей в каждой из них. Задача выделения фаций требует отдельного рассмотрения и выходит за рамки данной работы. Внутри каждого слоя, даже среди пород, отнесенных к одной и той же геомеханической фации, возможен существенный разброс значений модуля Юнга E и коэффициента Пуассона ν (или компонент тензора упругих модулей при рассмотрении анизотропных сред). Для учета этого разброса предлагается построить частотное распределение каждого параметра, входящего в геомеханическую модель, для каждого выделенного слоя. Частотное распределение может быть использовано для определения его моментов или квантилей и реконструкции функции плотности вероятности, которая может быть задана аналитически при выборе семейства распределений, достаточно гибкого для описания геофизических данных. В рамках данного исследования предлагается использовать распределения семейства Пирсона, аналитическая форма которых единственным образом определяется

из моментов, что достаточно эффективно применяется при геомеханическом моделировании (Дубиня и др., 2024). В рамках данного исследования распределения параметров, характеризующих упругие и прочностные свойства пород – модуль Юнга E , коэффициент Пуассона ν , угол внутреннего трения ϕ и прочность на одноосное сжатие UCS , – строились на основании данных ГИС (осредненных профилей данных параметров с некоторым шагом в метрах), а также результатов лабораторных тестов на керновом материале. Пример полученной таким образом функции плотности распределения для статического модуля Юнга fE приведен ниже.

Аналогичные функции распределения были получены в результате множественного решения задачи поиска оптимальной пары независимых минимального и максимального горизонтальных напряжений по реальным данным методом Монте-Карло. В рамках решения такой обратной задачи использовались реальные сглаженные профили параметров пород, полученные из данных ГИС. Пример функций плотности распределения минимального $f(\sigma_h)$ и максимального $f(\sigma_H)$ горизонтальных напряжений приведен ниже:

Рассматривался вклад неопределенности каждого параметра, характеризующего горную среду – модуль Юнга, коэффициента Пуассона, угла внутреннего трения и прочности на одноосное сжатие, а также величин горизонтальных напряжений – в неоднозначность решения задачи геомеханики. Для этого проводилось поочередное варьирование каждого из перечисленных параметров. То есть профиль исследуемого параметра X случайным образом выбирался из распределения, полученного ранее (рис. 1 или рис. 2), профили остальных параметров фиксировались. Величина разброса исследуемого параметра искусственно изменялась путем домножения дисперсии

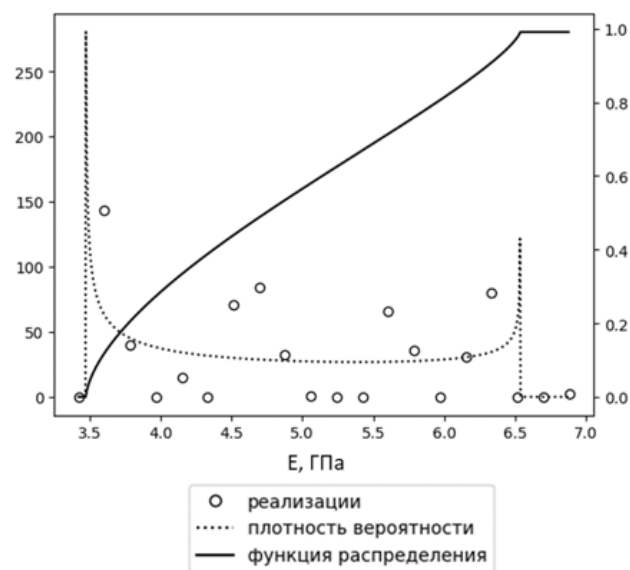


Рис. 1. Функция распределения и плотности вероятности для статического модуля Юнга

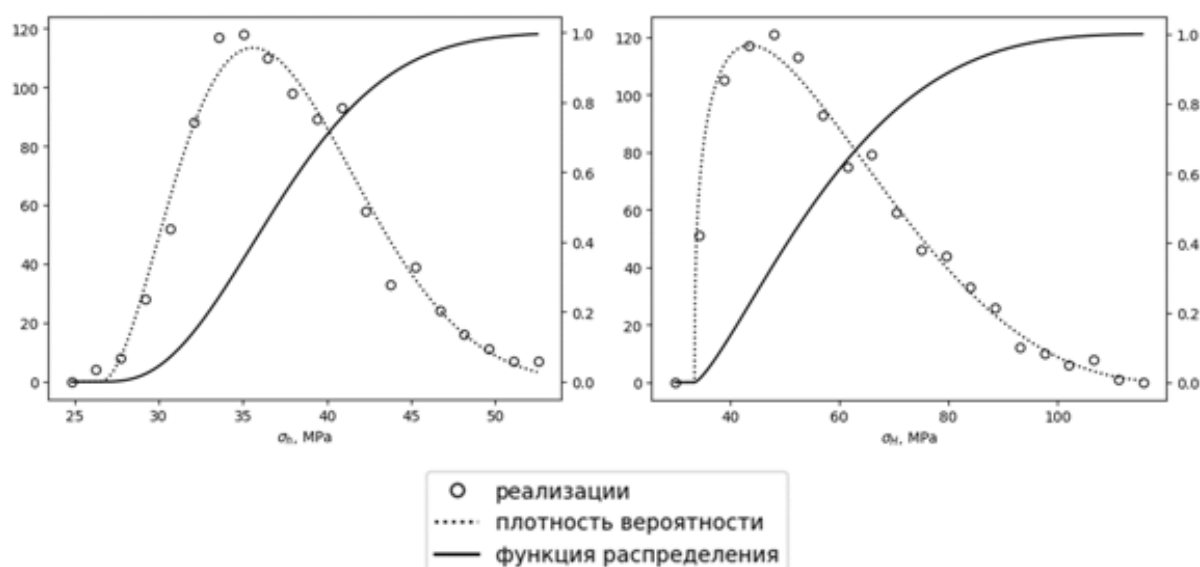


Рис. 2. Функции распределения и плотности вероятности для минимального (слева) и максимального (справа) горизонтальных напряжений

полученных ранее функций плотности распределения $f(X)$ на специально введенный коэффициент D_{dw} , который принимает следующие значения: 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, и последующего прибавления некоторого значения, выбираемого таким образом, чтобы положение максимума плотности вероятности сохранялось. Для каждого значения коэффициента D_{dw} была сформирована тысяча вариативных профилей каждого исследуемого параметра.

Далее решалась задача оптимизации по поиску такой оптимальной пары независимых значений горизонтальных напряжений, при которой минимальная разница между расчетными значениями пластовых напряжений и их косвенными оценками по геофизическим данным – на основании давления закрытия трещин мини-ГРП на глубине их проведения. Для известного набора профилей прочностных свойств пород, а также вычисленных профилей вертикального, минимального и максимального горизонтальных напряжений давление начала пескопроявления определялось по простому выражению, применимому для случая вертикальной скважины в среде, разрушение которой подчиняется линейному закону Кулона-Мора:

$$P_{well} = \frac{1 - \sin \varphi}{2} (3\sigma_H - \sigma_h - UCS) + P_0,$$

где P_{well} – давление на скважине, которое при заданном пластовом давлении приводит к началу выноса песка; P_0 – поровое давление. Отметим, что и другие, более сложные модели расчета давления начала пескопроявления могут быть проанализированы с помощью аналогичного метода. При их использовании может увеличиться количество варьируемых параметров, однако методология исследования влияния неопределенности исходных дан-

ных на точность прогноза не изменится.

При использовании интегрального анализа интерес в большей степени представляет не распределение давлений по слоям, а минимальная депрессия, при которой вынос песка начнется на хотя бы одной глубине в рассматриваемом интервале. Из-за этого весь рассматриваемый интервал глубин характеризуется для каждой реализации одним значением давления, соответствующим минимальной депрессии по всем слоям. Выполнение множественного моделирования методом Монте-Карло позволяет определить частотное распределение уже давления начала выноса песка. В результате повторного анализа полученного распределения рассчитывается функция плотности вероятности, показывающая, в какой доли реализаций Монте-Карло при каждом давлении на скважине начинался вынос песка.

Такая функция плотности вероятности, выраженная аналитически или через квантили для рассматриваемого интервала глубин, может быть далее использована для объективного учета неоднозначности построения геомеханической модели при определении оптимального режима работы скважины, не допускающего вынос песка, или допускающего его при заданном уровне допустимой вероятности.

Результаты и обсуждение

Описанный алгоритм был применен для построения функции плотности вероятности для давления начала выноса песка на интервале глубин 2700–3000 м для условий, отражающих реальные условия залегания углеводородов на одном из месторождений Российской Федерации. Было подтверждено, что полученное распределение этого давления по множеству реализаций Монте-Карло также может быть описано с помощью распределений из семейства Пирсона. Помимо самой функции распределения, характеризующей весь интервал, были опреде-

лены значения давления, при которых в каждом слое вынос песка начинается с вероятностью 25, 50 и 75% (рис. 3). Полученные значения в целом согласованы с условиями пескопроявления на аналогичных объектах на качественном уровне.

В качестве отдельной задачи была рассмотрена чувствительность результатов прогноза давления начала выноса песка к погрешности в каждом из исходных параметров. Результаты такого анализа можно представить на графиках зависимости итоговой

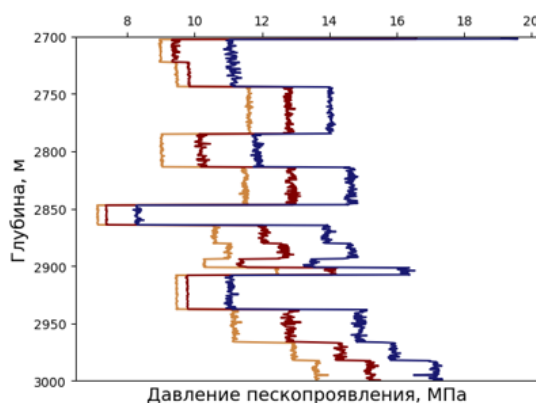


Рис. 3. Пример профилей давления начала пескопроявления. Желтая кривая соответствует 25-му процентилу, красная – 50-му процентилу, а синяя – 75-му процентилу

дисперсии функции плотности распределения давления начала пескопроявления от дисперсии функции плотности распределения отдельно взятого параметра модели для разных коэффициентов D_{dw} .

Результаты, представленные на рисунке 4, позволяют говорить о том, каким образом каждый из рассматриваемых параметров влияет на результаты прогноза давления пескопроявления по отдельности. Параметрами, чувствительность к которым наиболее выражена, оказались максимальное горизонтальное напряжение и упругие модули (чувствительность к коэффициенту Пуассона несколько выше, чем к модулю Юнга). Тем не менее, нельзя исключать изменение результатов прогноза величины минимального давления пескопроявления при совместном анализе различных параметров. Данный вопрос требует отдельного дальнейшего исследования.

Выводы

Решение задач геомеханики в приложениях к вопросам оптимизации освоения месторождений углеводородов выполняется поэтапно, при этом на каждом следующем этапе накапливаются погрешности как физического, так и вычислительного характера. При этом исходные данные – сведения о механических свойствах пород, слагающих коллекторы углеводородов, и их напряженно-деформированном состоянии – изначально характеризуются значительными неоднозначностями. Это обусловлено ограниченностью существующих на сегодняшний день прямых и косвенных геофизических методов изучения пород, залегающих на больших глубинах.

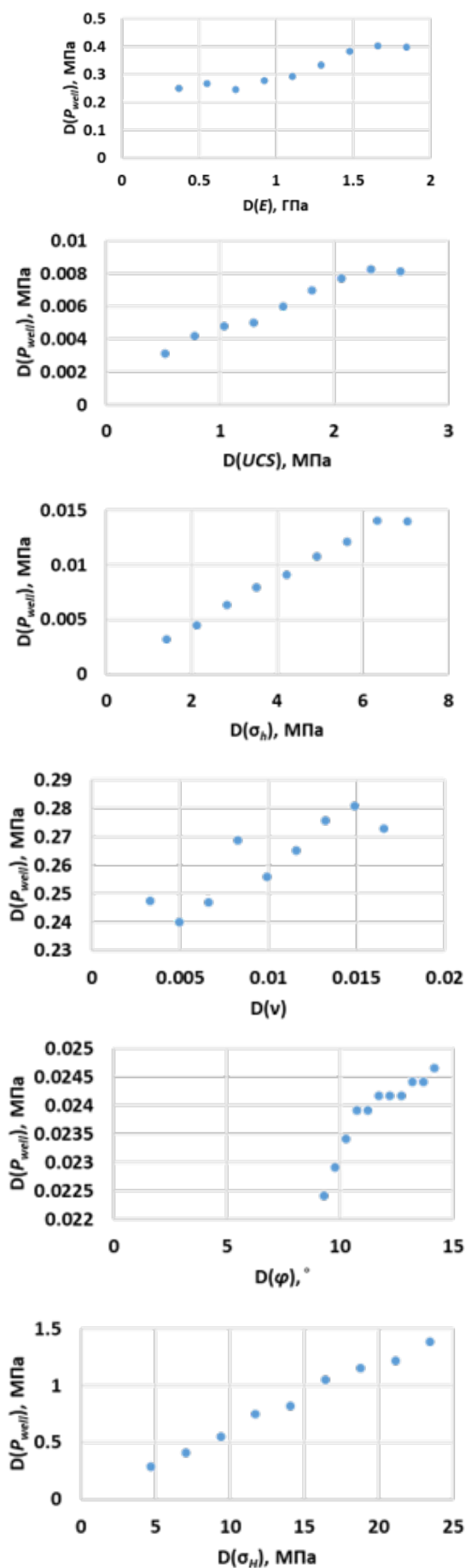


Рис. 4. Зависимость дисперсии минимального давления начала пескопроявления от дисперсии модуля Юнга, коэффициента Пуассона, прочности на одноосное сжатие, угла внутреннего трения, минимального и максимального горизонтальных напряжений

Представленный в работе алгоритм позволяет оценить реальную роль неоднозначности механических свойств и напряженного состояния пород околоскважинной зоны при решении задач геомеханики месторождений на примере определения условий пескопроявления. Решения по выбору режима работы скважин следует принимать с учетом этой неопределенности, что позволит снизить экономические риски разработки месторождений нефти и газа.

Можно рекомендовать внедрение аналогичных подходов с численным анализом неопределенности исходных геофизических данных и в другие подходы к решению прикладных задач геомеханики месторождений углеводородов.

Финансирование

Исследование было проведено в рамках выполнения государственного задания ИФЗ РАН, номер темы FMWU-2025-0034.

Список литературы

1. Дубиня Н.В., Галыбин А.Н. (2018). О распределении напряжений в слоистом массиве горных пород. *Физика Земли*, 6, с. 106–116.
2. Дубиня Н.В., Зиганшин Э.Р., Новикова Е.В. (2024). Статистический анализ результатов реконструкции напряженного состояния по данным о проводимости естественных трещин. *Процессы в геосредах*, 41(3), с. 2636–2648.
3. Зиганшин Э.Р., Дубиня Н.В., Новикова Е.В., Воронов И.А. (2024). Оценка современного напряженно-деформированного состояния массива карбонатных горных пород на нефтяном месторождении. *Russian Journal of Earth Sciences*, 24(5), с. 1–20.
4. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Устинов К.Б. (2018). Моделирование геомеханических процессов в окрестности нефтяных и газовых скважин. М.: Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, 528 с.
5. Andersen O., Kelley M., Smith V., Raziperchikolaei S. (2022). Automatic Calibration of a Geomechanical Model from Sparse Data for Estimating Stress in Deep Geological Formations. *SPE Journal*, Vol. 27(2), P. 1140–1159. <https://doi.org/10.2118/204006-PA>.
6. Ljunggren C., Chang Y., Janson T., Christiansson R. (2003). An overview of rock stress measurement methods. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, V. 40(7), P. 975–989.
7. Muhammad M., Rasol A. A. A. (2025). Advances and challenges of sand production and control in oilfields: A review. *Results in Engineering*, Vol. 26. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104596>.

8. Rahmati H., Jafarpour M., Azadbakht S., Nouri A., Vaziri H., Chan D., Xiao Y. (2013). Review of Sand Production Prediction Models. *Journal of Petroleum Engineering*, 16 p.
9. Ray P. L., Tipton J. R., Cheng S., Francom D. (2024). Wellbore Stability Uncertainty Quantification Using a Bayesian Machine Learning Framework. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. SPE-220771-MS*. <https://doi.org/10.2118/220771-MS>.
10. Song I., Chang C. (2017). In situ stress conditions at IODP Site C0002 reflecting the tectonic evolution of the sedimentary system near the seaward edge of the Kumano basin offshore from SW Japan. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, V. 122, 20 p.
11. Zheng D., Zhang B., Chalaturnyk R. (2024). Quantifying Uncertainty of In-Situ Horizontal Stress and Geotechnical Parameters Using a Bayesian Inference Approach for Pressuremeter Tests. *Canadian Geotechnical Journal*, Vol. 62, P. 1–23. <https://doi.org/10.1139/cgj-2023-0686>.
12. Zoback M.D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, P. 505.

Сведения об авторах

Новикова Елена Валерьевна – научный сотрудник, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, ИФЗ РАН, 123242,

Россия, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
e-mail: helenvn97@gmail.com

Собаев Александр Григорьевич – ведущий инженер, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, ИФЗ РАН, 123242,

Россия, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
e-mail: sobaev.a.g@mail.ru

Воронов Иван Андреевич – ведущий инженер, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, ИФЗ РАН, 123242,

Россия, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
e-mail: ivanvoronov1996@yandex.ru

References

1. Dubinya, N.V., & Galybin, A.N. (2018). On stress distribution in a layered rock mass. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, (6), 106–116.
2. Dubinya, N.V., Ziganshin, E.R., & Novikova, E.V. (2024). Statistical analysis of in-situ stress reconstruction results based on natural fracture conductivity data. *Processes in Geosystems*,

- 41(3), 2636–2648.
3. Ziganshin, E.R., Dubinya, N.V., Novikova, E.V., & Voronov, I.A. (2024). Assessment of the present-day stress-strain state of a carbonate rock mass at an oil field. *Russian Journal of Earth Sciences*, 24(5), 1–20.
 4. Karev, V.I., Kovalenko, Yu.F., & Ustinov, K.B. (2018). Modeling of geomechanical processes in the near-wellbore zone of oil and gas wells. Moscow: *Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences*, 528 pp.
 5. Andersen, O., Kelley, M., Smith, V., & Raziperchikolaee, S. (2022). Automatic calibration of a geomechanical model from sparse data for estimating stress in deep geological formations. *SPE Journal*, 27(2), 1140–1159. <https://doi.org/10.2118/204006-PA>
 6. Ljunggren, C., Chang, Y., Janson, T., & Christiansson, R. (2003). An overview of rock stress measurement methods. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7), 975–989.
 7. Muhammad, M., & Rasol, A.A.A. (2025). Advances and challenges of sand production and control in oilfields: A review. *Results in Engineering*, 26, 104596. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104596>
 8. Rahmati, H., Jafarpour, M., Azadbakht, S., Nouri, A., Vaziri, H., Chan, D., & Xiao, Y. (2013). Review of sand production prediction models. *Journal of Petroleum Engineering*, 2013, 16 pp.
 9. Ray, P.L., Tipton, J.R., Cheng, S., & Francom, D. (2024). Wellbore stability uncertainty quantification using a Bayesian machine learning framework. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. SPE-220771-MS*. <https://doi.org/10.2118/220771-MS>
 10. Song, I., & Chang, C. (2017). In situ stress conditions at IODP Site C0002 reflecting the tectonic evolution of the sedimentary system near the seaward edge of the Kumano basin offshore from SW Japan. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122, 20 pp.
 11. Zheng, D., Zhang, B., & Chalaturnyk, R. (2024). Quantifying uncertainty of in-situ horizontal stress and geotechnical parameters using a Bayesian inference approach for pressuremeter tests. *Canadian Geotechnical Journal*, 62, 1–23. <https://doi.org/10.1139/cgj-2023-0686>
 12. Zoback, M.D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 505 pp.

About the authors

Elena V. Novikova – researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth
1, building 10, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation
e-mail: helenvn97@gmail.com

Alexander G. Sobaev – senior Engineer, Schmidt Institute of Physics of the Earth
1, building 10, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation
e-mail: sobaev.a.g@mail.ru

Ivan A. Voronov – senior Engineer, Schmidt Institute of Physics of the Earth
1, building 10, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation
e-mail: ivanvoronov1996@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 06.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

Моделирование центратора-турбулизатора

Д.Р. Набиуллин, А.А. Дьяконов, Л.Б. Хузина
Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

В работе представлены результаты моделирования центратора-турбулизатора, разработанного на Кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Альметьевского государственного технологического университета. Разработка устройства была направлена на решение одной из ключевых проблем строительства нефтяных и газовых скважин с наклонно-направленными и горизонтальными участками – сокращение непроизводительного времени, связанного с ликвидацией осложнений и аварий в процессе бурения.

В ходе проектирования центратора было выполнено моделирование течения промывочной жидкости для девяти наиболее распространённых профилей устройства. По результатам исследований установлено, что максимальная скорость потока достигается в центральной части центратора. Применение моделирования позволяет заранее определять необходимые конструктивные и гидродинамические характеристики устройства, что способствует снижению материальных затрат на разработку и создание прототипов.

Разработанный центратор-турбулизатор формирует интенсивный турбулентный поток промывочной жидкости с высокой частотой и амплитудой локальных пульсаций скорости. Такой режим течения препятствует оседанию шлама на стенках скважины и, как следствие, снижает вероятность механических прихватов. Уменьшение числа подобных осложнений позволяет сократить непроизводительное время при строительстве скважин и повысить экономическую эффективность нефтесервисных компаний.

Ключевые слова: бурение скважины, центратор-турбулизатор, турбулентный поток, очистка скважины.

Для цитирования: Набиуллин Д.Р., Дьяконов А.А., Хузина Л.Б. (2026). Моделирование центратора-турбулизатора. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 30-33.

Modeling of a centralizer-turbulator

D.R. Nabiullin, A.A. Dyakonov, L.B. Khuzina
Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school»
Almetyevsk, Russian Federation

This paper presents the results of modeling a centralizer-turbulator developed at the Department of oil and gas well drilling at Almetyevsk state technological university. The device was developed to address one of the key challenges in the construction of oil and gas wells with deviated and horizontal sections: reducing non-productive time associated with the elimination of complications and accidents during drilling.

During the centralizer design, drilling fluid flow modeling was performed for nine of the most common device profiles. The study revealed that the maximum flow velocity is achieved in the centralizer's central section. The use of modeling allows for the pre-determination of the necessary design and hydrodynamic characteristics of the device, which helps reduce development and prototyping costs.

The developed centralizer-turbulator generates an intense turbulent drilling fluid flow with high frequency and amplitude of local velocity pulsations. This flow regime prevents cuttings from settling on the wellbore walls and, consequently, reduces the likelihood of mechanical sticking. Reducing the number of such complications allows for a reduction in non-productive time during well construction and increases the economic efficiency of oilfield service companies.

Keywords: well drilling, centralizer-turbulator, turbulent flow, well cleaning.

Recommended citation: Nabiullin D.R., Dyakonov A.A., Khuzina L.B. (2026). Modeling of a centralizer-turbulator. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 30-33.

Введение

Согласно энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года одной из основных целей развития энергетики является обеспечение энергетической безопасности, технологического суверенитета и конкурентоспособности отраслей топливно-энергетического комплекса. Также ставится вопрос об острой необходимости опережающего создания и оперативного внедрения передовых российских технологий добычи углеводородного сырья. На сегодняшний день одним из векторов рационального использования нефтегазовых месторождений является строительство наклонно-направленных скважин, в том числе с горизонтальным окончанием ствола. Активное развитие этого направления в России

связано с разработкой длительно эксплуатируемых месторождений, имеющих послойную и зональную неоднородность, для которых наиболее эффективная выработка запасов нефти возможна только путем строительства горизонтальных скважин. Результаты эксплуатации однозначно показали эффективность бурения таких скважин благодаря кратному повышению производительности. Строительство нефтяных скважин сопряжено со значительными трудностями, такими как затяжки, прихваты и другие осложнения, вызванные скоплением шлама, поэтому качественная очистка ствола является приоритетной задачей при бурении.

В ранее проведенных исследованиях по очистке ствола скважины (Акбулатов и др., 2005; Балаба В. И.

и др., 2015, Добик Ю.А., 2017) выявлено, что снижение показателей работы долота с ростом глубины скважины связано с ухудшением условий очистки от выбуренной породы. В этом случае необходимо, чтобы промывка забоя скважины была совершенной, под которой понимается беспрепятственное удаление шлама из призабойной зоны. Качественная очистка ствола скважины является одним из основных факторов успешного строительства наклонно направленных скважин.

Проведённые ранее исследования позволяют сделать вывод, что одним из показателей высокого качества очистки скважины от шлама является наличие турбулентного потока в затрубном пространстве. Российскими исследователями, а также компаниями разрабатывается множество разнообразных устройств (Хохлов А.Л. и др., 2017), которые могут создать турбулентный поток жидкости. Однако при всем разнообразии конструкций и различной эффективности существующих технических решений для улучшения очистки ствола скважины на сегодняшний день не существует универсального решения данной проблемы и необходимы дальнейшие исследования.

Материалы и методы

На кафедре БНГС АГТУ ВШН разработано техническое решение проблемы выноса шлама с наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола скважины в виде запатентованного (Набиуллин Д.Р. и др., 2022) центратора-турбулизатора (рис. 1), состоящего из полого корпуса в виде двух втулок, расположенных последовательно друг за другом и имеющих разнонаправленные лопасти. Верхняя втулка (2) может вращаться относительно нижней (1), которая крепится (5) неподвижно на бурильную колонну (4). Буровой раствор, проходя через нижнюю втулку, меняет направление вправо и поступает на верхнюю втулку, в которой меняет направление влево, что приводит к турбулизации восходящего по-

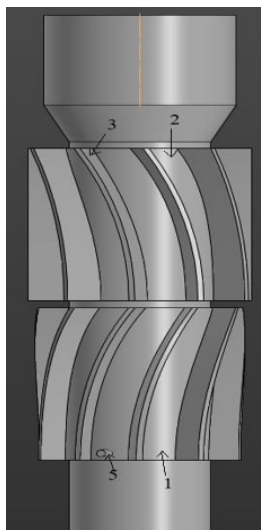


Рис. 1. Общий вид центратора-турбулизатора

тока, вследствие чего частицы шлама, находящиеся в потоке, интенсивно перемешиваются, что обеспечивает предотвращение возникновения зон скопления шлама.

В рамках данной работы рассмотрен набор типовых геометрических профилей центраторов с позиций степени выраженности турбулентного потока промывочной жидкости. На первом этапе исследований были проведены работы по созданию геометрических образов центратора – упрощенных моделей для теоретического анализа и детальные твердотельные модели, созданные с использованием систем автоматизированного проектирования, а также с учетом ранее проведенных исследований в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (Gelfgat, Y.A. и др., 2003). Создан набор профилей лопастей вращающегося колеса. В него входит 9 различных видов, соответствующих отдельно принятым в индустрии стандартам, а также их модифицированным версиям. Схема с профилями показана на рисунке 2. В данном наборе представлено 5 типов зубьев с различными профилями: шевронный, с переменной толщиной (1, 2), периодический (3, 6), дуговой профиль (4, 5), косозубый (7, 8), а также профиль с прямым зубом (9).

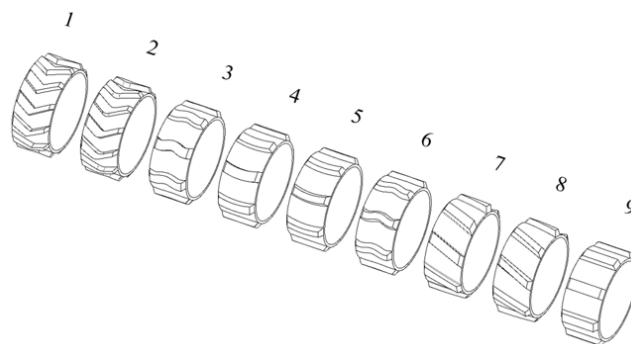


Рис. 2. Варианты профилей для центратора-турбулизатора

Сравнительный анализ результатов, полученных теоретическим методом для центраторов различной геометрии, позволил выделить профили, соответствующие максимальным значениям средней скорости потока жидкости до $5 \text{ м}^3/\text{с}$ и числа Рейнольдса до 25 тыс. Обоснована наибольшая турбулизирующая способность центратора с профилем 8 на качественном уровне исходя из пика нормированного числа Рейнольдса (рис. 2).

Результаты

Изменение направления потока существенно повышает турбулизирующую способность предложенного центратора-турбулизатора для бурильных труб за счёт увеличения локального числа Рейнольдса в области низкой турбулентности потока от 1200 до 5000 между частями центратора и повышения максимальной энергии турбулентного потока почти на два порядка – с $5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}^2$ до $2 \cdot 10^{-1} \text{ м}^2/\text{с}^2$ (рис. 4).

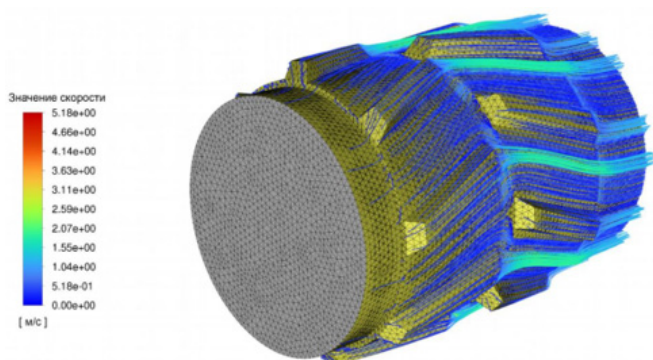


Рис. 3. Пример результата моделирования потока промывочной жидкости

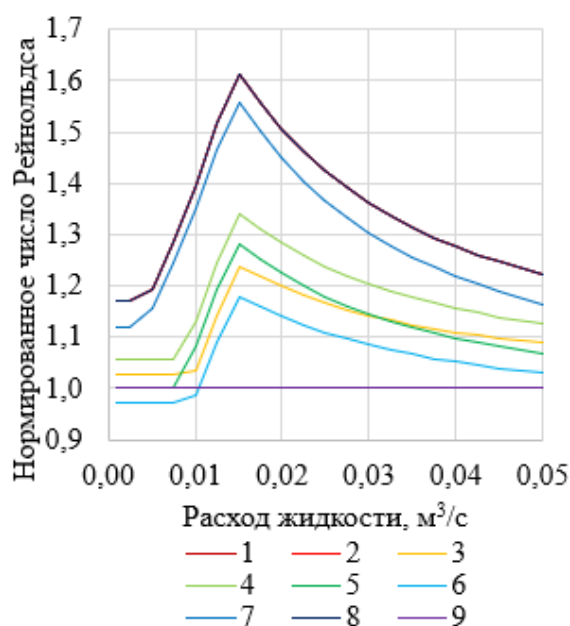
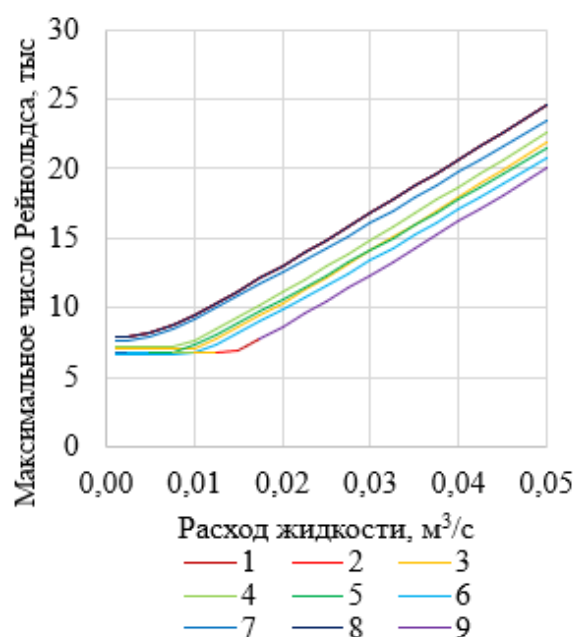


Рис. 4. Максимальное число Рейнольдса в зависимости от расхода и профиля центратора-турбулизатора

Подтверждена согласованность теоретических и численных сравнительных оценок турбулизирующей способности центраторов различных геометрий (Набиуллин Д.Р. и др., 2024). Определена зависимость числа Рейнольдса, амплитуды потока, амплитуда и частота пульсаций скорости как функция геометрии центратора и расхода промывочной жидкости.

Согласно теоретическим построениям:

1. Турбулизирующая способность технологии гидромеханической очистки от шлама наклонно-направленных участков скважины центратором-турбулизатором для бурильных труб с вращающимся элементом максимальна для центраторов с профилями 1, 2, 7, 8. Профиль 8 значимым образом выделяется в индикаторе в зависимости амплитуды турбулентного потока от расхода жидкости (рис. 3).
2. Теоретические построения позволяют оценить и обосновать высокую турбулизирующую способность центратора с профилем 8.
3. Разработана технология гидромеханической очистки от шлама наклонно-направленных участков скважины, основанная на создании турбулентности потока бурового раствора за счет использования центратора-турбулизатора с углом между лопастями подвижного элемента и направлением потока промывочной жидкости ($\beta = 30^\circ$) при количестве лопастей $N = 12$, который является оптимальным при расходе промывочной жидкости до $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$, что способствует повышению надежности и эффективности процесса бурения.

Выводы

Технология основана на создании развитого турбулентного потока жидкости разработанным и запатентованным центратором-турбулизатором для бурильных труб с вращающимся элементом, предотвращающим скопление шлама на наклонно-направленных участках скважины.

Перспективы дальнейшего развития темы в области улучшения качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных участков профиля скважины от выбуренной горной породы заключаются в разработке цифрового двойника КНБК, в составе которого находится центратор-турбулизатор для бурильных труб с вращающимся элементом, а также в изучении ранее не рассмотренных гидродинамических эффектов, позволяющих повысить качество проводимых исследований.

Список литературы

1. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. (2005). Сборник научных трудов международной научно-технической конференции «Повышение качества строительства скважин», с. 113–115.

2. Балаба В.И., Зинченко О.Д. (2015). Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 3, с. 23–27.
3. Добик Ю.А. (2017). Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 1, с. 16–20.
4. Патент на полезную модель № 215132 U1 Российская Федерация, МПК E21B 17/10 (2006.01), СПК E21B 17/10 (2022.08). Центратор-турбулизатор для бурильных труб: № 2022122924; заявлено: 25.08.2022; опубликовано: 30.11.2022 / Бабичев И.Н., Дьяконов А.А., Хузина Л.Б. Набиуллин Д.Р., Хузин Б.А.; патентообладатель: Государственное бюджетное образовательное учреждение «Альметьевский государственный нефтяной институт».
5. Хохлов А.Л., Епихин А.В. (2017). Тезисы конференции «Проблемы геологии и освоения недр», с. 549–551.
6. Набиуллин Д.Р., Дьяконов А.А., Хузина Л.Б. (2024). Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 375 (3), с. 10–16.
7. Gelfgat Y.A., Gelfgat M.Y., Lopatin Y.S. (2003). Well drilling optimization methods in the FSU, p. 199–291.

Сведения об авторах

Набиуллин Динар Рамилевич – кандидат тех. наук, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

e-mail: d.nabiullin@agni-rt.ru

Дьяконов Александр Анатольевич – доктор тех. наук, профессор, ректор, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

e-mail: dyakonovaa@agni-rt.ru

Хузина Лилия Булатовна – доктор тех. наук, профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

e-mail: lbhuzina@agni-rt.ru

References

1. Akbulatov T.O., Khabibullin I.A., Levinson L.M.

(2005). Collection of scientific papers of the international scientific and technical conference «Improving the quality of well construction», p. 113–115.

2. Balaba V.I., Zinchenko O.D. (2015). Equipment and technologies for the oil and gas complex, 3, p. 23–27.
3. Dobik Yu.A. (2017). Construction of oil and gas wells on land and offshore, 1, p. 16–20.
4. Patent for utility model No. 215132 U1 Russian Federation, IPC E21B 17/10 (2006.01), SPC E21B 17/10 (2022.08). Centralizer-turbulator for drill pipes: No. 2022122924; declared: 25.08.2022; published: 30.11.2022 / Babichev I.N., Dyakonov A.A., Khuzina L.B. Nabiullin D.R., Khuzin B.A.; patent holder: State Budgetary Educational Institution «Almetyevsk State Oil Institute».
5. Khokhlov A.L., Epikhin A.V. (2017). Abstracts of the conference «Problems of Geology and Subsoil Development», pp. 549–551.
6. Nabiullin D.R., Dyakonov A.A., Khuzina L.B. (2024). Construction of oil and gas wells on land and at sea, 375 (3), pp. 10–16.
7. Gelfgat Y.A., Gelfgat M.Y., Lopatin Y.S. (2003). Well drilling optimization methods in the FSU, p. 199–291.

About the authors

Nabiullin Dinar Ramilevich – Candidate of Technical Sciences, Assistant of the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Almetyevsk State Technological University «Higher School of Oil»
186a Sovetskaya str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: d.nabiullin@agni-rt.ru

Dyakonov Alexander Anatolyevich – Doctor of Technical Sciences, Professor, Rector, Almetyevsk State Technological University «Higher School of Oil»

186a Sovetskaya str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: dyakonovaa@agni-rt.ru

Khuzina Liliya Bulatovna – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Almetyevsk State Technological University «Higher School of Oil»

186a Sovetskaya str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: lbhuzina@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 28.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

О применимости технологии управляемого радиального вскрытия пласта*Л.И. Гарипова¹, Д.Р. Хаярова¹, А.И. Гайфуллин², И.Р. Камалов¹*¹*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*²*«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия*

В работе проведена оценка зависимости скин-фактора от различных параметров каналов при применении управляемого радиального вскрытия пласта с учетом известного опыта оптимизации технологических параметров обработки призабойной зоны скважин на основе динамики изменения параметров скин-фактора. В качестве переменных параметров были рассмотрены: длина каналов, диаметр каналов, исходный коэффициент проницаемости продуктивного пласта и расположение каналов относительно кровли пласта. По результатам гидродинамического моделирования отмечено, что диаметр канала напрямую влияет на скин-фактор, но для рассматриваемых вариантов значения скин-фактора находятся в узких пределах. При этом каждое последующее увеличение диаметра скважины даёт более слабый эффект по уменьшению скин-фактора. Определено, что технология управляемого радиального вскрытия пласта даёт выраженный эффект для коллекторов с величиной коэффициента проницаемости до 100 мД, для коллекторов с коэффициентами проницаемости в пределах 100–200 мД имеет незначительный эффект. Положение каналов в пласте следует выбирать в зависимости от геолого-технических особенностей призабойной зоны, так как изменение скин-фактора незначительно. Показано, что базовая модель каналов при управляемом радиальном вскрытии пласта является оптимальным вариантом реализации.

Ключевые слова: управляемое радиальное вскрытие пласта, численное моделирование, скин-фактор, радиальные каналы, гидродинамическая модель, проницаемость.

Для цитирования: Гарипова Л.И., Хаярова Д.Р., Гайфуллин А.И., Камалов И.Р. (2026). О применимости технологии управляемого радиального вскрытия пласта. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 34–38.

Of the applicability of controlled radial reservoir penetration technology*L.I. Garipova¹, D.R. Khayarova¹, A.I. Gayfullin², I.R. Kamalov¹*¹*Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school»**Almetyevsk, Russian Federation*²*TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*

This paper evaluates the dependence of the skin factor on various channel parameters in the application of controlled radial reservoir penetration, taking into account the available experience in optimizing wellbore treatment parameters based on the dynamics of changes in skin-factor values. The following variable parameters were considered: channel length, channel diameter, initial permeability of the producing formation, and the position of the channels relative to the top of the formation.

According to the results of hydrodynamic simulation, it was found that channel diameter directly affects the skin factor; however, for the cases considered, the skin factor values remain within a narrow range. At the same time, each subsequent increase in wellbore diameter produces a weaker effect in reducing the skin factor.

It has been determined that the technology of controlled radial reservoir stimulation yields a pronounced effect for reservoirs with permeability values up to 100 mD, while for reservoirs with permeability in the range of 100–200 mD, the effect is minimal. The placement of channels in the reservoir should be determined based on the geological and technical characteristics of the wellbore zone, as the change in the skin factor is negligible. It has been shown that the base channel model in controlled radial reservoir stimulation represents the optimal implementation option.

Keywords: controlled radial reservoir penetration, numerical simulation, skin factor, radial channels, hydrodynamic model, permeability.

Recommended citation: Garipova L.I., Khayarova D.R., Gayfullin A.I., Kamalov I.R. (2026). On the issue of potential application of electrical conductivity in assessing the corrosive activity of acid solutions. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 34–38.

Введение

В условиях сложного геологического строения, включающего близлежащие водонасыщенные пласты, высокую расчленённость и небольшую толщину пласта, традиционные методы ОПЗ оказываются малоэффективными, а использование гидроразрыва пласта может вызвать прорыв и увеличение обводненности (Акимов О.В. и др., 2024; Зиятдинов И.Г., 2024). Проблема выработки остаточных запасов нефти актуальна для месторождений с карбонатными трещиноватыми коллекторами, где реализация системы ППД носит зачастую точечный характер, а фильтрация из матричной части пород практически отсутствует (Акимов О.В. и др., 2024).

В таких условиях требуется использование эффективных технологий, в частности управляемого радиального вскрытия пласта. Данный метод заключается в бурении одного, двух и более каналов длиной до 14 м в ранее пробуренных скважинах. При этом интенсивность набора угла достигает 8 градус/м, возможно бурение до четырех каналов из одной точки при неограниченном числе таких точек. Все работы выполняются с привлечением подъемного агрегата для текущего капитального ремонта скважин на стандартных НКТ, без использования гибких НКТ. Пробуренные каналы могут быть обсажены фильтрами, что обеспечивает их устойчивость. Также в них могут проводиться геофизические ис-

следования на удалении от основного ствола и соляно-кислотная обработка (Соловьев И.Б. и др., 2008).

Известен способ интенсификации притока нефти в скважины, эксплуатирующие карбонатные коллекторы, которые характеризуются наличием газовой шапки или близлежащих водоносных прослоев. Данный способ основан на комбинировании механического (радиального бурения с использованием технической системы) и химического (кислотной обработки каналов) методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Техническая система предусматривает применение технологии радиального механического бурения с использованием специального малогабаритного винтового забойного двигателя. Основным преимуществом данной технологии по сравнению со стандартными методами вторичного вскрытия ПЗП является возможность избирательного воздействия на пласт благодаря прогнозируемой траектории канала и многократной доставке в канал реагентов и инструментальных компоновок (Суходанова С.С. и др., 2022).

Учитывая опыт оптимизации технологических параметров ОПЗ на основе динамики изменения параметров скин-фактора (Шайдуллин В.А. и др., 2022), в данной работе рассмотрены зависимости скин-фактора скважины от длины канала, диаметра канала, положения канала в пласте и исходной проницаемости пласта с применением гидродинамического моделирования.

Сетка геологической модели имеет размеры 163 на 163 блока в горизонтальной плоскости и 20 блоков в вертикальной. Глубина верхнего слоя составляет 1000 м.

Для более детального моделирования призабойной зоны скважины применена квазиравномерная сетка. Скважина расположена в центре модели, эксплуатируется при постоянном забойном давлении 8,46 МПа. Начальное пластовое давление 11,0 МПа.

В качестве базовой модели принята скважина с двумя каналами длиной по 14 м (удаление от скважины 9 м), диаметр каналов 0,07 м, проницаемость пласта 50 мД, каналы расположены в верхней части пласта.

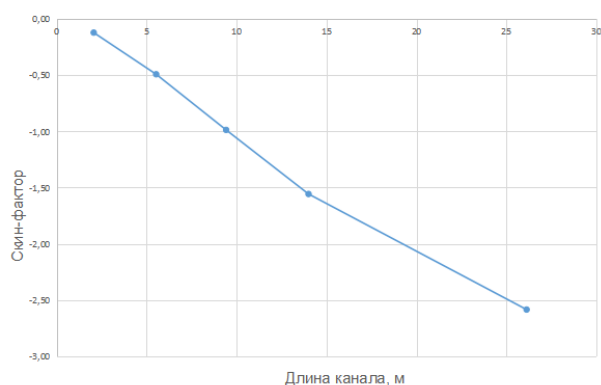


Рис. 1. Зависимость скин-фактора от длины канала

Проведён анализ влияния изменения длины радиального канала на скин-фактор (табл. 1, рис. 1). Значения длин каналов приняты равными 2 м (удаление от скважины 0,8 м), 5,5 м (удаление от скважины 2,8 м), 9,4 м (удаление от скважины 5,5 м), 26,1 м (удаление от скважины 15 м).

Таблица 1 – Исходные данные для определения скин-фактора в зависимости от длины канала

Варианты	1	2	3	4	5	6
Длина канала, м	Без каналов	2,06	5,53	9,42	14	26,12
Удаление от скважины, м	-	0,8	2,8	5,47	9,01	15
Давление на контуре, бар	106,09	106,03	105,86	105,60	105,27	104,51
Забойное давление, бар	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61
Дебит скважины, м³/сут	5,24	5,31	5,53	5,86	6,28	7,23
Скин-фактор	0,00	-0,12	-0,49	-0,99	-1,56	-2,58

Отмечается, что варианты 5, 6 являются наиболее оптимальными по величине скин-фактора.

Рассмотрена зависимость скин-фактора от диаметра канала. Отличные от базовой модели диаметры каналов: 0,05 м; 0,1 м; 0,15 м; 0,2 м.

Таблица 2 – Исходные данные для определения скин-фактора в зависимости от диаметра канала

Варианты	1	2	3	4	5	6
Диаметр каналов, м	Без каналов	0,05	0,07	0,10	0,15	0,20
Давление на контуре, бар	106,09	105,32	105,27	105,21	105,12	105,05
Забойное давление, бар	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61
Дебит скважины, м³/сут	5,24	6,22	6,28	6,36	6,47	6,56
Скин-фактор	0	-1,48	-1,56	-1,65	-1,78	-1,88

По результатам можно отметить, что диаметр канала напрямую влияет на скин-фактор, но для рассматриваемых вариантов значения скин-фактора находятся в узких пределах. При этом каждое последующее увеличение диаметра скважины даёт меньший эффект по уменьшению скин-фактора.

Определена зависимость скин-фактора от изначальной проницаемости пласта. Для базовой модели принята величина проницаемости 50 мД, для анализируемых вариантов: 30 мД, 70 мД, 100 мД, 200 мД, 500 мД.

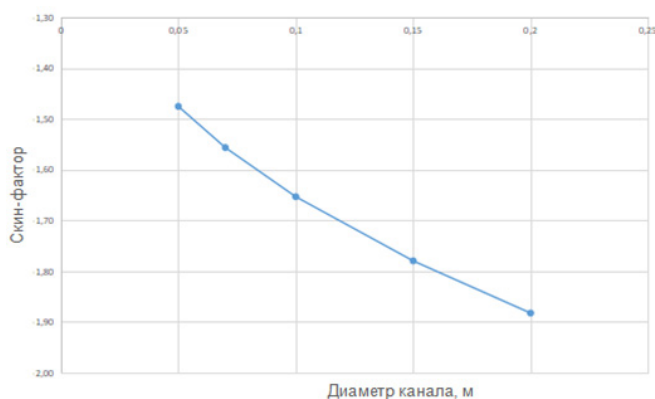


Рис. 2. Зависимость скин-фактора от длины канала

Таблица 3 – Исходные данные для определения скин-фактора в зависимости от проницаемости пласта

Варианты	1	2	3	4	5	6
Проницаемость пласта, мД	30	50	70	100	200	500
Давление на контуре, бар	105,93	105,27	104,85	104,41	103,62	102,65
Забойное давление, бар	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61
Дебит скважины, м3/сут	3,90	6,28	8,61	12,04	23,09	54,79
Скин-фактор	2,62	-1,56	-3,35	-4,70	-6,27	-7,22

Определено, что технология управляемого радиального вскрытия пласта даёт выраженный эффект для коллекторов с величиной коэффициента проницаемости до 100 мД, для коллекторов с проницаемостью до 200 мД имеет незначительный эффект.

Отмечается (табл. 4, рис. 4), что смещение каналов в нижнюю часть пласта на 10 м не даёт значительного эффекта по скин-фактору.

Таким образом, выбор расположения каналов

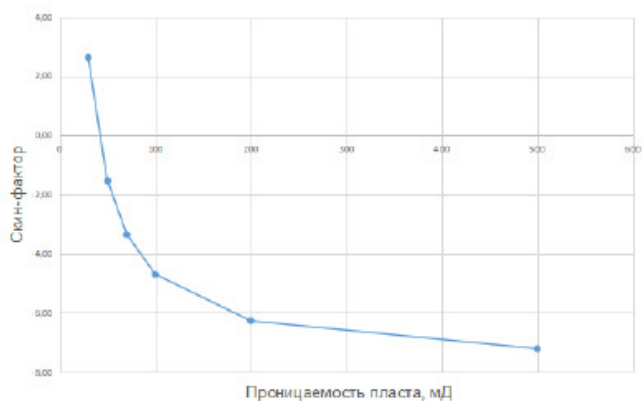


Рис. 3. Зависимость скин-фактора от проницаемости пласта

следует проводить в зависимости от геологических особенностей пласта.

Таблица 4 – Исходные данные для определения скин-фактора в зависимости от смещения вниз от кровли пласта

Варианты	1	2	3	4	5
Смещение от кровли пласта, м	0 м	2,66 м	5,34 м	8,01 м	10,68 м
Давление на контуре, бар	105,27	105,28	105,26	105,24	105,22
Забойное давление, бар	84,61	84,61	84,61	84,61	84,61
Дебит скважины, м3/сут	6,28	6,30	6,32	6,34	6,37
Скин-фактор	-1,56	-1,57	-1,59	-1,62	-1,66

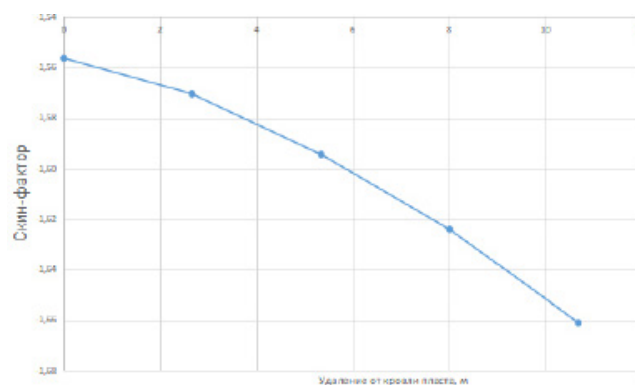


Рис. 4. Зависимость скин-фактора от положения в пласте

Выводы

Таким образом, базовая модель каналов при управляемом радиальном бурении является наиболее оптимальным вариантом исполнения. Длина канала более 14 м даёт менее выраженный эффект относительно каналов меньшей длины. Использование больших диаметров каналов ограничит применимость технологии при незначительном изменении скин-фактора. Наиболее применима технология управляемого радиального вскрытия пласта для коллекторов проницаемостью менее 100 мД. Положение каналов в пласте следует выбирать в зависимости от геолого-технических особенностей прискважинной зоны, так как изменение скин-фактора незначительно.

Список литературы

1. Акимов О.В., Кемпф К.В., Шкарин Д.В., Донской А.В., Баширов А.И., Макаренко В.А., Касимов Д.Л., Лягов А.В., Лягов И.А. Применение технологии радиального вскрытия пласта на Северо-Хоседаюском месторождении / Не-

фтяное хозяйство. № 04/2024 (выпуск 1206). С. 28–32.

2. Зиятдинов И.Г. Методика радиального вскрытия продуктивного пласта для интенсификации добычи углеводородов в процессе геологоразведочных работ/ В сборнике: Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти. Уфа, 2024. С. 272–277.
3. Макаренко В.А., Баширов А.И., Лягов И.А., Анохин А.В. Радиальное вскрытие пласта как метод интенсификации добычи в процессе ГРП / Бурение и нефть. 2023. № 11. С. 12–14.
4. Соловьев И.Б., Соловьева В.Н. Оптимизация технологических параметров ОПЗ на основе динамики изменения параметров скин-фактора по фактическим данным / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 10. – С. 36–40. – EDN JVVHAL.
5. Суходанова С.С., Файзуллин Р.Р., Герасименко П.Н., Иванова В.А., Баранов С.С., Юнусова М.Р., Максаков К.И. Технологии радиального вскрытия в условиях карбонатных пластов как способ увеличения добычи нефти. От теории к масштабным ОПР / ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 3 (25). С. 52–62.
6. Шайдуллин В.А., Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Таипов И.А., Магадиев А.Ф. Испытания новой технологии направленного радиального бурения каналов с последующим проведением кислотной обработки пласта / Нефтяное хозяйство, № 07/2022 (выпуск 1185) С. 108–116.

Сведения об авторах

Гарипова Лилия Ильясовна – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: garipova@agni-rt.ru

Хаярова Динара Рафаэлевна – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: hayarova@agni-rt.ru

Гайфуллин Алмаз Ирекович – руководитель проектного офиса по развитию химических методов увеличения нефтеотдачи Института «ТатНИПИ-нефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: aigaifullin@tatnipi.ru

Камалов Ильнур Расимович – магистр Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

References

1. Akimov O.V., Kempf K.V., Shkarin D.V., Donskoy A.V., Bashirov A.I., Makarenko V.A., Kasimov D.L., Lyagov A.V., Lyagov I.A. Application of radial drilling technology at the North-Khosedayu field / Oil industry. – 2024. – No. 4 (Issue 1206), pp. 28–32.
2. Ziyatdinov I.G. Methodology of radial formation drilling to enhance hydrocarbon production during geological exploration /In: Proceedings of the 51st International scientific and technical conference of young scientists, postgraduates and students dedicated to the 80th anniversary of devonian oil. Ufa, 2024, pp. 272–277.
3. Makarenko V.A., Bashirov A.I., Lyagov I.A., Anokhin A.V. Radial formation drilling as a method of production intensification during geological exploration works (G&R) / Drilling and oil. – 2023. – No. 11, pp. 12–14.
4. Solovyev I.B., Solovyeva V.N. Optimization of well treatment process parameters based on skin factor dynamics using actual data/ Construction of oil and gas wells on land and offshore. – 2008. – No. 10, pp. 36–40. – EDN JVVHAL.
5. Sukhodanova S.S., Fayzullin R.R., Gerasimenko P.N., Ivanova V.A., Baranov S.S., Yunusova M.R., Maksakov K.I. Radial drilling technologies in carbonate formations as a method to increase oil production: From theory to large scale field testing (OPR) / PROneft. Professional about oil. – 2022. – Vol. 7, No. 3 (25), pp. 52–62.
6. Shaidullin V.A., Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmullin A.R., Taipov I.A., Magadiev A.F. Testing of a new technology for directional radial drilling of channels with subsequent acid treatment of the reservoir / Oil industry. – 2022. – No. 7 (Issue 1185), pp. 108–116.

About the Authors

Liliya I. Garipova – Ph.D in technical sciences, associate professor of the department of development and operation of oil and gas fields, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423462, Russia

e-mail: garipova@agni-rt.ru

Dinara R. Khayarova – Ph.D in technical sciences, associate professor of the department of development and operation of oil and gas fields, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423462, Russia

e-mail: hayarova@agni-rt.ru

Almaz I. Gayfullin – Head of the project office for the development of chemical methods for increasing oil recovery, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russian Federation

186 a, Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423462, Russia

e-mail: aigaifullin@tatnipi.ru

Ilnur R. Kamalov – Master, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423462, Russia

e-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 03.06.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

Комплексный анализ изменения исходного состава битумоида при применении тепловых методов воздействия

Д.И. Ганиев¹, И.Ф. Гареев¹, В.Д. Стороженко², В.Н. Лебедев²

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

В работе представлены результаты комплексного исследования изменения состава остаточного битумоида в керне после различных режимов теплового воздействия. В качестве объектов исследования использовались нефтенасыщенные образцы керна, подвергнутые воздействию горячей воды, пара, перегретого пара, а также режимам с увеличенным объемом закачки теплоносителя. Для оценки изменений органического вещества применялся комплекс методов, включающий пиролиз, SARA-анализ и хромато-масс-спектрометрию. Установлено, что все исследованные режимы воздействия приводят к снижению общего содержания углеводородов в керне, однако состав остаточного битумоида изменяется по-разному в зависимости от исходных свойств нефти. Показано, что для объектов с более легким и менее преобразованным исходным составом основным процессом является селективный вынос легких и среднемолекулярных компонентов, в результате чего остаточная нефть становится более тяжелой и обогащается смолисто-асфальтеновыми соединениями. Для объектов с более высокомолекулярным или биодegradированным составом изменения выражены значительно слабее даже при высокоэнергетических режимах воздействия. Комплексная интерпретация результатов пиролиза, SARA-анализа и хромато-масс-спектрометрии показала, что одинаковые режимы теплового воздействия могут приводить к формированию принципиально различного состава остаточного битумоида. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости учета исходного молекулярно-группового состава нефти при выборе режимов теплового воздействия и прогнозировании свойств остаточной нефти после термической обработки пласта.

Ключевые слова: остаточный битумоид, тепловое воздействие, паротепловое воздействие, перегретый пар, HAWK-PAM, SARA-анализ, хромато-масс-спектрометрия, нормальные алканы, трансформация нефти, состав остаточной нефти, керн, термическая устойчивость нефти.

Для цитирования: Ганиев Д.И., Гареев И.Ф., Стороженко В.Д., Лебедев В.Н. (2026). Комплексный анализ изменения исходного состава битумоида при применении тепловых методов воздействия. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 39-46.

Comprehensive analysis of bitumen composition alterations after thermal recovery processes

D.I. Ganiev¹, I.F. Gareev¹, V.D. Storozhenko², V.N. Lebedev²

¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum Higher School», Almetyevsk, Russian Federation

²Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russian Federation

This paper presents the results of a comprehensive study of changes in the composition of residual bituminoids in core samples following various thermal treatment regimes. Oil-saturated core samples subjected to hot water, steam, superheated steam, and regimes with increased heat transfer fluid injection rates were used as test specimens. A suite of methods, including pyrolysis, SARA analysis and gas chromatography-mass spectrometry, was employed to assess changes in organic matter. It was established that all the exposure regimes studied lead to a reduction in the total hydrocarbon content of the core; however, the composition of the residual bituminoid varies depending on the initial properties of the oil. It has been shown that, for materials with a lighter and less transformed initial composition, the primary process is the selective removal of light and medium-molecular-weight components, resulting in the residual oil becoming heavier and enriched with resinous and asphaltene compounds. For samples with a higher-molecular-weight or biodegraded composition, the changes are significantly less pronounced, even under high-energy treatment conditions. A comprehensive interpretation of the results of pyrolysis, SARA analysis and gas chromatography-mass spectrometry has shown that identical thermal treatment regimes can lead to the formation of fundamentally different compositions of the residual bituminoid. The results obtained indicate the need to take into account the initial molecular-group composition of the oil when selecting thermal treatment regimes and predicting the properties of residual oil following thermal treatment of the reservoir.

Keywords: residual bitumen, thermal treatment, steam injection, superheated steam, HAWK-PAM, SARA analysis, chromatography-mass spectrometry, normal alkanes, oil transformation, residual oil composition, thermal stability of oil.

Recommended citation: Ganiev D.I., Gareev I.F., Storozhenko V.D., Lebedev V.N. (2026). Comprehensive analysis of bitumen composition alterations after thermal recovery processes. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 39-46.

Введение

Трудноизвлекаемые запасы нефти сегодня играют все более важную роль в сырьевой базе России, поскольку именно они во многом определяют перспективы поддержания и наращивания уровней добычи в условиях истощения традиционных месторождений. Анализ состояния таких запасов требует учета не только их ресурсного потенциала, но и региональной структуры, степени изученности, экономических ус-

ловий освоения и эффективности геологоразведочных работ. (Прищепа, 2019, Мишенин, 2021, Сажин и др., 2008).

На этом фоне особое значение приобретает комплексный подход к изучению трудноизвлекаемых запасов, включающий анализ сырьевой базы, технологических возможностей и экономической целесообразности разработки. Такой подход позволяет не только оценить текущее состояние отрасли, но и

определить наиболее перспективные направления дальнейшего освоения ресурсов (Филимонова и др., 2020). Данное исследование по сравнению с классическими способами оценки эффективности методов по объему добытой нефти направлено на выявление отличительных особенностей углеводородных соединений и изменений химических свойств до и после воздействия в условиях тепловых методов добычи.

Материалы и методы

Для изучения влияния паротеплового воздействия на исходный битумоид была проведена серия фильтрационных экспериментов на линейной модели пласта. В качестве объекта исследования выбран нефтенасыщенный керн с различным исходным углеводородным составом. Чтобы все эксперименты были сопоставимы, исходный керн дезинтегрировали и гомогенизировали. Из полученной однородной массы формировали все модели пласта, что гарантировало одинаковую начальную насыщенность во всей серии опытов. Режимы экспериментов подбирали так, чтобы охватить наиболее характерные для промысловой практики условия: закачку горячей воды, насыщенного и перегретого пара, а также варианты с увеличенным объемом закачки.

Для комплексной оценки изменения свойств битумоида до и после воздействия был применен ряд методов, включающий пиролиз кернового материала до и после воздействия на пиролитическом анализаторе HAWK v.2, экстрагирование кернового материала и последующий анализ методом SARA и хромато-масс-спектрометрии.

Для экспресс-оценки состава термических групп углеводородов использовалась методика HAWK-RAM (Petroleum Assessment Method – метод оценки насыщенности резервуара-коллектора), основанная на ступенчатом термическом разделении углеводородов с помощью программируемого пиролиза. При последовательном повышении температуры фракции углеводородов десорбируются и испаряются в порядке возрастания молекулярной массы и температуры кипения. На ступени Oil1 физически десорбируются легколетучие углеводороды; на ступени Oil2 удаляются более прочно удерживаемые легкие алканы, циклоалканы и низкокипящие ароматические соединения; ступень Oil3 обеспечивает испарение более тяжелых компонентов нефти с ограниченной подвижностью; на ступени Oil4 испаряются высококипящие тяжелые компоненты с возможной деструкцией асфальтенов; на завершающей ступени K-1 вызывает термическое разрушение остаточных термостойких углеводородов с расщеплением длинных цепей и генерацией углеводородных фрагментов и газа (Maende et al., 2023, Maende et al., 2017).

Осуществлялась экстракция образцов керна до и

после проведения экспериментов и разделение экстрактов на компоненты с помощью SARA-анализа. Данный метод основан на разделении нефти или экстрактов породы на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes – SARA) (Сафина и др., 2014).

Определение компонентного состава экстрактов проводилось методом газовой хромато-масс-спектрометрии на хромато-масс-спектрометре Agilent 7820A с масс-селективным детектором Agilent 5977B. Анализ выполнялся с использованием капиллярной колонки HP-5MS в режиме программируемого нагрева термостата. Метод применялся для оценки распределения углеводородных компонентов различной молекулярной массы. Полученные данные использовались для сопоставления состава подвижной и сорбированной нефти, оценки степени термического преобразования и выявления процессов перераспределения компонентов в породе (Ситдикова и др., 2024, Герасимова и др., 2023, Чемаданов и др., 2017).

Результаты

По результатам пиролитических исследований и SARA-анализа исходные образцы керна всех исследуемых объектов характеризуются в целом сходным высокомолекулярным составом битумоидов с относительно небольшими различиями.

Согласно результатам пиролиза (рис. 1а) в исходном образце всех объектов преобладают высокотемпературные фракции. Преобладающей является фракция Oil4, соответствующая высококипящим компонентам с минимальной подвижностью. Ее доля варьируется от 49,21 до 63,59 мг УВ/г породы, что типично для тяжелых и деградированных нефтей. Фракции Oil3 также существенно представлены и варьируются от 13,53 до 19,27 мг УВ/г породы, указывая на наличие менее подвижной, но потенциально извлекаемой нефти. Основной вклад в легкие фракции вносит Oil2, содержание которой колеблется от 1,11 до 2,52 мг УВ/г породы. Это соответствует умеренно подвижным компонентам нефти. Низкое содержание легких фракций во всех образцах свидетельствует о слабой естественной подвижности без внешнего воздействия и преобладании сорбированных высокомолекулярных компонентов.

По результатам SARA-анализа (рис. 1б) во всех исследованных образцах до воздействия преобладающей фракцией являются насыщенные углеводороды, содержание которых варьируется от 31,85 до 40,77 %. Доля ароматических углеводородов составляет от 24,32 до 31,14 %, смол от 21,02 до 24,50 %, асфальтенов от 13,23 до 18,70 %. На фоне остальных объектов выделяется объект № 3, в составе которого содержится больше асфальтеновой фракции

(22,39%) относительно других (в диапазоне от 13,23 до 16,14%), что может свидетельствовать о более высокой степени термической устойчивости остаточного битумоида.

Основные различия в исходном составе нефти объектов выявлены по результатам хромато-масс-спектрометрии (рис. 1в). Распределение нормальных алканов в образце объекта № 1 характеризуется выраженной деформацией профиля в области C_{17} – C_{20} при аномально высоком содержании C_{16} . Подобное распределение может свидетельствовать о селективном преобразовании или удалении части среднемолекулярных компонентов в результате процессов биodeградации, окисления либо предшествующего термического воздействия. При этом высокомолекулярные компоненты в диапазоне C_{29} – C_{32} сохраняются в большей степени, формируя вторичный подъем распределения. Для объектов № 2 и № 3 наблюдается нормальное распределение алканов с максимумами в C_{18} и C_{21} соответственно, что указывает на относительно менее преобразованный характер исходного углеводородного состава. Объект № 4 характеризуется нетипичным «клиновидным» распределением нормальных алканов с максимумом в области C_{26} с небольшим подъемом в районе C_{18} , что свидетельствует о повышенной доле высокомолекулярных компонентов.

После теплового воздействия для объекта №1 наблюдается планомерное снижение остаточного

УВ в образце керна, что наглядно подтверждается результатами пиролиза (рис. 2а). По мере увеличения интенсивности воздействия («горячая вода»-«пар»-«пар с увеличенным объемом»-«перегретый пар»-«перегретый пар с увеличенным объемом») фиксируется последовательное исчезновение фракций Oil1–Oil3, фракции Oil4 и K1 существенно снижаются. Результаты хромато-масс-спектрометрии (рис.2в) демонстрируют постепенное снижение локального максимума в C_{16} относительно общего содержания, что свидетельствует о преимущественном выносе легких и среднемолекулярных компонентов. При этом выраженного смещения распределения в высокомолекулярную область не наблюдается, что указывает на отсутствие существенной термодеструктивной перестройки остаточного битумоида. По результатам SARA-анализа наблюдается небольшое снижение относительного содержания насыщенной и ароматической фракции и увеличение смол и асфальтенов при применении наиболее интенсивных режимов воздействия (рис.2б).

Для объекта №2 увеличение интенсивности теплового воздействия сопровождается более выраженным изменением молекулярно-группового состава остаточной нефти по сравнению с объектом №1. По данным хромато-масс-спектрометрии наблюдается перераспределение нормальных алканов в сторону более высокомолекулярных компонентов, что указывает на преимущественный вынос легких

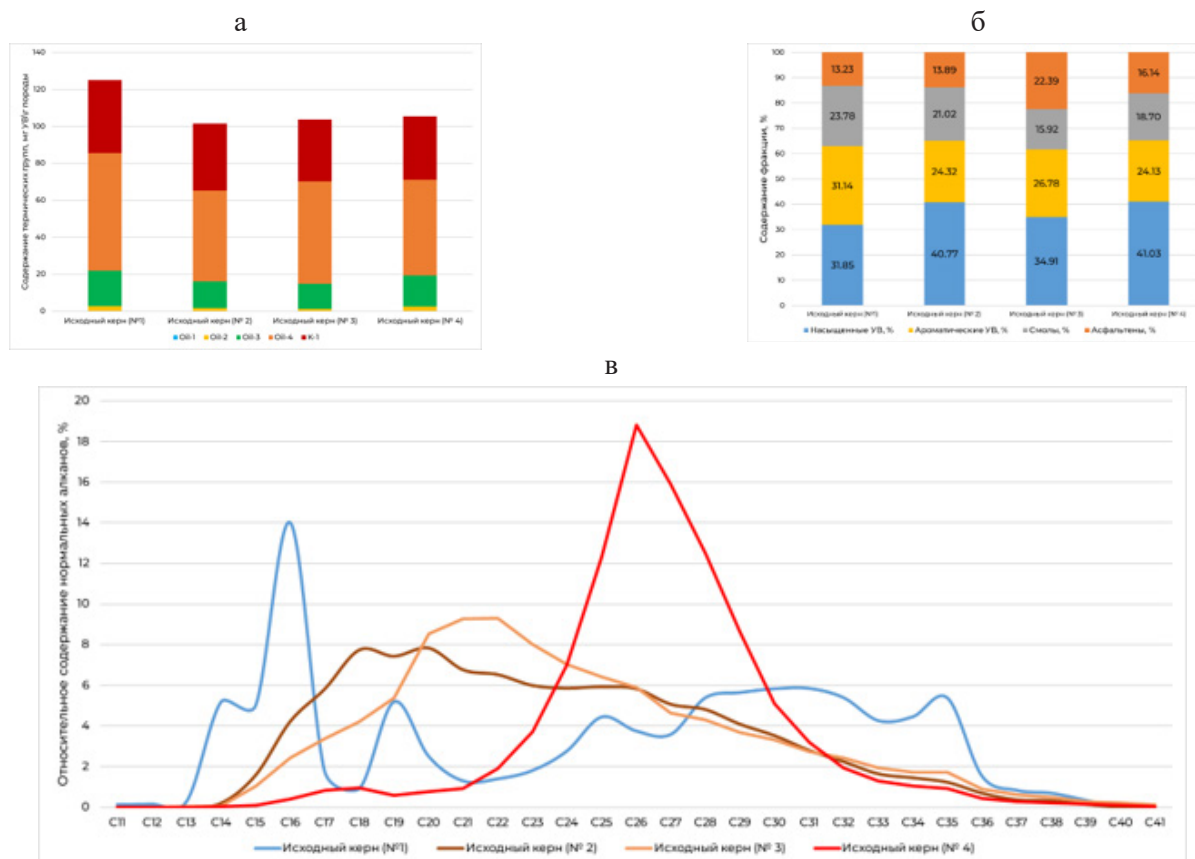


Рис. 1 – Геохимические параметры образцов до воздействия: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

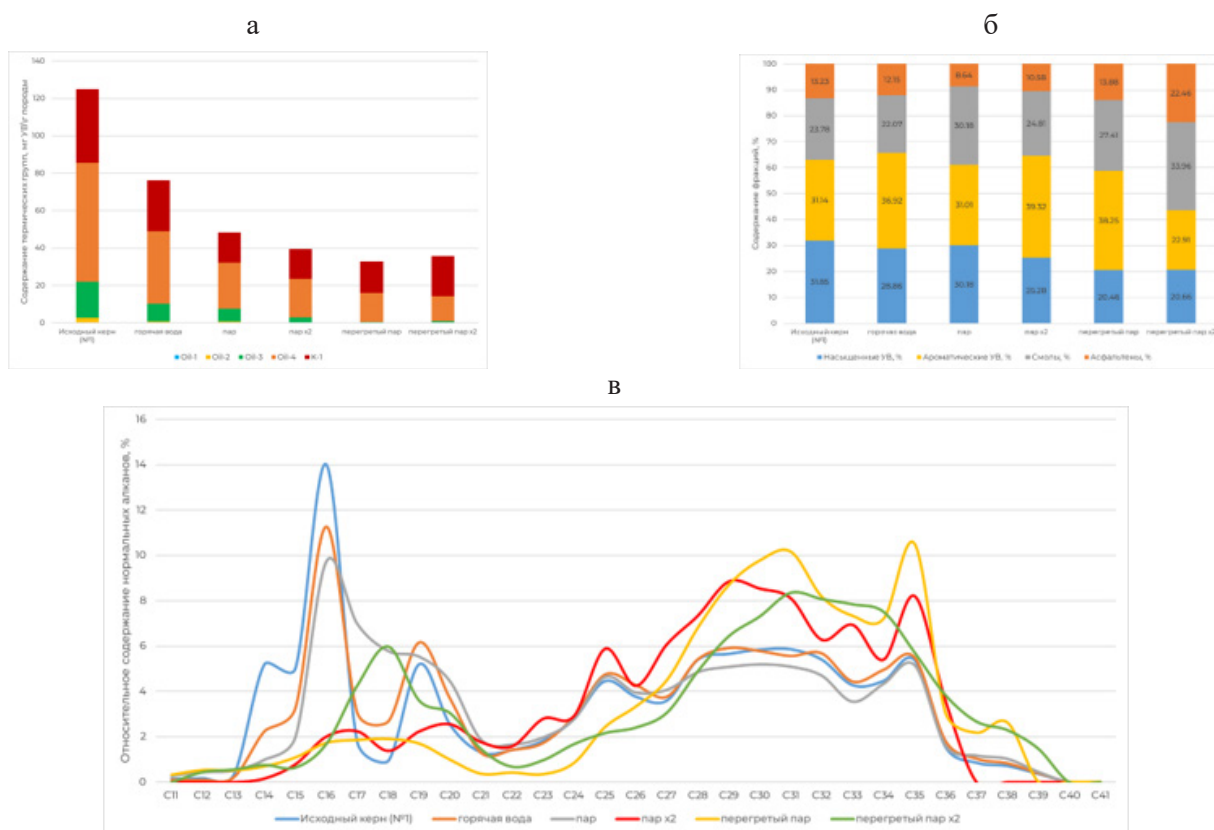


Рис. 2 – Изменение геохимических характеристик объекта №1: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

фракций и относительное концентрирование тяжелой части битумоида. Также наблюдается уменьшение доли насыщенной фракции и пропорциональное увеличение доли смолистых компонентов, что подтверждает тенденцию к утяжелению остаточной

нефти после теплового воздействия. По результатам пиролиза отмечается исчезновение фракций Oil1-Oil3, фракции Oil4 и K1 существенно снижаются (рис. 3).

Для объекта № 3 применение пара со стандарт-

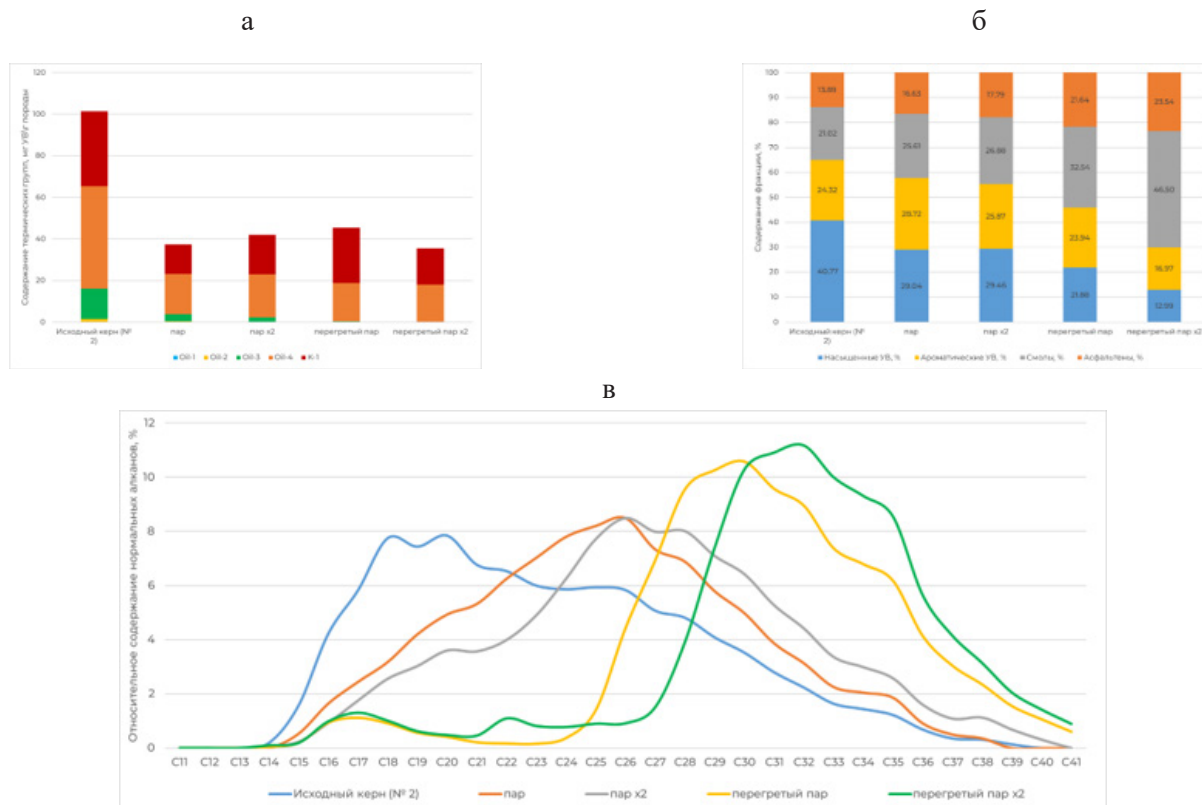


Рис. 3 – Изменение геохимических характеристик объекта №2: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

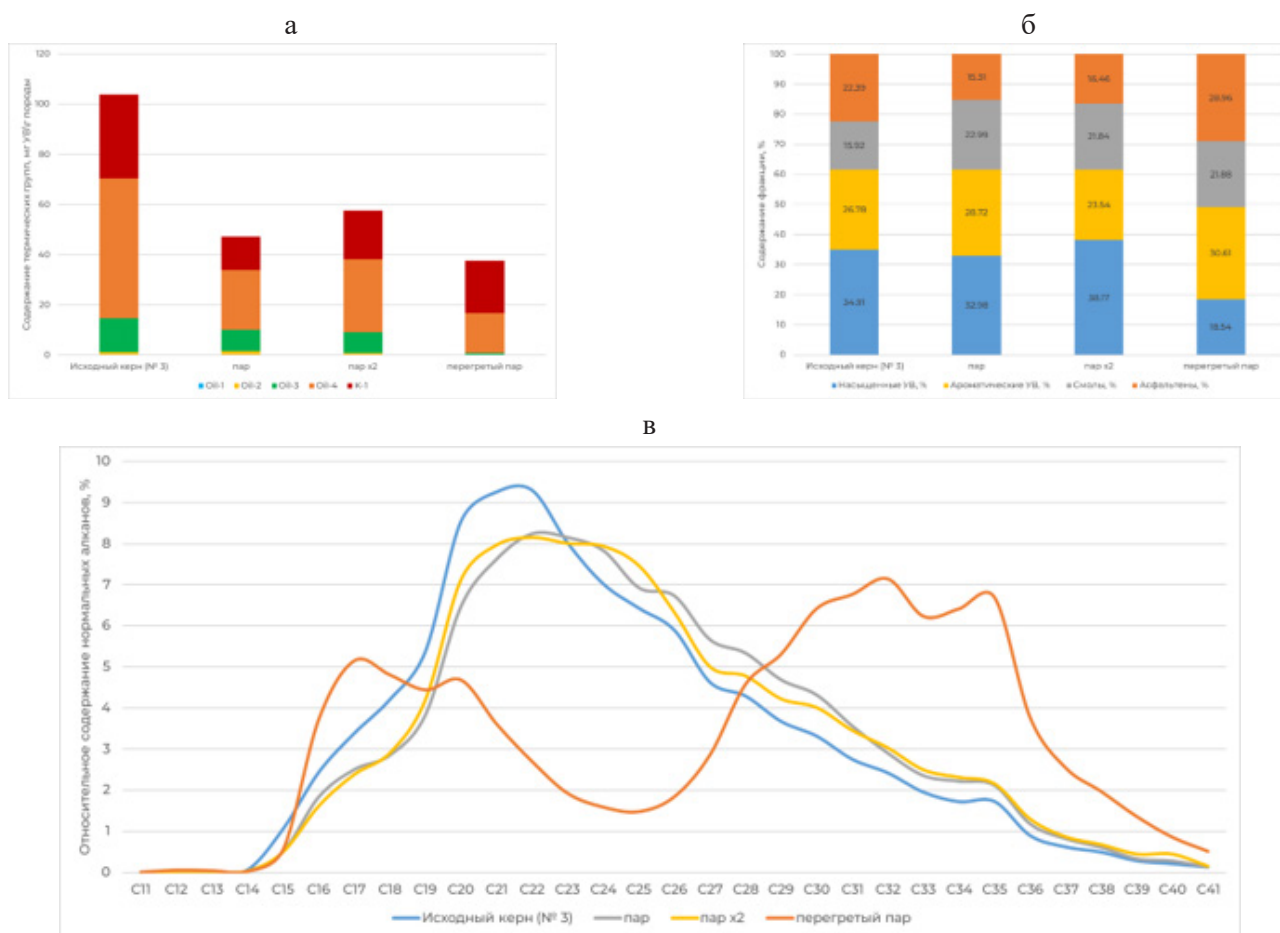


Рис. 4 – Изменение геохимических характеристик объекта №3: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

ным и увеличенным по результатам пиролиза (Рис. 4а) приводит к пропорциональному снижению параметров Oil3-K1 при сравнительно малых изменениях группового состава (Рис. 4б). Хромато-масс-спектрометрия (Рис. 4в) подтверждает полученные результаты: максимум распределения нормальных алканов сохраняется в области C_{22} , как и в исходном керне. При использовании перегретого пара наблюдается резкое снижение фракции Oil3 практически до нуля, сопровождающееся уменьшением относительного содержания насыщенной фракции в пользу асфальтенов. На хроматограмме при этом формируется бимодальное распределение алканов с максимумами на C_{18} и C_{32} , что может свидетельствовать о развитии одновременно процессов выноса средних фракций и относительного накопления высокомолекулярных компонентов.

Полученные результаты указывают на то, что для данного объекта стандартные режимы парового воздействия обеспечивают преимущественно мобилизацию подвижной части нефти, тогда как применение перегретого пара приводит к вовлечению в процессы трансформации более тяжелых и ранее малоподвижных компонентов битумоида.

В отличие от вышеописанных объектов, образцы объекта № 4 продемонстрировали высокую устойчивость компонентного состава битумоида к различ-

ным видам паротеплового воздействия. Согласно результатам пиролиза наблюдается сохранение соотношения различных термических групп на уровне исходного образца при одновременном снижении общего содержания углеводородов после воздействия. Результаты SARA-анализа также свидетельствуют о высокой стабильности группового состава нефти, тогда как распределение нормальных алканов практически не изменяется независимо от типа и интенсивности теплового воздействия. Полученные данные указывают на повышенную термическую устойчивость исходного органического вещества данного объекта. Вероятно, это связано с более высокомолекулярным и структурно конденсированным составом исходной нефти по сравнению с другими исследованными объектами, вследствие чего применяемые режимы теплового воздействия оказываются недостаточными для существенной трансформации или мобилизации тяжелых компонентов битумоида.

Выводы

По результатам комплексных исследований установлено, что при всех исследованных режимах теплового воздействия происходит снижение общего содержания углеводородов в образцах керна, однако характер изменения состава остаточного битумоида различается в зависимости от исходных свойств нефти. Все исследованные объекты характеризуются

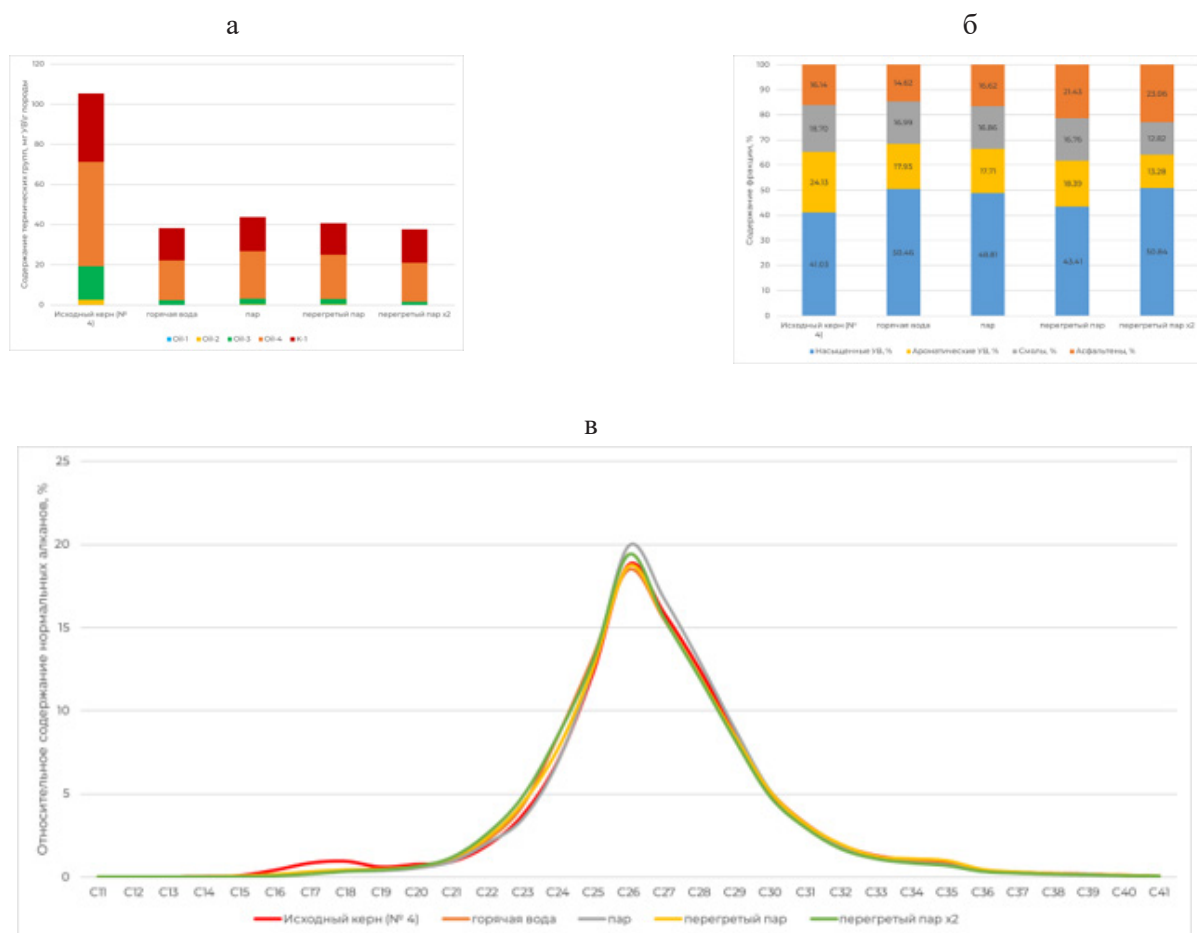


Рис. 5 – Изменение геохимических характеристик объекта №4: а – пиролиз методом HAWK-PAM; б – групповой состав; в – компонентный состав

преобладанием высококипящих и малоподвижных компонентов, однако различия в распределении нормальных алканов, степени биодegradированности и содержании смолисто-асфальтеновых компонентов определяют особенности трансформации остаточной нефти при одинаковых режимах воздействия.

Показано, что для объектов с более «легким» и менее преобразованным исходным составом нефти тепловое воздействие преимущественно приводит к селективному выносу легких и среднемoleкулярных компонентов, вследствие чего остаточный битумоид становится более тяжелым и обогащается смолисто-асфальтеновыми соединениями. Для объектов с более тяжелым, высокомолекулярным или биодegradированным исходным составом изменения выражены слабее, а остаточная нефть сохраняет устойчивую структуру даже при высокоэнергетических режимах воздействия. Таким образом, одинаковые режимы теплового воздействия могут приводить к формированию принципиально различного состава остаточного битумоида: в одних случаях остаточная нефть сохраняет потенциальную подвижность и может быть дополнительно мобилизована увеличением продолжительности воздействия, тогда как в других остаточный битумоид представлен преимущественно высокомолекулярными и термически устойчивыми компонентами, для извлечения кото-

рых требуется дальнейшее повышение энергии воздействия или применение дополнительных методов интенсификации.

Список литературы

1. Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. (2023). Изменения состава и строения азотистых оснований смолистых компонентов тяжелой нефти Нурлатского месторождения в процессе термического разложения. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, Т. 334, 11, с. 187–197. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/11/4265>
2. Мишенин М.В. (2021). Динамика добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в России. Интерэкспо Гео-Сибирь, Т. 2, 4, с. 294–301. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-2-4-294-301>
3. Прищепа О.М. (2019). Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 5, с. 14–20.
4. Сажин В.В., Селди́нас И., Сажин В.Б. (2008). Трудноизвлекаемые запасы и «тяжелые нефти» России. Успехи в химии и химической технологии, Т. 22, 12 (92), с. 56–68.

5. Сафина И.Р., Ибрагимова Д.А., Яушев Э.А., Хисмиев Р.Р. (2014). Применение метода SARA-анализа для характеристики нефтяных дисперсных систем. Вестник Казанского технологического университета, Т. 17, 24, с. 212-213.
6. Ситдикова Г.Х., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. (2024). Исследование процесса акватермализации тяжелой нефти Ярегского месторождения в присутствии таллата железа. Экспозиция Нефть Газ, 2, с. 53-56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-2-53-56>
7. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А. (2020). Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 6, с. 12-20.
8. Чемоданов А.Е., Судаков В.А., Усманов С.А., Хайрtdинов Р.К., Ахмадуллин Р.Р. (2017). Применение геохимической модели для мониторинга разработки месторождений сверхвязкой нефти с использованием паротепловых методов. Нефтяное хозяйство, 9, с. 104-107. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-9-104-107>
9. Юценко Т.С., Санникова И.А., Кульков М.Г., Брусиловский А.И., Салахидинова Г.Т., Алиев А.Э., Гаврилов А.Е. (2024). Идентификация компонентного состава твердой углеводородной фазы в пласте и оценка ее влияния на поведение подвижного флюида баженовской свиты в процессе разработки залежи. Георесурсы, 26(1), с. 78-99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>
10. Maende A., Ingram W., Weldon W. D. (2023). Identification of producible and bypassed pay oil zones in the smackover formation by using API gravity determined on core samples together with determination of recoverable oil reserves through pyrolysis analysis // Gulf coast association of geological societies transactions. Vol. 72, P. 155-190.
11. Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores //Petroleum Geology. T. 12 (4), с. 417-452.

Сведения об авторах

Ганиев Динис Ильдарович – заведующий лабораторией фильтрационных исследований Центра

научно-технических исследований Передовой Инженерной Нефтяной Школы «Высшая Школа Нефти». 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: d.ganievi@agni-rt.ru

Гареев Ильшат Фанилович – аспирант, инженер лаборатории фильтрационных исследований Центра научно-технических исследований Передовой Инженерной Нефтяной Школы «Высшая Школа Нефти». 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: i.gareev@agni-rt.ru

Стороженко Владислава Денисовна – ведущий инженер-геохимик сектора геохимии и петрографии лаборатории петрофизики и петрографии отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов Института ТатНИПИнефть. 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: storozhenko-vladislava@tatnpi.ru

Лебедев Виталий Николаевич – заведующий сектором фильтрационных исследований лаборатории специальных исследований отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов Института ТатНИПИнефть. 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, город Альметьевск, улица Советская 186А.

e-mail: LebedevVitaliyN@tatnpi.ru

References

1. Gerasimova N.N., Sagachenko T. A., Min R. S. (2023). Changes in composition and structure of nitrogenous bases of resin components of heavy oil from the Nurlatskoe oilfield in the course of thermal decomposition. Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource Engineering, Vol. 334, No. 11, pp. 187-197 <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/11/4265>
2. Mishenin M.V. (2021). Dynamics of oil production from hard reserves in Russia. InterExpo Geo-Siberia, Vol. 2, No. 4, pp. 294-301. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-2-4-294-301>
3. Prischeva O.M. (2019). The current state of the raw material base and production of hard-to-recover oil reserves in Russia. Mineral Resources of Russia. Economics and Management, No. 5, pp. 14-20.
4. Sazhin V.V., Seldinas I., Sazhin V.B. (2008). Hard-to-recover reserves and 'heavy oils' in Russia. Advances in chemistry and chemical technology, Vol. 22, No.12 (92), pp. 56-68.
5. Safina I.R., Ibragimova D.A., Yaushev E.A.,

- Khismiev R.R. (2014). Application of the SARA analysis method for characterising oil dispersion systems. Bulletin of Kazan Technological University, Vol. 17, No. 24, pp. 212–213.*
6. *Sitdikova G.Kh., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. (2024). Investigating the aquathermolysis process of heavy oil from the Yarega field in the presence of iron tallate. Exposition Oil Gas, No. 2, pp. 53–56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-2-53-56>*
 7. *Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V., Zemnukhova E.A. (2020). The role of hard-to-recover oil reserves in the production of the resource base and sustainable development of the oil and gas complex in Russia. Mineral Resources of Russia. Economics and Management, No. 6, pp. 12–20.*
 8. *Chemodanov A.E., Sudakov V.A., Usmanov S.A., Khairtdinov R.K., Ahmadullin R.R. (2017). Application of geochemical model for monitoring the superviscous oil deposits development by the thermal steam methods. Oil Industry, No. 9, pp. 104–107. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-9-104-107>*
 9. *Yushchenko T.S., Sannikova I.A., Kulkov M.G., Brusilovsky A.I., Salakhidinova G.T., Aliev A.E., Gavrilov A.E. (2024). Identification of the composition and assessment of the influence of the solid hydrocarbon phase in the reservoir on the behavior of the mobile fluid of the Bazhenov Formation during the reservoir development. Georesources, Vol. 26, No. 1, pp. 78–99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>*
 10. *Maende A., Ingram W., Weldon W. D. (2023). Identification of producible and bypassed pay oil zones in the smackover formation by using API gravity determined on core samples together with determination of recoverable oil reserves through pyrolysis analysis. Gulf coast association of geological societies transactions, Vol. 72, P. 155–190.*
 11. *Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores. Petroleum Geology, T. 12, № 4, pp. 417–452.*

About the authors

Dinis Ildarovich Ganiev – Head of the Flooding Research Laboratory at the Centre for Scientific and Technical Research of the Advanced Engineering School of Almet'yevsk State Technological University «Petroleum Higher School». 186A Sovetskaya Street,

Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: d.ganievi@agni-rt.ru

Ilshat Fanilovich Gareev – postgraduate student, engineer at the Flooding Research Laboratory of the Centre for Scientific and Technical Research at the Advanced Engineering School of Almet'yevsk State Technological University «Petroleum Higher School». 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: i.gareev@agni-rt.ru

Vladislava Denisovna Storozhenko – Senior Geochemical Engineer in the Geochemistry and Petrography Section of the Petrophysics and Petrography Laboratory, Department of Well, Reservoir and Hydrocarbon Research, TatNIPIneft Institute. 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: storozhenko-vladislava@tatnipi.ru

Vitaly Nikolaevich Lebedev – Head of the Flooding Research Section, Special Research Laboratory, Department of Well, Reservoir and Hydrocarbon Research, TatNIPIneft Institute. 186A Sovetskaya Street, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation.

e-mail: LebedevVitaliyN@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 28.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

Сравнительный анализ эффективности различных форм и технологий закачки CO₂ для геологического захоронения и повышения нефтеотдачи пластов

Ч.А. Гарифуллина¹, Д.С. Климов²

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

С целью снижения антропогенных выбросов CO₂ необходима реализация проектов по улавливанию и закачке диоксида углерода в пласт для геологического хранения и повышения нефтеотдачи. В статье рассмотрены основные методы закачки CO₂ в пластовые системы, применяемые для повышения нефтеотдачи и геологического хранения углекислого газа. Проанализированы закачка сверхкритического CO₂, технология водогазового воздействия (WAG), а также закачка карбонизированной воды. Некоторые исследования показывают, что удержание CO наиболее эффективно при его закачке в растворенном виде в пластовой воде по сравнению с другими методами, однако, при этом закачивается меньшая масса CO₂. В сверхкритическом состоянии наблюдается более высокая подвижность фронта вытеснения. Для технологии водогазового воздействия характерны промежуточные показатели охвата и эффективности.

Ключевые слова: диоксид углерода, сверхкритический CO₂, карбонизированная вода, водогазовое воздействие, геологическое захоронение CO₂, повышение нефтеотдачи.

Для цитирования: Гарифуллина Ч.А., Климов Д.С. (2026). Сравнительный анализ эффективности различных форм и технологий закачки CO₂ для геологического захоронения и повышения нефтеотдачи пластов. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 47-51.

Comparative analysis of the efficiency of various forms and technologies of CO₂ injection for geological storage and enhanced oil recovery

Ch.A. Garifullina¹, D.S. Klimov²

¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school» Almetyevsk, Russian Federation

²Oil and gas research institute of the Russian academy of sciences, Moscow, Russian Federation

To reduce anthropogenic carbon dioxide (CO₂) emissions, it is necessary to implement carbon capture projects followed by CO₂ injection into reservoir formations for geological storage and enhanced oil recovery. This paper examines the main CO₂ injection methods applied in reservoir systems for both enhanced oil recovery and long-term carbon sequestration. The analysis includes the injection of supercritical CO₂, water-alternating-gas (WAG) technology, and carbonated water injection. Several studies indicate that CO₂ retention is most efficient when it is injected in dissolved form within formation water compared to other methods; however, the total mass of CO₂ injected under such conditions is lower. In the supercritical state, a higher mobility of the displacement front is observed, leading to improved sweep efficiency. The WAG process demonstrates intermediate performance in terms of both sweep efficiency and oil displacement effectiveness.

Keywords: carbon dioxide, supercritical CO₂, carbonated water, water-alternating-gas (WAG) process, geological CO₂ sequestration, enhanced oil recovery.

Recommended citation: Garifullina Ch.A., Klimov D.S. (2026). Comparative analysis of the efficiency of various forms and technologies of CO₂ injection for geological storage and enhanced oil recovery. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 47-51.

Введение

Развитие энергетического сектора сопровождается ростом выбросов парниковых газов, что усиливает внимание к вопросам снижения углеродного следа и декарбонизации. Основным газом, вызывающим парниковый эффект, является диоксид углерода (CO₂), на долю которого приходится более 70% глобальных выбросов парниковых газов. Остальные газы представлены метаном (CH₄), оксидом азота (N₂O), гексафторидом серы (SF₆), перфторуглеродами и гидрофторуглеродами (Jones et al., 2024; IEA, 2024; Andrew et al., 2024; Global CCS Institute, 2024; CO₂.Earth, 2024).

Одним из перспективных решений для снижения объема выбросов CO₂ является внедрение технологий улавливания и хранения углекислого газа в геологических формациях (Carbon capture and

storage, CCS). Данные технологии также включают улавливание, использование и хранение CO₂ (Carbon capture, utilization and storage, CCUS), в том числе в проектах по закачке газа в нефтяные пласты с целью повышения нефтеотдачи (Salem et al., 2025; Hanson et al., 2025).

Геологическое захоронение CO₂ в геологические среды предусматривает закачку CO₂ в глубокие соленосные водоносные горизонты, угольные пласты, искусственно созданные соляные каверны, а также вулканические породы (Davoodi et al., 2024; Davoodi et al., 2023; Nagireddi et al., 2024).

В настоящее время для закачки CO₂ в пласт применяется несколько технологических подходов, выбор которых зависит от целей проекта и условий его реализации. К основным технологиям относятся закачка сверхкритического CO₂, закачка CO₂, рас-

творенного в пластовой воде (карбонизированной воды), водогазовое воздействие, то есть чередующаяся закачка воды и CO_2 (Water-Alternating-Gas, WAG) (Awan et al., 2025; Zhang et al., 2019; Talebi et al., 2022). Каждая из указанных технологий характеризуется своими преимуществами, ограничениями, что оказывает влияние на эффективность геологического хранения CO_2 и повышение нефтеотдачи.

В связи с этим актуальной задачей является сравнительный анализ существующих методов и технологий закачки CO_2 , направленный на оценку их эффективности, технологических особенностей и перспектив применения для геологического захоронения углекислого газа и повышения нефтеотдачи пластов.

Материалы и методы

Сверхкритический диоксид углерода является одним из наиболее широко применяемых агентов в технологиях повышения нефтеотдачи пластов и геологического хранения CO_2 . Его использование обусловлено высокой плотностью в сверхкритическом состоянии, что позволяет увеличивать количество CO_2 , закачиваемого и удерживаемого в единице объема порового пространства коллектора. Это делает сверхкритический CO_2 эффективным рабочим флюидом как для извлечения углеводородов, так и для долговременного хранения диоксида углерода (Prasad et al., 2023).

Одним из ключевых преимуществ сверхкритического CO_2 является его высокая эффективность при процессах смешивающегося вытеснения нефти. При достижении условий смесимости он способен значительно повышать коэффициент извлечения нефти по сравнению с несмешивающимся вытеснением. Дополнительным положительным эффектом является снижение вязкости нефти, ее набухание и изменение фазового поведения вследствие растворения компонентов нефти в CO_2 . Эти процессы способствуют повышению подвижности нефти и увеличению эффективности вытеснения.

Сверхкритический CO_2 также характеризуется высокой диффузионной способностью и значительной подвижностью, что делает его эффективным для проникновения в поровое пространство коллектора и взаимодействия с пластовыми флюидами. В сочетании с возможностью адсорбции CO_2 в пористых средах это обеспечивает потенциал как для повышения нефтеотдачи, так и для долгосрочного хранения (Pavlova et al., 2022; Ajayi et al., 2019).

С точки зрения геологического хранения сверхкритический CO_2 позволяет реализовывать процессы, при которых значительная часть газа удерживается в пласте за счет растворения, структурного и остаточного улавливания, а также взаимодействия с пластовой водой и породой (Pavlova et al., 2022; Ajayi et al., 2019).

Несмотря на перечисленные преимущества, применение сверхкритического CO_2 сопровождается рядом ограничений, связанных с его высокой подвижностью. Низкая вязкость приводит к формированию каналов прорыва, как следствие, раннему прорыву газа и гравитационной сегрегации, что снижает эффективность охвата пласта и уменьшает коэффициент извлечения нефти. Высокая подвижность также создает сложности при контроле фронта вытеснения (Pavlova et al., 2022).

Водогазовое воздействие основано на чередующейся закачке воды и CO_2 , что позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счет более равномерного охвата порового пространства. Циклический характер процесса обеспечивает лучший контакт вытесняющего агента с нефтью и формирование более устойчивого фронта вытеснения, что способствует снижению количества неохваченных зон коллектора (Shafiehi et al., 2024; Abdulsada et al., 2025; Fang et al., 2024).

При закачке в пласт карбонизированной воды углекислый газ растворяется в воде при пластовых условиях с образованием однофазной жидкости, которая затем транспортируется и закачивается в нефтяные пласты. Закачка карбонизированной воды для повышения нефтеотдачи обладает рядом преимуществ (Chen et al., 2024; Turkson et al., 2024; Esene et al., 2019):

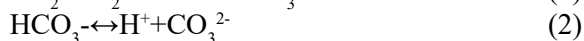
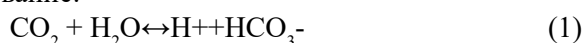
1. Существенно снижается объем требуемого CO_2 , что уменьшает затраты на его закупку и транспортировку.
2. Насыщенная углекислым газом пластовая вода имеет более высокую плотность, чем обычная пластовая вода, что снижает риск миграции CO_2 вверх.
3. Закачка карбонизированной воды создает кислую среду и усиливает растворение карбонатных минералов, увеличивая проницаемость пласта.
4. При закачке карбонизированной воды снижается риск формирования каналов прорыва, также снижается соотношение подвижности нефти и воды, тем самым повышается охват пласта.

Для всех перечисленных технологий закачки характерны некоторые общие недостатки. Взаимодействие CO_2 с породой и пластовыми флюидами может приводить к значительным изменениям фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств коллектора. Кроме того, возможны изменения в составе нефти вследствие взаимодействия с CO_2 , включая выпадение тяжелых фракций нефти, что может приводить к снижению приемистости.

Одним из наиболее критичных аспектов является влияние CO_2 на целостность скважин. Высокая активность CO_2 может приводить к разрушению це-

ментного камня и коррозии обсадных труб. Кроме того, CO₂ может вызывать карбонизацию цемента и ухудшение механических свойств. Потенциальными путями утечки являются границы раздела «цемент-сталь», «цемент-порода», а также трещины в цементном кольце.

При наличии водной фазы CO₂ частично растворяется в воде с образованием угольной кислоты, что приводит к снижению pH пластовой системы и усилению кислотного воздействия на породу и оборудование:



В этих условиях могут интенсифицироваться процессы растворения и вторичного осаждения минералов, что влияет на проницаемость и пористость коллектора. Коррозионные риски в присутствии воды возрастают, поскольку формируется кислая среда, способствующая коррозии металла и скважинного оборудования.

Результаты

Таким образом, на основе проведенного анализа установлено, что эффективность различных технологий закачки CO₂ существенно зависит от целевого назначения процесса – повышения нефтеотдачи или геологического хранения. Для задач повышения нефтеотдачи более предпочтительными выглядят технологии, обеспечивающие высокую подвижность и эффективность вытеснения нефти, в частности закачка сверхкритического CO₂, характеризующаяся высокой эффективностью смешивающегося вытеснения и улучшением охвата пласта, а также водогазовое воздействие, обеспечивающее более равномерный фронт вытеснения и промежуточные показатели эффективности.

В то же время для целей геологического захоронения CO₂ более благоприятной является закачка в растворённом виде в составе карбонизированной воды, поскольку данный подход обеспечивает более высокую степень удержания CO₂ в пластовой системе и снижает риск его миграции, несмотря на меньшую массу закачиваемого газа.

Список литературы

1. Abdulsada J.A., Chen H., Wei B., Zhang D., Fan Y., Ren Y. (2025). A mini-review of water-alternating- CO₂ injection process and derivations for enhanced oil recovery and CO₂ storage in subsurface reservoirs. *Petroleum*, 11(4), с. 410–421.
2. Ajayi T. u др. (2019). A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*.
3. Andrew R.M., Peters G.P. (2024). The global carbon project's fossil CO₂ emissions dataset.

Our World in Data.

4. Awan M.A., Kirmani F.D. (2025). CO₂ injection for enhanced oil recovery: analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. *Petroleum Research*, 10(1), с. 129–136.
5. Chen K., Zhang J.-R., Xu S.-Y., Yin M.-Z., Zhang Y., Zhao Y.-C., Song Y.-C. (2024). Review of carbonated water injection as a promising technology to enhance oil recovery in the petroleum industry: Challenges and prospects. *Petroleum Science*, 21(6), с. 4100–4118.
6. CO₂ Earth. (2024). Daily CO₂ levels.
7. Davoodi Sh. u др. (2023). Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. *Gas Science and Engineering*, 117, 205070.
8. Davoodi Sh. u др. (2024). Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications. *Fuel*, 366, 131313.
9. Esene C., Rezaei N., Aborig A., Zendehboudi S. (2019). Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery. *Fuel*, 237, с. 1086–1107.
10. Fang P., Zhang Q., Zhou C., Yang Z., Yu H., Du M., Chen X., Song Y., Wang S., Gao Y., Dou Z., Cao M. (2024). Chemical-assisted CO₂ water-alternating-gas injection for enhanced sweep efficiency in CO₂-EOR. *Molecules*, 29(16), 3978.
11. Global CCS Institute. (2024). Global status of CCS report 2024.
12. Hanson E., Nwakile C., Hammed V.O. (2025). Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions. *Results in Surfaces and Interfaces*, 18, 100381.
13. IEA. (2024). CO₂ emissions in 2023.
14. Jones W., Le Quéré C., Friedlingstein P., Peters G., Andrew R.M., Davis S.J. u др. (2024). National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane and nitrous oxide. *Scientific Data*.
15. Nagireddi S. u др. (2024). Carbon dioxide capture, utilization, and sequestration: current status, challenges, and future prospects for global decarbonization. *ACS Engineering Au*, 4(1), с. 22–48.
16. Pavlova P.L., Minakov A.V., Platonov D.V., Zhigarev V.A., Guzei D.V. (2022). Supercritical fluid application in the oil and gas industry: A comprehensive review. *Sustainability*, 14(2), 698.
17. Prasad S.K., Sangwai J.S., Byun H.-S. (2023). A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage. *Journal of CO₂*

Utilization, 72, 102479.

18. Salem N. u òп. (2025). *Advancements in carbon capture, utilization, and storage (CCUS): A comprehensive review of technologies and prospects. Clean Technologies*, 7(4), 109.
19. Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M. u òп. (2024). *A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process. Scientific Reports*, 14, 7468.
20. Talebi A., Hasan-Zadeh A., Kazemzadeh Y., Riazi M. (2022). *A review on the application of carbonated water injection for EOR purposes: opportunities and challenges. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110481.
21. Turkson J.N. u òп. (2024). *Carbonated water injection for enhanced oil recovery and CO₂ geosequestration in different CO₂ repositories: A review of physicochemical processes and recent advances. Energy & Fuels*, 38(8), c. 6579–6612.
22. Zhang N., Yin M., Wei M., Bai B. (2019). *Identification of CO₂ sequestration opportunities: CO₂ miscible flooding guidelines. Fuel*, 241, c. 459–467.
- sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications. *Fuel*, 366, 131313.
9. Esene C., Rezaei N., Aborig A., Zendejboudi S. (2019). *Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery. Fuel*, 237, P. 1086–1107.
10. Fang P., Zhang Q., Zhou C., Yang Z., Yu H., Du M., Chen X., Song Y., Wang S., Gao Y., Dou Z., Cao M. (2024). *Chemical-assisted CO₂ water-alternating-gas injection for enhanced sweep efficiency in CO₂-EOR. Molecules*, 29(16), 3978.
11. Global CCS Institute. (2024). *Global status of CCS report 2024*.
12. Hanson E., Nwakile C., Hammed V.O. (2025). *Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions. Results in Surfaces and Interfaces*, 18, 100381.
13. IEA. (2024). *CO₂ emissions in 2023*.
14. Jones W., Le Quéré C., Friedlingstein P., Peters G., Andrew R.M., Davis S.J. u òп. (2024). *National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane and nitrous oxide. Scientific Data*.
15. Nagireddi S. u òп. (2024). *Carbon dioxide capture, utilization, and sequestration: current status, challenges, and future prospects for global decarbonization. ACS Engineering Au*, 4(1), P. 22–48.
16. Pavlova P.L., Minakov A.V., Platonov D.V., Zhigarev V.A., Guzei D.V. (2022). *Supercritical fluid application in the oil and gas industry: A comprehensive review. Sustainability*, 14(2), 698.
17. Prasad S.K., Sangwai J.S., Byun H.-S. (2023). *A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage. Journal of CO₂ Utilization*, 72, 102479.
18. Salem N. u òп. (2025). *Advancements in carbon capture, utilization, and storage (CCUS): A comprehensive review of technologies and prospects. Clean Technologies*, 7(4), 109.
19. Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M. u òп. (2024). *A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process. Scientific Reports*, 14, 7468.
20. Talebi A., Hasan-Zadeh A., Kazemzadeh Y., Riazi M. (2022). *A review on the application of carbonated water injection for EOR purposes: opportunities and challenges. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110481.
21. Turkson J.N. u òп. (2024). *Carbonated water*

References

1. Abdulsada J.A., Chen H., Wei B., Zhang D., Fan Y., Ren Y. (2025). *A mini-review of water-alternating- CO₂ injection process and derivations for enhanced oil recovery and CO₂ storage in subsurface reservoirs. Petroleum*, 11(4), P. 410–421.
2. Ajayi T. u òп. (2019). *A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science*.
3. Andrew R.M., Peters G.P. (2024). *The global carbon project's fossil CO₂ emissions dataset. Our World in Data*.
4. Awan M.A., Kirmani F.D. (2025). *CO₂ injection for enhanced oil recovery: analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. Petroleum Research*, 10(1), P. 129–136.
5. Chen K., Zhang J.-R., Xu S.-Y., Yin M.-Z., Zhang Y., Zhao Y.-C., Song Y.-C. (2024). *Review of carbonated water injection as a promising technology to enhance oil recovery in the petroleum industry: Challenges and prospects. Petroleum Science*, 21(6), P. 4100–4118.
6. CO₂. Earth. (2024). *Daily CO₂ levels*.
7. Davoodi Sh. u òп. (2023). *Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. Gas Science and Engineering*, 117, 205070.
8. Davoodi Sh. u òп. (2024). *Carbon dioxide*

- injection for enhanced oil recovery and CO₂ geosequestration in different CO₂ repositories: A review of physicochemical processes and recent advances. Energy & Fuels, 38(8), P. 6579–6612.*
22. Zhang N., Yin M., Wei M., Bai B. (2019). *Identification of CO₂ sequestration opportunities: CO₂ miscible flooding guidelines. Fuel, 241, P. 459–467.*

Сведения об авторах

Гарифуллина Чулпан Айдаровна – младший научный сотрудник, заведующий лабораторией Инновационного нефтегазового недропользования, Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

e-mail: ch.garifullina@agni-rt.ru

Климов Дмитрий Сергеевич – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова, Института проблем нефти и газа Российской академии наук

Россия, 119333, г. Москва, ул. Губкина, дом 3

e-mail: klimov_ds@ipng.ru

About the authors

Chulpan A. Garifullina – Junior Researcher, Head of the Laboratory of Innovative Oil and Gas Subsurface Management at the Advanced School of Engineering, Almetьевsk state technological university «Petroleum higher school»

186a Sovetskaya str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

e-mail: ch.garifullina@agni-rt.ru

Dmitry S. Klimov – Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher at the S.N. Zakirov Laboratory of Gas and Oil Condensate Recovery, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russian Federation

e-mail: klimov_ds@ipng.ru

Статья поступила в редакцию 29.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

Результаты петромагнитных исследований кернового материала тюменской свиты и пород палеозойского фундамента

М.В. Решетников¹, К.В. Павленко¹, Д.О. Березин², И.А. Товбин¹

¹Образовательный центр г. Когалым (Когалымский филиал ФГАОУ ВО, «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»), Когалым, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

В работе рассматриваются результаты определения петромагнитных свойств (магнитная восприимчивость, термомангнитный коэффициент, остаточная намагниченность) кернового материала скважины, расположенной в пределах Навского вала (Западно-Сибирский регион). В стратиграфическом отношении керновый материал представлен осадочными породами юрского возраста и породами палеозойского фундамента. Породы палеозойского фундамента относятся к категории пород с трудноизвлекаемыми запасами. Целью работы является получение сведений о петромагнитных свойствах кернового материала юрских отложений и пород палеозойского фундамента для оценки распределения магнитных минералов и детального литологического расчленения исследуемых отложений. Установлено, что в даниловской свите хорошо диагностируются: аргиллиты по низким значениям магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности; прослой с повышенными концентрациями сидерита, по росту магнитной восприимчивости и снижению термомангнитного коэффициента. Петромагнитные свойства пород тюменской свиты можно использовать при: выделении в разрезе смены литологических типов, а именно смены аргиллитов даниловской свиты на алевролиты тюменской свиты по росту остаточной намагниченности, а также диагностики прослоев с повышенным содержанием сидерита по росту магнитной восприимчивости и снижению термомангнитного коэффициента. Петромагнитные свойства пород палеозойского фундамента можно использовать для их детального расчленения, а именно: определения пород коры выветривания по значениям магнитной восприимчивости и термомангнитного коэффициента; базальтов по магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности; эффузивных пород кислого состава по магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности

Ключевые слова: керн, магнитная восприимчивость, термомангнитный коэффициент, остаточная намагниченность, тюменская свита, породы палеозойского фундамента.

Для цитирования: Решетников М.В., Павленко К.В., Березин Д.О., Товбин И.А. (2026) Результаты петромагнитных исследований кернового материала тюменской свиты и пород палеозойского фундамента. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 52-60.

Results of petromagnetic studies of core material from the Tyumen suite and Paleozoic basement rocks

M.V. Reshetnikov¹, K.V. Pavlenko¹, D.O. Berezin², I.A. Tovbin¹

¹Kogalym Educational Center, a branch of Perm National Research Polytechnic University, Kogalym, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, Russian Federation

This paper examines the results of determining the petromagnetic properties (magnetic susceptibility, thermomagnetic coefficient, and residual magnetization) of core material from a borehole located within the Navsky swell (West Siberian region). Stratigraphically, the core material consists of Jurassic sedimentary rocks and Paleozoic basement rocks. Paleozoic basement rocks are classified as having hard-to-recover reserves. The objective of this study is to obtain information on the petromagnetic properties of Jurassic and Paleozoic basement core material to assess the distribution of magnetic minerals and provide a detailed lithological subdivision of the studied deposits. It has been established that the following are readily identified in the Danilovskaya Formation: argillites by low values of magnetic susceptibility and residual magnetization; interlayers with elevated siderite concentrations by an increase in magnetic susceptibility and a decrease in the thermomagnetic coefficient. The petromagnetic properties of rocks of the Tyumen Formation can be used to: identify changes in lithological types in the section, namely, the change from the Danilovskaya Formation mudstones to the Tyumen Formation siltstones based on an increase in residual magnetization, as well as to identify layers with an increased siderite content based on an increase in magnetic susceptibility and a decrease in the thermomagnetic coefficient. The petromagnetic properties of Paleozoic basement rocks can be used for their detailed subdivision, namely: identifying weathering crust rocks based on magnetic susceptibility and thermomagnetic coefficient values; basalts based on magnetic susceptibility and residual magnetization; and effusive rocks of acidic composition based on magnetic susceptibility and residual magnetization.

Key words: core, magnetic susceptibility, thermomagnetic coefficient, residual magnetization, Tyumen suite, Paleozoic basement rocks.

Recommended citation: Reshetnikov M.V., Pavlenko K.V., Berezin D.O., Tovbin I.A. (2026). Results of petromagnetic studies of core material from the Tyumen suite and Paleozoic basement rocks. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 52-60.

Введение

В геологическом строении нефтегазоносных районов Западной Сибири особое внимание в последнее время уделяется магматическим образованиям, слагающим, палеозойский фундамент Западной Сибири. Одним из перспективных методов изучения горных пород Западно-Сибирского регио-

на для целей детального расчленения разреза и межскважинной корреляции является петромагнитный метод. Несмотря на многочисленные работы по петро- и палеомагнитным свойствам юрских, меловых и палеозойских отложений Западной Сибири, эти образования остаются все еще малоизученными в отношении распределения их магнитных свойств.

Петромагнитный метод основан на измерении магнитных свойств горных пород, которые обусловлены содержанием в них магнитных минералов. В породах осадочного комплекса магнитные свойства обусловлены ферромагнитными минералами (оксидами и гидрооксидами железа), которые встречаются в минеральной матрице, сложенной в основном кварцем (кварц, полевые шпаты, кальцит и др.) или парамагнитными (сидерит, хлорит, пирит и др.) минералами, не вносящими значительного вклада в магнитную восприимчивость горной породы. Базальты характеризуются магнетитовой (титаномагнетитовой) магнитной минерализацией, вследствие чего резко отличаются по магнитным свойствам от пород осадочного комплекса.

Основные принципы применения петромагнитного метода при решении задач геологии и магнитостратиграфии изложены в ряде работ (Ерёмин и др., 1986; Молостовский, Храмов, 1997). Более детально вопросы применения петромагнитных характеристик при литологических исследованиях керна и шлама описываются в работах различных исследователей (Гужиков, 2013; Гужиков и др., 2015; Яночкин, 2016). Применительно к изучению петромагнитных характеристик керна материала скважин Западно-Сибирского региона основные принципы изложены в ряде работ (Гнибиденко, 2020; Иголкина, 2020; Иголкина, 2022; Гнибиденко, 2023; Иголкина, 2023; Левичева, 2023).

Целью представленной работы является изучение петромагнитных свойств керна материала юрских отложений и пород палеозойского фундамента для их литологического расчленения и получения сведений об их магнитных свойствах. Для достижения поставленной цели нами решен ряд задач, среди которых хотелось бы отметить следующие: проведено детальное литологическое описание изучаемого керна материала; измерены петромагнитные характеристики (объемная магнитная восприимчивость, термомагнитный коэффициент, остаточная намагниченность); проанализировано распределение петромагнитных характеристик в изучаемых породах; сделаны выводы о возможности применения петромагнитных характеристик при детальном литологическом расчленении керна материала и при решении задач нефтегазовой геологии.

Материал и методы

В географическом отношении скважина расположена в северо-западной части Западно-Сибирской равнины, на территории Советского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 110 км от г. Урая.

Согласно нефтегеологическому районированию скважина расположена на территории Шаимского нефтегазоносного района Приуральской нефтегазоносной области. Согласно тектонической схеме,

скважина приурочена к западной части Приуральской моноклизы, а именно к структуре I порядка – Верхнекондинской зоне прогибов, которая осложнена рядом структур II порядка. Большую часть площади занимает Навский вал, северо-западную часть – Супринский вал, на северо-востоке – Некрасовский выступ. Навский вал имеет северо-западное простирание и включает в себя ряд локальных поднятий III порядка: Навское, Сыморьинское, Триюртинское, Галлейское и Стариковское.

Петромагнитные исследования осуществлялись при помощи полевого измерителя магнитной восприимчивости Kappameter Model: KM-7. В исследуемых образцах измерялись следующие петромагнитные характеристики: объемная магнитная восприимчивость до нагрева (χ) и объемная магнитная восприимчивость после нагрева (χ_t).

На основании полученных данных рассчитывался термомагнитный коэффициент ($d\chi$) по формуле:

$$d\chi = \chi_t / \chi$$

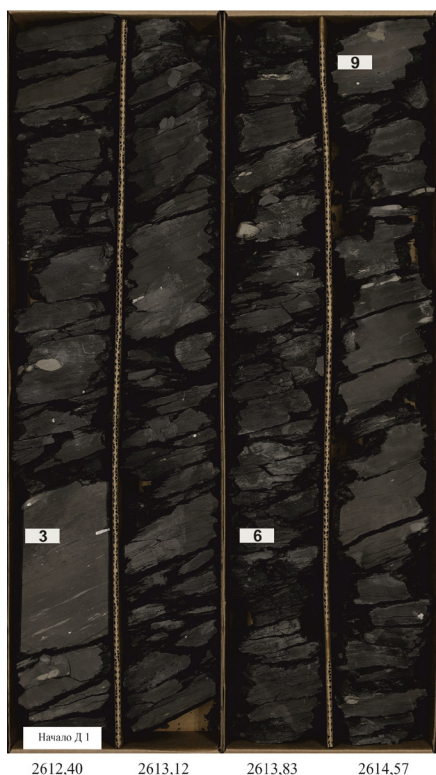
Термомагнитный коэффициент отражает прирост магнитной восприимчивости после нагрева образца до 500°C, который происходит за счет фазового перехода немагнитных минералов железа (в основном пирит) в сильномагнитные оксиды железа. Таким образом, термомагнитный коэффициент является качественным показателем содержания пирита.

Измерения остаточной намагниченности проводились на спинн-магнитометре JR-6A.

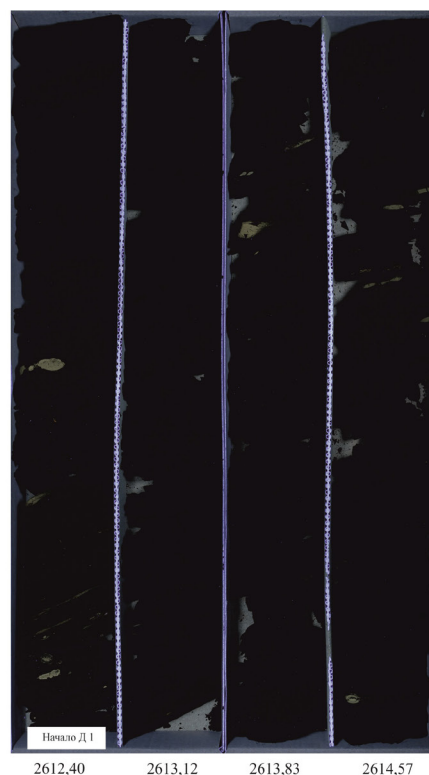
Результаты

Литолого-стратиграфическая характеристика изученных отложений. Изучаемый керна материал в стратиграфическом отношении представлен породами даниловской свиты, пластами T_1 и T_2 тюменской свиты юрской системы и породами палеозойского фундамента.

Даниловская свита стратиграфически приурочена к келловейскому ярусу среднего отдела и оксфордскому-кимериджскому-титонскому ярусам верхнего отдела юрской системы и охарактеризована кернами в интервале 2612,40-2620,25 м. Большая часть свиты сложена глинисто-кремниевыми неравномерно низкоуглеродистыми породами темно-серыми, участками карбонатизированными, с текстурой субгоризонтальной слоеватой за счет плитчатой отдельности породы (рис. 1). Подошва интервала представлена аргиллитами темно-серыми, зеленовато-серыми, алевроитовыми, с текстурой взмучивания волнением. Повсеместно наблюдается вкрапленность глауконита, содержание которого увеличивается с глубиной. Отмечаются включения, слойки, прослои сидеритов буровато-серых, точечная вкрапленность и стяжения пирита. Фаунистические остатки представлены рострами белемнитов, створками пелеципод и фрагментами мелкой фауны.



а) в дневном свете



б) в ультрафиолетовом свете

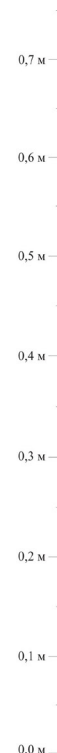
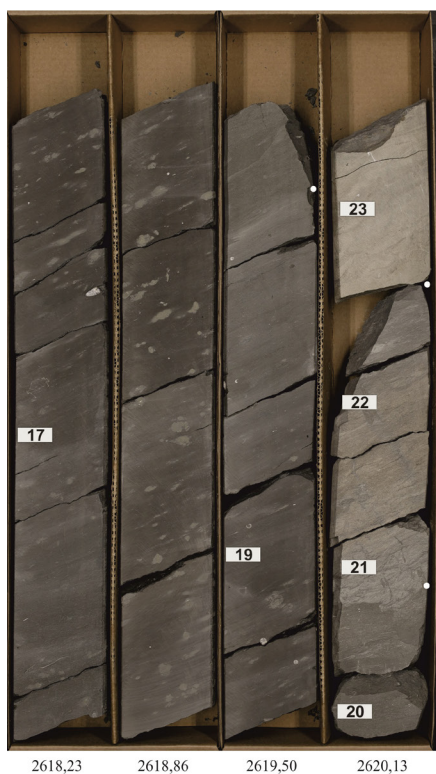


Рис. 1 Фотографии кернового материала даниловской свиты в дневном и ультрафиолетовом свете

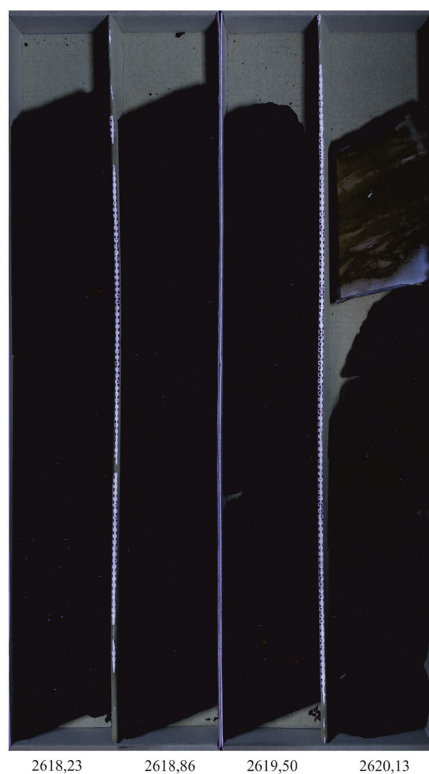
Тюменская свита приурочена к ааленскому-байосскому-батскому ярусам среднего отдела юрской системы и включает в себя пласты T_1 , T_2 .

По пласту T_1 с отбором керна пройдено 8,90 пог. м. Пласт охарактеризован керном в одном интервале 2620,25-2629,15 м. Большая часть пласта

представлена алевролитами темно-серыми, серыми, мелкозернистыми, крупно-мелкозернистыми, глинистыми, сильно глинистыми, неравномерно слабо песчанистыми, переслаивающиеся с алевролитами светло-серыми, мелко-крупнозернистыми, крупно-мелкозернистыми, слабо песчанистыми до песча-



а) в дневном свете



б) в ультрафиолетовом свете

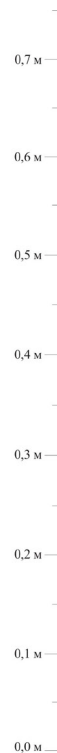


Рис. 2 Фотографии кернового материала тюменской свиты в дневном и ультрафиолетовом свете

ных, глинистыми (рис. 2). Границы между слоями, прослоями отчетливые и неотчетливые, нарушены взмучиванием волнения. В средней части описаны песчаники мелкозернистые, алевритовые, глинистые, в верхней части – сидеритолиты алевритовые. Текстура в породах преимущественно взмучивания волнением, косая, косоволнистая слоистая за счет слоев и прослоев алевролитов светло-серых, слоев обогащения слюдисто-глинистым, слюдисто-углистым материалом. Участками первичная текстура нарушена взмучиванием волнения и биотурбацией.

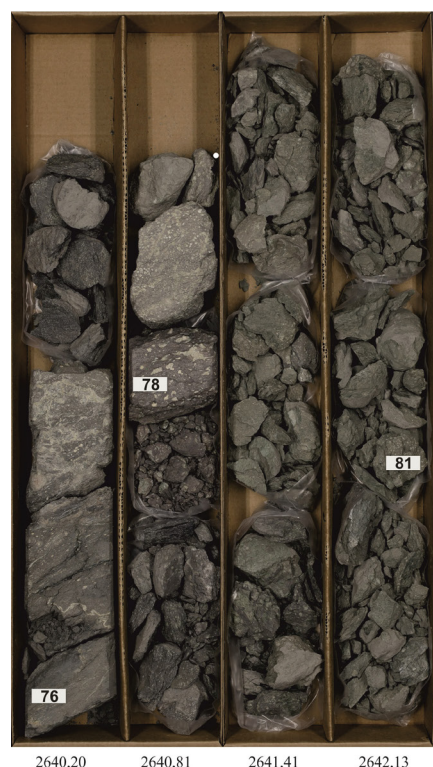
По пласту T_2 с отбором керна пройдено 6,85 пог. м. Охарактеризован керном в двух интервалах: 2629,15-2629,93 м и 2630,40-2636,00 м. Пласт представлен алевролитами серыми, темно-серыми, мелкозернистыми, крупно-мелкозернистыми, глинистыми, сильно глинистыми, неравномерно слабо песчанистыми, участками слабо углистыми, углистыми с текстурой косой слоистой за счет слоев алевролитов светло-серых, крупно-мелкозернистых, слабо песчанистых, песчанистых, слабо глинистых, реже текстура взмучивания волнением. В верхней части описан прослой алевролитов светло-серых, с текстурой косой слоистой за счет слоев обогащения слюдисто-углистым, слюдисто-глинистым материалом, нарушенных взмучиванием волнения.

Повсеместно отмечаются отпечатки углефицированной корневой системы растений, тонкий углефицированный растительный детрит, округлые, линзовидные стяжения пирита, включения и единичный прослой сидеритолитов.

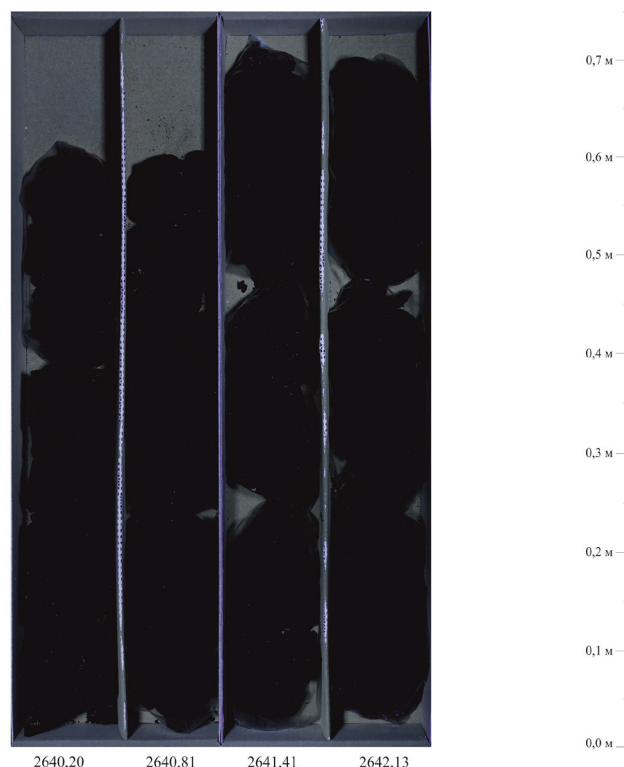
Породы *палеозойского фундамента* отбиты с глубины 2641,10 м, отбор керна с учетом привязки начат с глубины 2636,00 м. Керном охарактеризован в интервале 2636,00-2665,87 м.

Изученный интервал в верхней части представлен породами коры выветривания глинисто-карбонатного состава (сидерит) буровато-серыми, табачными, серыми, зеленовато-серыми (рис. 3). Текстура однородная (массивная) и неоднородная (миндалекаменная). Породы неравномерно трещиноватые. Трещины разноориентированные открытого типа (мощность до 0,5 см), присутствуют трещины с раздувами до 2,0 см, выполненные карбонатным (сидерит) и глинистым (каолинит, хлорит) материалом. В породах отмечаются зеркала скольжения, включения глинистого и карбонатного состава. Участками керн представлен в виде керновых фрагментов. Вторичные изменения: неравномерная гематитизация.

В средней и нижней частях интервала керн представлен эффузивными породами основного состава (базальты) зеленовато-серыми, темно-зелеными, вишневыми, буровато-серыми, неравномерно измененными до интенсивно измененных (рис. 4). Текстура неоднородная (миндалекаменная, участками флюидальная и пористая). Миндалины размером до 0,8 см, выполненные карбонатным и глинистым материалом, кварцем, участками гематитом и полые. По породам отмечается наличие разноориентированных трещин. Трещины закрытого типа, выполненные глинистым (хлорит) и карбонатным (сидерит, кальцит) материалом, участками кварцем. Так

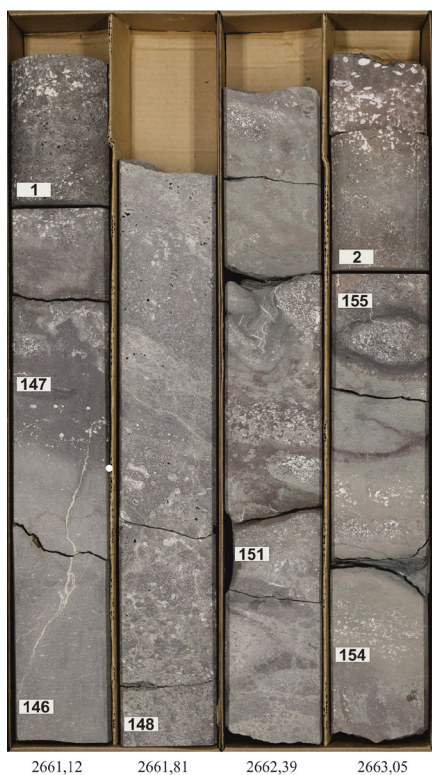


а) в дневном свете

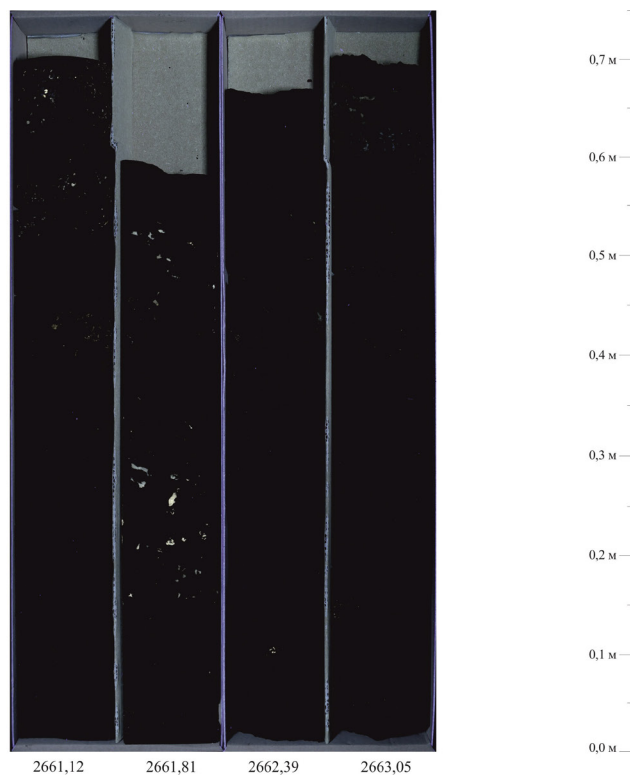


б) в ультрафиолетовом свете

Рис. 3 Фотографии кернового материала коры выветривания палеозойского фундамента в дневном и ультрафиолетовом свете



а) в дневном свете



б) в ультрафиолетовом свете

Рис. 4 Фотографии кернового материала эффузивных пород основного состава

же выделяются глинистые вкрапленники, каверны (размер до 4,0 см), выполненные кальцитом и единичные прослои туфов. Вторичные изменения: неравномерная гематитизация, хлоритизация и карбонатизация (кальцит, сидерит).

Магнитные свойства горных пород.

Распределение петромагнитных свойств исследуемых отложений представлены на рисунке 5.

Даниловская свита. Магнитная восприимчивость аргиллитов алевролитовых даниловской свиты изменяется в пределах от 2,4 до $5,6 \times 10^{-5}$ ед. СИ, в прослоях в которых встречаются карбонатно-глинисто-кремнистая порода значения магнитной восприимчивости возрастают до $32,3 \times 10^{-5}$ ед. СИ, что обусловлено ростом концентрации сидерита.

Значения терромагнитного коэффициента варьируют в пределе значений от 5,6 до 57,4 единиц. Широкий диапазон обусловлен различной концентрацией пирита. Значения терромагнитного коэффициента снижаются в участках, где возрастает концентрация сидерита.

Остаточная намагниченность определена по четырем образцам в интервале глубин 2615,26-2617,29 м и изменялась от 0,61 до $1,45 \times 10^{-3}$ А/м, при среднем значении $1,08 \times 10^{-3}$ А/м. Низкие значения остаточной намагниченности являются диагностическим признаком аргиллитов алевролитовых даниловской свиты.

Таким образом, при помощи петромагнитного метода в даниловской свите хорошо диагностируются: аргиллиты по низким значениям магнитной воспри-

имчивости и остаточной намагниченности; прослои с повышенными концентрациями сидерита, по росту магнитной восприимчивости и снижению терромагнитного коэффициента.

Тюменская свита. Магнитная восприимчивость алевролитов тюменской свиты, в целом, слабо отличается от аргиллитов алевролитовых даниловской свиты. Значения магнитной восприимчивости изменяются от 1,3 до $4,0 \times 10^{-5}$ ед. СИ. Исключения составляют прослои с повышенными концентрациями сидерита, в которых магнитная восприимчивость возрастает до $26,6-42,2 \times 10^{-5}$ ед. СИ.

Значения терромагнитного коэффициента варьируют достаточно в широком диапазоне от 1,4 до 48,6, таким образом отражая неравномерное распределение концентрации пирита в исследуемых отложениях. В распределении значений терромагнитного коэффициента в породах тюменской свиты выделяется интервал (2623,14-2625,43) с крайне высокими значениями от 16,74 до 43,22, этот интервал приурочен к подошве пласта T_1 , кровля нижележащего пласта T характеризуется резким снижением значений терромагнитного коэффициента (1,47-6,75).

Остаточная намагниченность определена по 27 образцам в интервале глубин 2615,91-2632,27 м и изменялась от 1,02 до $6,17 \times 10^{-3}$ А/м, при среднем значении $3,34 \times 10^{-3}$ А/м. Остаточная намагниченность пород тюменской свиты отличается от пород даниловской свиты, что может быть использовано при расчленении разреза.

Таким образом, петромагнитные свойства по-

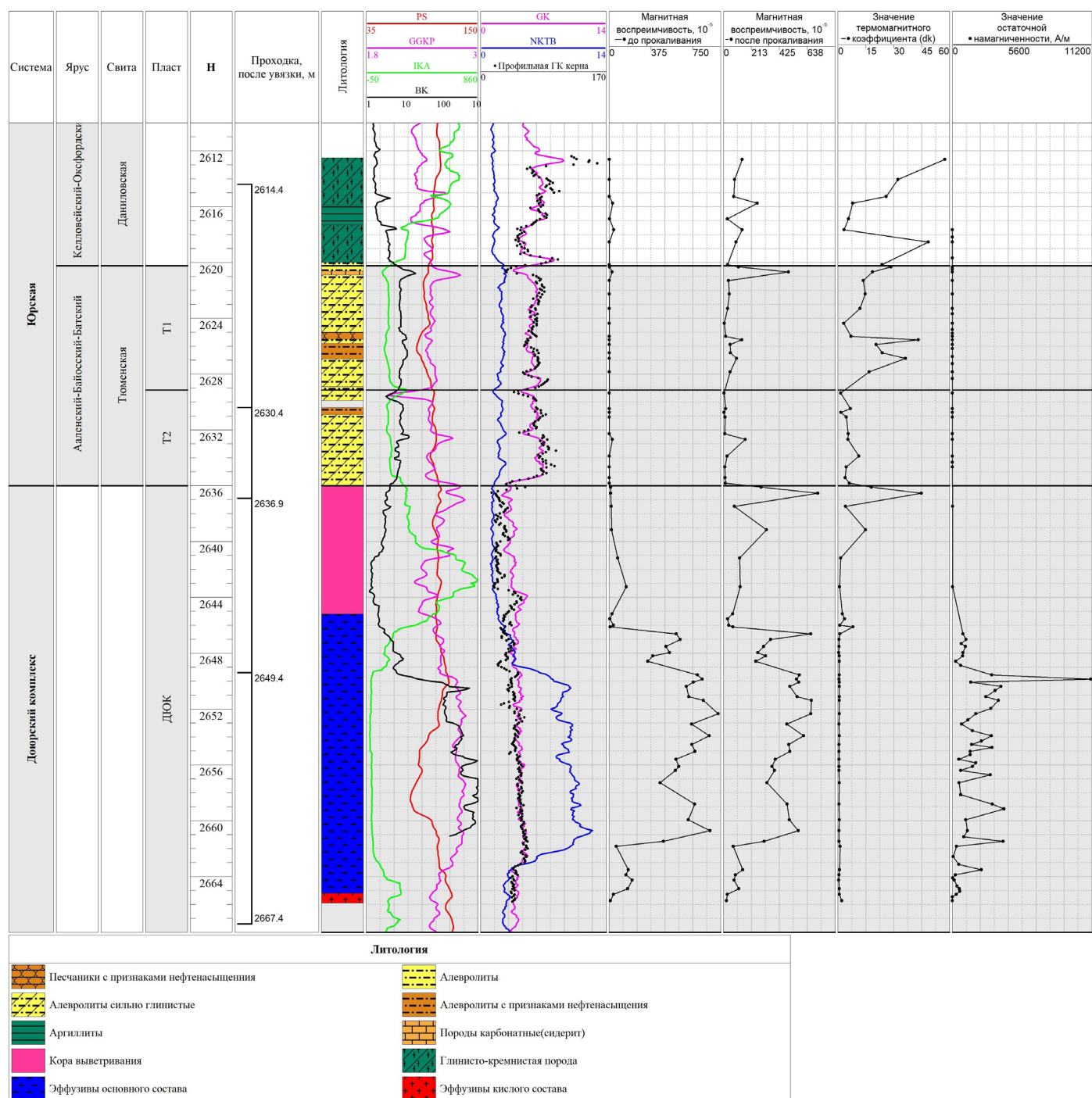


Рис. 5 Распределение петромагнитных свойств исследуемых отложений

род тюменской свиты можно использовать при: выделении в разрезе смены литологических типов, а именно смены аргиллитов даниловской свиты на алевриты тюменской свиты по росту остаточной намагниченности; диагностики прослоев с повышенным содержанием сидерита по росту магнитной восприимчивости и снижению терромагнитного коэффициента.

Палеозойский фундамент. В структуре фундамента выделяются три типа: породы коры выветривания, базальты и эффузивная порода кислого состава, которые различаются между собой по петромагнитным свойствам.

Породы коры выветривания. Магнитная воспри-

имчивость этих отложений резко отличается от вышележащих пород тюменской свиты и изменяется в интервале $8,5$ до $154,8 \times 10^{-5}$ ед. СИ. Рост магнитной восприимчивости связан с тем, что кора выветривания развивалась по базальтам, которые обладают высокими значениями магнитной восприимчивости.

Терромагнитный эффект в породах коры выветривания изменяется в интервале от $0,8$ до $44,8$ единиц. Изменчивость значений терромагнитного коэффициента связана со степенью выветривания базальтов и концентрацией пирита. Чем выше степень выветривания и концентрация пирита, тем выше значения терромагнитного коэффициента.

Остаточная намагниченность пород коры выве-

тривания изучена по двум образцам и изменяется в интервале от $16,7$ до $32,4 \times 10^{-3}$ А/м, чем отличается как от вышележащих отложений тюменской свиты и подстилающих базальтов.

Базальты. Значения магнитной восприимчивости базальтов изменяется в интервале от $349,2$ до $991,4 \times 10^{-5}$ ед. СИ, что явно отличает их от вышележащих пород коры выветривания и подстилающих эффузивных пород кислого состава.

Терромагнитный коэффициент в базальтах практически не проявляется и изменяется в интервале от $0,4$ до $1,1$, это связано с отсутствием пирита и других немагнитных минералов, которые при нагреве переходят в магнитные, обуславливая проявление терромагнитного коэффициента.

Остаточная намагниченность базальтов измерена в 49 образцах и изменяется от 32 до 13894×10^{-3} А/м, при среднем значении 2200×10^{-3} А/м. Столь высокие значения являются диагностическим признаком базальтов, так как они резко отличаются от значений остаточной намагниченности вышележащих пород коры выветривания и подстилающих эффузивных пород кислого состава.

Эффузивные породы кислого состава. Магнитная восприимчивость этих пород резко снижается по отношению к базальтам и изменяется в интервале от $11,3$ до $207,7 \times 10^{-5}$ ед. СИ. Терромагнитный коэффициент в этих породах, также практически не проявляется и изменяется от $0,39$ до $1,1$. Остаточная намагниченность изменяется от $5,7$ до $11,9 \times 10^{-3}$ А/м.

При литологическом описании керна один из образцов, отобранный на глубине $2662,87$ м был описан как эффузивная порода кислого состава, хотя значения остаточной намагниченности $386,9 \times 10^{-3}$ А/м, более характерны для базальтов, вследствие чего границу между базальтами и эффузивными породами кислого состава следовало бы опустить на $0,4$ м ниже.

Таким образом, петромагнитные свойства пород палеозойского фундамента можно использовать для их детального расчленения, а именно: определения пород коры выветривания по значениям магнитной восприимчивости и терромагнитного коэффициента; базальтов по магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности; эффузивных пород кислого состава по магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности.

Выводы

По результатам проведённых исследований можно с утверждать, что применение петромагнитного метода в комплексе с литологическими исследованиями кернавого материала позволяет с большей точностью проводить детальное расчленение разрезов, выделять седиментационную цикличность и перемены в осадконакоплении.

Изучение распределения терромагнитного коэф-

фициента позволяет выявлять зоны преобразования пород палеозойского фундамента, что позволяет выходить на прогноз зон распространения зон коллекторов и миграции углеводородов. Таким образом, петромагнитный метод необходимо активно внедрять в производственный процесс при изучении кернавого материала отложений, относящихся к категории с трудноизвлекаемыми запасами.

Список литературы

1. Гнибиденко З.Н. (2020). Региональный магнитостратиграфический разрез верхнего мела и пограничных слоев палеогена юга Западной Сибири: к разработке шкалы магнитной полярности мела. *Геология и геофизика*, 61(9), с. 1256-1265. <https://doi.org/DOI/10.15372/GiG2019170>.
2. Гнибиденко З.Н. (2023). Региональный магнитостратиграфический разрез верхнего мела севера Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 18(2). https://doi.org/DOI/10.17353/2070-5379/21_2023.
3. Гужиков А.Ю. (2013). Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 46(4), с. 51-61.
4. Гужиков А.Ю., Маникин А.Г., Коновалов А.Н., Коновалова А.А. (2015). Опыт использования петромагнитных характеристик при литологических исследованиях шлама верейского горизонта Ново-Киевского месторождения (Самарская область). *Каротажник*, 6(252), с. 24-38.
5. Еремин В.Н., Молостовский Э.А., Первушова Е.В., Черняева А.Ф. (1986). Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение аутигенных минералов железа в зонах влияния углеводородов. *Геология нефти и газа*, 4, с. 38-44.
6. Иголкина Г.В. (2020). Изучение долеритовых интрузий Тимано-Печорского бассейна по данным скважинной магнитометрии Колвинской параметрической скважины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4, с. 51-57. [https://doi.org/DOI/10.30713/2413-5011-2020-4\(340\)-51-57](https://doi.org/DOI/10.30713/2413-5011-2020-4(340)-51-57)
7. Иголкина Г.В. (2022). Комплекс магнитных характеристик пород по данным скважинной магнитометрии для изучения нефтегазовых и глубоких скважин. *Наукофера*, 9(2), с. 17-24. <https://doi.org/DOI/10.5281/zenodo.7112391>.
8. Иголкина Г.В. (2023). Изучение магнитной восприимчивости осадочных пород на Кечимовском месторождении углеводородов. *Наукофера*, 9(1), с. 39-44. <https://doi.org/>

DOI10.5281/zenodo.8322183.

9. Левичева А.В., Гнибиденко З.Н., Смолянинова Л.Г., Маринов В.А. (2023). Магнитостратиграфия верхнего мела центральной части Западной Сибири. *Геосферные исследования*, 3, с. 70-85. <https://doi.org/DOI/10.17223/25421379/28/6>
10. Молостовский Э.А. (1997). *Магнитостратиграфия и ее значение в геологии*. Саратов: Издательство Саратовского университета, 180 с.
11. Яночкин В.В., Московский Г.А., Решетников М.В., Ерёмин В.Н. (2016). Отражение в петромагнетизме закономерностей распределения нерастворимого остатка по разрезу погожской залежи Перелибского месторождения калийно-магниевого солей. *Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле*, 16(1), с. 48-53. <https://doi.org/DOI/10.18500/1819-7663-2016-16-1-48-53>.

Сведения об авторах

Решетников Михаил Владимирович – кандидат географ. наук, доцент кафедры «Нефтегазовая техника и технологии», Образовательный центр г. Когалым (Когалымский филиал ФГАОУ ВО, «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)

Россия, 628486, г. Когалым, ул. Береговая, д.100

e-mail: rmv85@list.ru

Павленко Кирилл Викторович – ассистент кафедры «Нефтегазовая техника и технологии», Образовательный центр г. Когалым (Когалымский филиал ФГАОУ ВО, «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)

628486, Россия, г. Когалым, ул. Береговая, д.100

e-mail: Kirill.Pavlenko@lukoil.com

Березин Данила Олегович – инженер 2 категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

628486, Россия, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19/17

e-mail: Danila.Berezin@lukoil.com

Товбин Иван Алексеевич – студент, Образовательный центр г. Когалым (Когалымский филиал ФГАОУ ВО, «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)

Россия, 628486, г. Когалым, ул. Береговая, д.100

e-mail: ivantovbin06@gmail.com

References

1. Gnibidenko, Z.N. (2020). *Regional*

magnetostratigraphic column for the Upper Cretaceous and Paleogene boundary beds of southern West Siberia: towards a Cretaceous magnetic-polarity time-scale. Geology and Geophysics, 61(9), 1256–1265. <https://doi.org/10.15372/GiG2019170>

2. Gnibidenko, Z.N. (2023). *Regional magnetostratigraphic column for the Upper Cretaceous of northern West Siberia. Oil-&Gas Geology: Theory and Practice*, 18(2). https://doi.org/10.17353/2070-5379/21_2023
3. Guzhikov, A.Yu. (2013). Geological information content of the magnetism of core and mud samples from sedimentary rocks acquired while drilling exploration wells. *Exploration Geophysical Equipment and Systems*, 46(4), 51–61.
4. Guzhikov, A.Yu., Manikin, A.G., Konovalov, A.N., Konovalova, A.A. (2015). Experience in using petromagnetic characteristics for lithological study of mud from the Vereian horizon of the Novo-Kievskoye oil field (Samara Oblast). *Karotazhnik*, 6(252), 24–38.
5. Eremin, V.N., Molostovskii, E.A., Pervushova, E.V., Chernyaeva, A.F. (1986). Magnetic zoning of sedimentary rocks and spatial distribution of authigenic iron minerals within hydrocarbon-affected zones. *Geology of Oil and Gas*, 4, 38–44.
6. Igolkina, G.V. (2020). Investigation of dolerite intrusions in the Timan-Pechora Basin using borehole magnetometry data from Kolvin parametric well. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 4, 51–57. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-4\(340\)-51-57](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-4(340)-51-57)
7. Igolkina, G.V. (2022). Composite magnetic rock properties from borehole magnetometry for petroleum and deep wells. *Naukosfera*, 9(2), 17–24. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7112391>
8. Igolkina, G.V. (2023). Analysis of magnetic susceptibility of sedimentary rocks at the Kechim hydrocarbon field. *Naukosfera*, 9(1), 39–44. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8322183>
9. Levicheva, A.V., Gnibidenko, Z.N., Smolyaninova, L.G., Marinov, V.A. (2023). *Magnetostratigraphy of the Upper Cretaceous in central West Siberia. Geospheral Research*, 3, 70–85. <https://doi.org/10.17223/25421379/28/6>
10. Molostovskii, E.A. (1997). *Magnetostratigraphy and Geological Significance*. Saratov: Saratov University Press, 180 p.
11. Yanochkin, V.V., Moskovskii, G.A., Reshetnikov, M.V., Eremin, V.N. (2016). Petromagnetic reflections of the distribution patterns of insoluble residue in the Pogozha oil-potassium-magnesium salt deposit, Pereliub field. *Izvestiya Saratovskogo Universiteta. New Series*.

Earth Sciences, 16(1), 48–53. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-1-48-53>

About the authors

Mikhail V. Reshetnikov – Candidate of Geographical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Engineering and Technologies, Kogalym Educational Center (Kogalym Branch of Perm National Research Polytechnic University),

100 Beregovaya St., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: rmv85@list.ru

Kirill V. Pavlenko – Assistant, Department of Oil and Gas Engineering and Technologies, Kogalym Educational Center (Kogalym Branch of Perm National Research Polytechnic University),

100 Beregovaya St., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: Kirill.Pavlenko@lukoil.com

Danila O. Berezin – Category 2 Engineer, LLC «LUKOIL-Engineering»,

19/17 Tsentralnaya St., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: Danila.Berezin@lukoil.com

Ivan A. Tovbin – Student, Kogalym Educational Center (Kogalym Branch of Perm National Research Polytechnic University),

100 Beregovaya St., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: ivantovbin06@gmail.com

Статья поступила в редакцию 16.06.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.5:552.5

Повышение эффективности разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе учета глинистого фактора

В.А. Жолудева

ООО «Лукойл-Инжиниринг», Когалым, Россия

В статье представлены результаты изучения различных особенностей глиносодержащих пород, определены основные свойства глинистых минералов, которые необходимо учитывать при подборе оптимального комплекса мероприятий в ходе разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Рекомендовано применять дифференцированный подход к подбору вытесняющих агентов с учетом, преобладающих в составе цемента глинистых минералов. Такой подход позволяет оптимизировать геолого-технологические процессы и минимизировать риски негативного воздействия на коллекторские свойства пласта.

Ключевые слова: глинистые минералы, физико-химические особенности, комплекс мероприятий.

Для цитирования: Жолудева В.А. (2026). Повышение эффективности разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе учета глинистого фактора. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 61-63.

Improving the efficiency of the development of facilities with hard-to-recover reserves based on the consideration of the clay factor

V.A. Zholudeva

Limited Liability Company LUKOIL-Engineering, Kogalym, Russian Federation

The article presents the results of studying various features of clay-bearing rocks. The main properties of clay minerals that must be considered when selecting an optimal set of measures during the development of hard-to-recover reserves are determined.

It is recommended to apply a differentiated approach to the selection of displacing agents (displacement fluids) taking into account the prevailing clay minerals in the cement composition. This approach allows optimizing geological and technological processes and minimizing the risks of negative impact on the reservoir properties of the formation.

Keywords: clay minerals, physico-chemical characteristics, integrated set of measures.

Recommended citation: Zholudeva V.A. (2026). Improving the efficiency of the development of facilities with hard-to-recover reserves based on the consideration of the clay factor. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 61-63.

Введение

В настоящее время в нефтегазовой отрасли наиболее актуальным является вопрос о поддержании существующих темпов добычи и их увеличения за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и уменьшения рисков неоправданных экономических затрат. В Западно-Сибирском регионе данный тип запасов заключен в том числе в терригенных толщах, характеризующихся повышенным содержанием полиминерального глинистого цемента. Различные глинистые минералы оказывают различное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород (Сердюк, 2010; Шмырина, Саетгалеев, 2011), что, несомненно, отражается на качестве процесса разработки и динамики изменения коэффициента нефтеизвлечения. Для оптимизации процесса добычи нефти используются различные методы интенсификации добычи. Однако результат не всегда положительный, эффект кратковременный, иногда после их применения происходит частичное либо полное нарушение в структуре породы, которое приводит к необратимым последствиям. Успешность геолого-технологических мероприятий зависит от многих факторов. С точки зрения автора статьи, одним из основных является литологический, который учитывает качественные и количественные особен-

ности не только основных породообразующих минералов, но и минералов глинистого цемента, а именно их кристаллохимические, морфологические, физико-химические характеристики, иначе – глинистый фактор пород продуктивного пласта.

Материалы и методы

Объектом исследования являются терригенные отложения нижнемелового возраста Западно-Сибирского региона. Породы представлены песчаниками мелкозернистыми и алевролитами мелко-крупнозернистыми, крупно-мелкозернистыми, мелкозернистыми глинистыми, с незначительной неравномерной примесью карбонатного материала, относящиеся к коллекторам V, VI классов и неколлекторам. Содержание глинистого цемента варьируется от 10 до 30%. Минералогический состав характеризуется преобладанием минералов гидрослюдистой группы, включающей иллит и смешанослойные образования иллит-монтмориллонитового типа (до 10%), а также присутствием хлорита и каолинита.

Каждый из выделенных глинистых минералов характеризуется различными кристаллохимическими особенностями (Соколов, 1996; Кравченко, 1971), которые предопределяют характер их поведения при воздействии на породы продуктивных пластов различных агентов/реагентов. Минералы с «жест-

кой» структурой – каолинит, хлорит и слюда – не подвержены внутрикристаллическому набуханию. Напротив, монтмориллониты (сметиты) обладают лабильной кристаллической решеткой, способной к набуханию. Смешанослойные минералы, по особенностям строения кристаллической решетки, выделяются как промежуточная группа, которая представляет собой упорядоченное или неупорядоченное чередование набухающих и ненабухающих слоев.

Помимо структурных различий, глинистые минералы отличаются по интенсивности адсорбционной способности, которая тесно связана с размером площади удельной поверхности частиц. Согласно экспериментальным данным (Соколов, 1996; Саркисян, Котельников, 1980; Брегг, 1939), максимальная площадь удельной поверхности характерна для монтмориллонитов (сметитов), за ними следуют гидрослюдистые минералы, затем хлориты. Наименьшей площадью удельной поверхности обладают каолиниты.

Влияние минерального состава глинистого цемента на физико-химические свойства пород подтверждается, также результатами сравнительного анализа количественного содержания глинистых минералов в цементе с показателями удельной поверхности и емкости катионного обмена (ЕКО), который выявил единую закономерность (рис. 1).

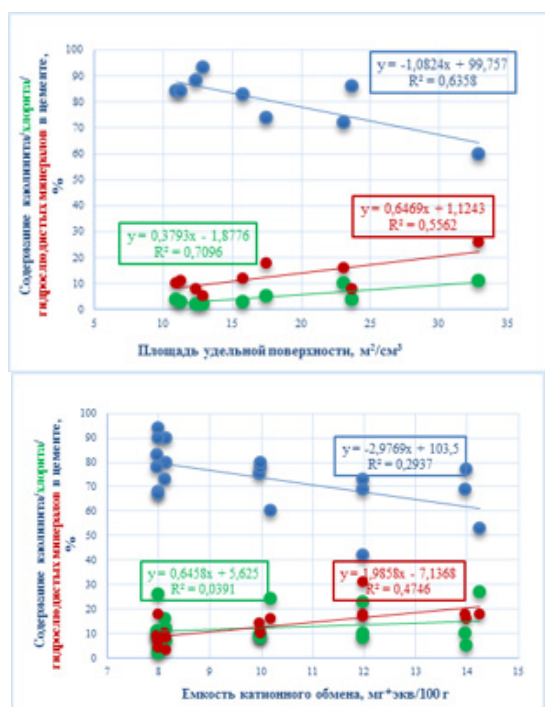


Рис. 1. Графики зависимости содержания каолинита/хлорита/группы гидрослюдистых минералов в цементе пород (%): а) размера площади удельной поверхности ($\text{м}^2/\text{см}^3$); б) значений емкости катионного обмена ($\text{мг} \cdot \text{экв}/100 \text{ г}$)

Наблюдается обратная зависимость между содержанием каолинита и значениями удельной поверхности и ЕКО: повышение доли каолинита сопровождается снижением этих параметров. Напротив,

увеличение концентрации хлорита и гидрослюдистых минералов приводит к росту значений удельной поверхности и ЕКО.

Результаты

Учитывая особенности минерального состава глинистого цемента изучаемых пород, их различия по структурным и физико-химическим свойствам, а также результаты ранее проведенных автором работ (Колпаков, Жолудева, 2017; Жолудева, 2019) на объектах с трудноизвлекаемыми запасами учет глинистого фактора при подборе комплекса мероприятий является особо значимым.

Так, в интервалах (участках) развития пород с повышенным содержанием гидрослюдистых минералов, характеризующихся наиболее высокой вероятностью к набуханию, наибольшей удельной поверхностью и, как следствие, наибольшей способностью к катионному обмену, эффективно проводить мероприятия с использованием добавок различных ПАВ либо углекислого газа (карбонизированная вода 1,5-2%). В случаях использования жидкостей на водной основе для поддержания пластовых давлений рекомендуется проведение лабораторных исследований по подбору оптимальной минерализации воды с целью предотвращения риска возникновения эффекта набухания.

Кроме этого, при подборе оптимального комплекса мероприятий для разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами необходимо учитывать морфогенетические особенности глинистых минералов (седиментогенные, катагенетические и «вторичные» – новообразованные разновидности глинистых частиц) (Шмырина, Морозов, 2012), определяющие динамику фильтрации.

Выводы

Для повышения эффективности разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе учета глинистого фактора и совершенствования методов интенсификации добычи нефти автор рекомендует учитывать особенности тонкодисперсной составляющей терригенных пород продуктивных пластов, в частности – глинистый фактор.

Список литературы

1. Сердюк З.Я., Вильковская И.Ю., Жужель В.С., Зубарева Л.И., Кирилова Н.В., Стефаненко О.Н. (2010). Влияние постседиментационных наноминералов на коллекторские свойства и нефтеотдачу продуктивных пластов. Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 4, с. 41–47.
2. Шмырина (Жолудева) В.А., Саетгалеев Я.Х. (2011). Глинистые минералы и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов БСIII и ЮСII Кустового месторождения. Материалы 15-й научно-прак-

тической конференции. Ханты-Мансийск, с. 124–130.

3. Соколов В.Н. (1996). Микромир глинистых пород. Соросовский образовательный журнал. М.: МГУ, 3, с. 56–64 с.
4. Кравченко И.И., Бабалян Г.А. (1971). Адсорбция ПАВ в процессе добычи нефти, М: Недра, 159 с.
5. Саркисян С.Г., Котельников Д. Д. (1980). Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М.: Недра, 232 с.
6. Брегг В.Г. (1939). О структуре и свойствах глин. Успехи физических наук, 26, с. 1–20.
7. Колпаков В.В., Жолудева В.А., Саетгалиев Я.Х. (2017). Повышение эффективности геолого-разведочных работ и снижение рисков разработки на основе литолого-технологического моделирования глинистых коллекторов пласта Ю1 Когалымского района. Нефтепромышленное дело, 10, с. 9–13.
8. Жолудева В.А. (2019). Повышение эффективности методов интенсификации добычи нефти на основе учета глинистого фактора продуктивных пластов. Нефтяное хозяйство, 8, с. 18–22.
9. Шмырина (Жолудева) В.А., Морозов В.П. (2012). Морфогенетические особенности глинистых минералов продуктивных на нефть отложений Кустового месторождения (пласты БС111 и ЮС11). Ленинградская школа литологии. Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б. Рухина, Санкт-Петербург: СПбГУ, Т.II, с. 202–204.

Сведения об авторах

Жолудева Виктория Александровна – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела литолого-седиментологических исследований ООО «Лукойл-Инжиниринг»

Россия, 628483, г. Когалым, ул. Береговая, д. 100/9
e-mail: Viktoriya.Zholudeva@lukoil.com

References

1. Serdyuk Z. Ya., Vilkovskaya I. Yu., Zhuzhel V. S., Zubareva L. I., Kirilova N. V., Stefanenko O. N. (2010). The influence of postsedimentary nanominerals on reservoir properties and oil recovery of productive formations. *Geology and mineral resources of Siberia*, 4, pp. 41–47.
2. Shmyrina (Zholudeva) V. A., Saetgaleev Ya. Kh. (2011). Clay minerals and their influence on the reservoir properties of the BS111 and YUS11 productive formations of the Kustovoye field. *Proceedings of the 15th scientific and practical*

conference. Khanty-Mansiysk, pp. 124–130.

3. Sokolov V. N. (1996). *Microworld of Clay Rocks. Soros Educational Journal. Moscow: Moscow State University*, 3, pp. 56–64 p.
4. Kravchenko I. I. (1971). *Adsorption of Surfactants during Oil Production / I. I. Kravchenko, G. A. Babalyan, Moscow: Nedra*, 159 p.
5. Sarkisyan S. G., Kotelnikov D. D. (1980). *Clay Minerals and Problems of Oil and Gas Geology. Moscow: Nedra*, 232 p.
6. Bregg V. G. (1939). *On the Structure and Properties of Clays / V. G. Bregg. Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 26, pp. 1–20.
7. Kolpakov V. V., Zholudeva V. A., Saetgaleev Ya. Kh. (2017). Improving the efficiency of geological exploration and reducing development risks based on lithological and technological modeling of clay reservoirs of the Yu1 formation in the Kogalym region. *Oil Industry Business*, 10, pp. 9–13.
8. Zholudeva V.A. (2019). Improving the efficiency of oil production intensification methods based on taking into account the clay factor of productive formations. *Oil Industry*, 8, pp. 18–22.
9. Shmyrina (Zholudeva) V.A., Morozov V.P. (2012). Morphogenetic features of clay minerals of oil-producing sediments of the Kustovoye field (BS111 and YUS11 formations). *Leningrad School of Lithology. Proceedings of the All-Russian Lithological Meeting dedicated to the 100th anniversary of the birth of L.B. Rukhin, Saint Petersburg: Saint Petersburg State University, Vol. II, pp. 202–204.*

About the authors

Viktoriya A. Zholudeva – Candidate of Geological and Mineral Sciences, Head of the Lithological and Sedimentological Research Department, Lukoil-Engineering LLC

100/9 Beregovaya Street, Bldg., Kogalym, 628483, Russian Federation

e-mail: Viktoriya.Zholudeva@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 28.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026

К вопросу потенциального применения электропроводности при оценке коррозионной активности кислотных растворов

*А. А. Ибраев, И. А. Аленькин, Р. Р. Закиров, Т. Т. Белова
Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

В статье рассмотрена возможность применения электропроводности в качестве потенциального метода для оценки коррозионной активности кислотных растворов. Основное внимание уделено анализу связи между изменением электропроводности кислотной среды и изменением её коррозионной активности. В экспериментальной части моделировалась дестабилизация ингибитора коррозии путём дозированного введения ионов железа в ингибированные кислотные растворы. Параллельно проводили гравиметрические испытания образцов углеродистой стали и измерения удельной электропроводности и омического сопротивления растворов. Установлено, что увеличение концентрации ионов железа в растворе приводит к росту скорости коррозии стали, что сопровождается снижением электропроводности и повышением омического сопротивления. Полученные данные свидетельствуют о наличии возможной корреляции между ростом коррозионной активности кислотных растворов и его электрическими характеристиками. Предположительно, измерение электропроводности может быть использовано как вспомогательный дополнительный способ оперативного контроля состояния кислотных растворов, например, при их хранении или перед применением. При этом электропроводность и омическое сопротивление не определяют коррозионную активность напрямую, однако потенциально могут фиксировать преобразования, сопровождающие возможные изменения растворов кислот. Поэтому предлагаемый метод может рассматриваться как ориентировочный, требующий дальнейших исследований.

Ключевые слова: электропроводность; омическое сопротивление; коррозионная активность; кислотные растворы; ингибиторы коррозии; скорость коррозии.

Для цитирования: Ибраев А.А., Аленькин И.А., Закиров Р.Р., Белова Т.Т. (2026). К вопросу потенциального применения электропроводности при оценке коррозионной активности кислотных растворов. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 64-69.

On the issue of potential application of electrical conductivity in assessing the corrosive activity of acid solutions

*A. A. Ibraev, I. A. Alenkin, R. R. Zakirov, T. T. Belova
Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school»
Almetyevsk, Russian Federation*

The article considers the possibility of using electrical conductivity as a potential method for assessing the corrosive activity of acid solutions. The main attention is paid to the analysis of the relationship between changes in the electrical conductivity of the acid medium and changes in its corrosive activity. In the experimental part, destabilization of the corrosion inhibitor was simulated by dosed introduction of iron ions into inhibited acid solutions. Gravimetric tests of carbon steel specimens and measurements of the specific electrical conductivity and ohmic resistance of the solutions were carried out in parallel. It was found that an increase in the concentration of iron ions in the solution leads to an increase in the corrosion rate of steel, accompanied by a decrease in electrical conductivity and an increase in ohmic resistance. The obtained data indicate a possible correlation between an increase in the corrosive activity of acid solutions and their electrical characteristics. Presumably, electrical conductivity measurement can be used as an additional auxiliary method for rapid monitoring of the state of acid solutions, for example, during their storage or before use. At the same time, electrical conductivity and ohmic resistance do not directly determine corrosive activity, but can potentially record transformations accompanying possible changes in acid solutions. Therefore, the proposed method can be considered as indicative, requiring further research.

Keywords: electrical conductivity; ohmic resistance; corrosive activity; acid solutions; corrosion inhibitors; corrosion rate.

Recommended citation: Ibraev A.A., Alenkin I.A., Zakirov R.R., Belova T.T. (2026). On the issue of potential application of electrical conductivity in assessing the corrosive activity of acid solutions. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 64-69.

Введение

Существенным фактором, влияющим на работоспособность нефтепромыслового оборудования, является коррозия. Коррозионные повреждения часто выступают одной из основных причин выхода из строя оборудования на объектах транспортировки и хранения составов, используемых для проведения кислотных обработок (Давлетшина и др., 2023). Сущность таких обработок заключается в закачке кислотных составов в призабойную зону пласта для растворения карбонатных и терригенных пород, удаления загрязнений и восстановления проницаемости продуктивного пласта (Телков, Ситди-

ков, 2023). Промышленное применение растворов кислот во многом определяется их способностью быстро и эффективно разрушать минеральные образования различной природы, однако при контакте с такими средами металлическое оборудование может подвергаться коррозионному разрушению, если не применяются специальные меры защиты, включая ингибиторы коррозии (Авдеев, Кузнецов, 2023). Поэтому рассмотрение и поиск дополнительных методов оценки кислотных растворов перед их применением является актуальной задачей. Развитие коррозии нередко протекает скрыто, а ущерб проявляется в затратах на ремонт или замену оборудова-

ния, недополученной прибыли из-за простоев скважин и расходах на ликвидацию последствий аварий (Юдин, 2025).

Электропроводность как дополнительный метод оценки

Способность проводить электрический ток является одним из характерных свойств растворов электролитов (Артемкина, 2016). Высокая удельная электропроводность наблюдается в водных растворах сильных неорганических кислот (Артемкина, 2016), в том числе соляной. Предположительно, изменение состава кислотной среды может сопровождаться изменением её электропроводности, что позволяет рассматривать этот параметр как возможный индикатор состояния состава кислотных растворов, в частности для косвенной оценки их коррозионной активности.

Коррозией называется разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой, при этом при электрохимической коррозии образование продуктов коррозии является результатом протекания анодных и катодных реакций коррозионного процесса (ГОСТ 9.106, 2021). Внешние факторы возникновения коррозии, связанные с составом среды и условиями процесса, оказывают влияние на анодные и катодные реакции, а также на омическое сопротивление коррозионного элемента (Лучкин, 2017).

В зарубежном исследовании А. М. Альтвайка и соавторов (Altwaiq и др., 2020) показано, что изменения электропроводности среды коррелируют с протеканием коррозионных процессов металла в соляной кислоте. Авторами также отмечено, что электропроводность раствора определяется рядом факторов, таких как заряд и подвижность ионов, а также их концентрация. В работе К. В. Рыбалки и соавторов (Рыбалка и др., 2019) показано, что метод измерения омического сопротивления образца может быть использован для оценки скорости коррозии стали в растворах соляной кислоты. Изменение омического сопротивления образца в процессе его экспозиции в HCl отражает изменение массы растворённого металла и позволяет оценить зависимость скорости коррозии от концентрации кислоты.

Для оценки возможности применения электропроводности в качестве индикатора изменения коррозионной активности среды в экспериментальной части работы моделировалась дестабилизация ингибиторов коррозии в ингибированных растворах соляной кислоты путем добавления в растворы различной концентрации ионов Fe^{3+} . В исследовании Я.Г. Авдеева и Ю.И. Кузнецова (Авдеев, Кузнецов, 2023) отмечено, что присутствие в кислой среде окислителей, в частности катионов Fe^{3+} , существенно снижает защитное действие ингибиторов коррозии (ИК), поскольку катионы Fe^{3+} смещают потенциал коррозии в положительную область, затрудняя адсор-

бцию органических ингибиторов. Оценка возможного снижения защитного действия проводилась с использованием гравиметрических испытаний и параллельным измерением электропроводности и омического сопротивления при помощи кондуктометра (Маркин, 2024).

Материалы и методы

Эксперименты начинались с этапа, включающего подготовку металлических образцов и исследуемых ингибированных кислотных растворов. В качестве образцов-свидетелей (рис. 1, 2) использовались пластины из углеродистой стали. Перед проведением экспериментов образцы были зачищены абразивным материалом, обезжирены и высушены при комнатной температуре в эксикаторе.



Рис. 1. Образец № 1



Рис. 2. Образец № 2

Далее каждый образец проходил процедуру начального взвешивания на аналитических весах с точностью до 0,001. В качестве исследуемых сред использовались ингибированные растворы соляной кислоты с разной концентрацией. Моделирование дестабилизации ингибитора коррозии (далее – ИК) осуществлялось путём дозированного введения ионов железа в кислотный раствор (далее – КР) (рис. 3, 4). Диапазон дозирования ионов железа выбран от 0,2 до 1,5%.



Рис. 3. Кислотный раствор с меньшей концентрацией (КР №1)



Рис. 4. Кислотный раствор с большей концентрацией (КР №2)

Выдержка образцов в исследуемых растворах проводилась в течение 24 часов при 20°C. По завершении опыта образцы извлекались, промывались дистиллированной водой и спиртом, затем высушивались и повторно взвешивались. Параллельно с гравиметрическими испытаниями с увеличением концентрации ионов железа проводились измерения электропроводности и омического сопротивления.

Расчет скорости коррозии (скорости растворения стали) рассчитывался следующим образом:

1. Определялась потеря массы каждого образца-свидетеля:

$$\Delta m = m_0 - m_1 \quad (1)$$

где,

Δm – потеря массы пластины;

m_0 – начальная масса пластины;

m_1 – потеря массы пластины после выдержки в кислотном растворе.

2. Вычислялась скорость коррозии:

$$v = \frac{\Delta m}{S * t} \quad (2)$$

Δm – потеря массы пластины;

S – площадь поверхности образца, мм²;

t – время выдержки в кислотном составе.

На основании результатов проведенных экспериментов была составлена таблица 1.

Таблица 1 – Результаты экспериментов скорости коррозии кислотных растворов при моделировании дестабилизации ингибиторов коррозии

№	Наименование	Концентрация ионов железа, %	Масса до, г	Масса после, г	S, площадь	Скорость коррозии, г/(м ² ·ч)
1	КР № 1	0	14,3524	14,3495	0,00222	0,054
2	КР № 1	0,2	22,909	22,887	0,0024	0,28
3	КР № 1	0,5	20,023	20,000	0,0022	0,43
4	КР № 1	1,0	20,000	19,953	0,0022	0,88
5	КР № 1	1,5	19,952	19,895	0,0022	1,07
6	КР № 2	0	14,3740	14,3703	0,0022	0,07
7	КР № 2	0,2	22,991	22,974	0,0024	0,29
8	КР № 2	0,5	22,988	22,956	0,0024	0,57
9	КР № 2	1,0	22,8422	22,7807	0,0022	1,01
10	КР № 2	1,5	22,948	22,887	0,0022	1,15

Для ингибированной соляной кислоты при 20 °C скорость коррозии целесообразно поддерживать на уровне не выше 0,2 г/м²·ч. На основании данных, представленных в таблице 1, был построен график

зависимости скорости коррозии стали от концентрации ионов железа в растворах соляной кислоты с различной концентрацией.

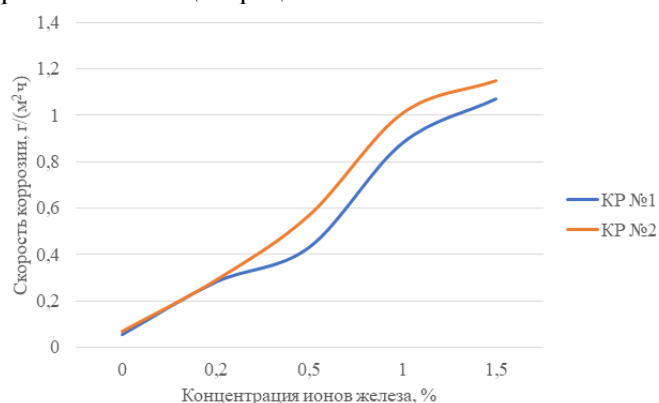


Рис. 5. График влияния увеличения концентрации ионов железа на скорость растворения стали

Анализ данных, представленных в таблице 1 и на рисунке 5, показывает, что при моделировании дестабилизации ИК в растворах соляной кислоты увеличивается скорость коррозии. Для обоих исследуемых кислотных растворов наблюдается тенденция увеличения скорости коррозии при повышении содержания ионов железа в растворе. При минимальной концентрации ионов железа исследуемые растворы характеризуются сравнительно низкой скоростью коррозии. С увеличением концентрации отмечается последовательное возрастание скорости коррозии.

Далее были проведены измерения электропроводности и омического сопротивления кислотного раствора КР №1 и КР №2 при моделировании дестабилизации ингибиторов коррозии. Результаты представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Результаты тестирования кислотного раствора № 1 на электропроводность и омическое сопротивление

№	Наименование	Концентрация ионов железа, %	Электропроводность, ms/cm	Омическое сопротивление, Ω*см
1	КР №1	0	904,5	0,40
2	КР №1	0,5	891,5	0,40
3	КР №1	1,0	877,6	0,41
4	КР №1	2,0	864,1	0,41
5	КР №1	3,0	856,8	0,42
6	КР №1	5,0	808,4	0,43
7	КР №1	10,0	788,9	0,46

Таблица 3 – Результаты тестирования кислотного раствора № 2 на электропроводность и омическое сопротивление

№	Наименование	Концентрация ионов железа, %	Электропроводность, мС/см	Омическое сопротивление, Ом·см
1	КР № 2	0	956,2	0,38
2	КР № 2	0,5	942,1	0,39
3	КР № 2	1,0	927,8	0,39
4	КР № 2	2,0	912,4	0,40
5	КР № 2	3,0	904,8	0,40
6	КР № 2	5,0	881,7	0,41
7	КР № 2	10,0	860,9	0,43

На основе данных, представленных в таблицах 2 и 3, были построены графики зависимостей электропроводности и омического сопротивления кислотных составов от степени дозирования ионов железа.

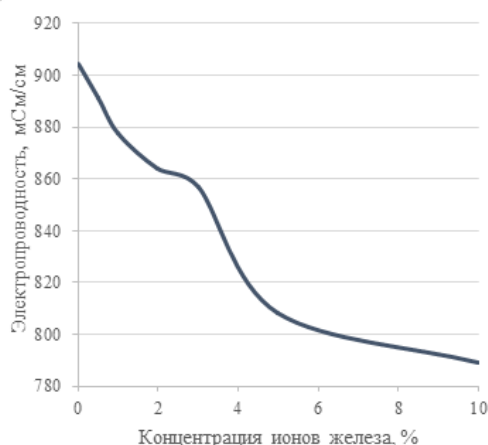


Рис. 6. Зависимость электропроводности КР №1 при моделировании дестабилизации ИК

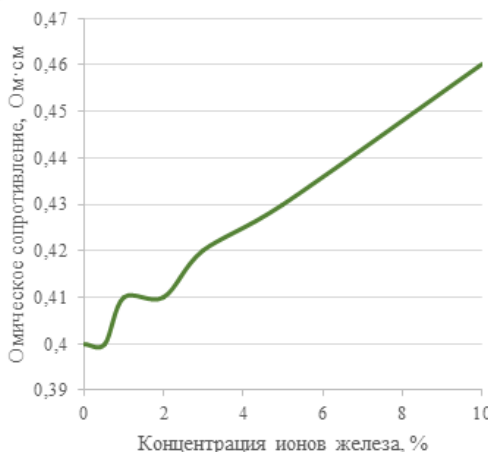


Рис. 7. Зависимость омического сопротивления КР №1 при моделировании дестабилизации ИК

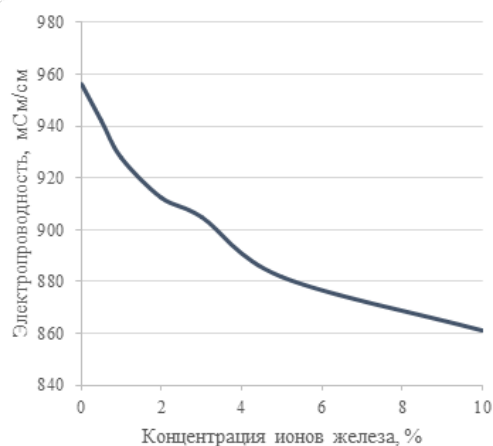


Рис. 8. Зависимость электропроводности КР №2 при моделировании дестабилизации ИК



Рис. 9. Зависимость омического сопротивления КР №2 при моделировании дестабилизации ИК

Результаты экспериментов

При моделировании дестабилизации ингибитора коррозии в растворе КР №1 с меньшей концентрацией соляной кислоты скорость коррозии стали возрастает с 0,054 до 1,07 г/(м²·ч) при увеличении содержания ионов железа от 0 до 1,5% (табл. 1, рис. 5). Электропроводность этого раствора (табл. 2, рис. 6, 7) снижается с 904,5 до 788,9 мС/см, а омическое сопротивление увеличивается с 0,40 до 0,46 Ом·см при росте концентрации ионов железа. Для раствора КР №2 с большей концентрацией соляной кислоты (табл. 3, рис. 8, 9) наблюдается аналогичная зависимость. Скорость коррозии повышается с 0,07 до 1,15 г/(м²·ч) в диапазоне 0–1,5% ионов железа. Электропроводность падает с 956,2 до 860,9 мС/см, омическое сопротивление растёт с 0,38 до 0,43 Ом·см.

Выводы

На основе полученных данных можно предположить, что измерение электропроводности можно рассматривать как дополнительный метод оценки коррозионной активности кислотных растворов перед их применением. При этом электропроводность и омическое сопротивление не определяют коррозионную активность напрямую, однако потенциально

могут фиксировать преобразования, сопровождающие возможные изменения растворов кислот.

Список литературы

1. Авдеев, Я.Г., Кузнецов Ю.И. (2023). Органические ингибиторы коррозии металлов в растворах кислот. I. Особенности механизма защитного действия. Журнал физической химии, Т. 97, № 3, с. 305–321. DOI 10.31857/S0044453723030056. – EDN DWCNDM.
2. Артемкина Ю. М., Загоскин Ю. Д., Кузнецов Н. М., Щербаков В. В. (2016). Закономерности в электропроводности водных растворов некоторых неорганических кислот. Химия и химическая технология, Т. 59. № 2, с. 26–29.
3. ГОСТ 9.106–2021 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения. – Введ. 2022–01–01. – М.: Российский институт стандартизации, 2021. – 28 с.
4. Давлешина Л. Ф., Толстых Л. И., Потешкина К. А. и др. (2023). Изучение особенностей подбора эффективных ингибиторов коррозии для различных кислот. Практика противокоррозионной защиты, Т. 28. № 2, с. 34–41. DOI: 10.31615/j.corros.prot.2023.28.2.4.
5. Лучкин Р. С. (2017). Коррозия и защита металлических материалов (структурные и химические факторы). Электронное учебное пособие. Тольятти: Изд-во Тольяттинского государственного университета, 269 с. – ISBN 978-5-8259-1160-1.
6. Маркин А. Н. (2024). Оценка локальной коррозии по данным, получаемым с датчиков электрического сопротивления (часть 2). Практика противокоррозионной защиты, Т. 29, № 2, с. 21–26. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-2>
7. Рыбалка К. В., Бекетаева Л. А., Давыдов А. Д. (2019). Определение скорости коррозии стали AISI 304 в растворах HCl методом измерения омического сопротивления исследуемого образца. Электрохимия, Т. 55, № 9, с. 1147–1152. – DOI 10.1134/S0424857019080139. – EDN SLQAKY
8. Телков В. П., Ситдилов С. С. (2023). Особенности проведения кислотной обработки скважин в сложных геолого-промысловых условиях: учет свойств скважины и околоскважинной зоны пласта. SOCAR Proceedings, № 4, с. 106–115. DOI: 10.5510/OGP20230400923
9. Юдин П. Е. (2025). Функциональные покрытия погружного нефтепромыслового оборудования для защиты от коррозии, асфальтосмолопарафиновых и солевых отложений.

Обзор: Известия вузов. Порошковая металлургия и функциональные покрытия, Т. 19, № 1, с. 58–74. DOI: 10.17073/1997-308X-2025-1-58-74.

10. Altwaiq A., Khouri S., Abdel-Rahem R. and Alkhawaldeh A. (2020). Conductivity method as a new monitoring technique for corrosion and corrosion inhibition processes of zinc metal. American journal of analytical chemistry, pp. 349–361. doi: 10.4236/ajac.2020.1110028.

Сведения об авторах

Ибраев Азат Азаматович – специалист лаборатории «Нефтепромысловая химия», Передовая инженерная нефтяная школа, «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А

e-mail: a.ibraev@agni-rt.ru

Аленькин Илья Алексеевич – и.о. заведующего лабораторией «Нефтепромысловая химия», Передовая инженерная нефтяная школа, «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А

e-mail: i.alenkin@agni-rt.ru

Закиров Ринат Рашитович – научный сотрудник лаборатории «Нефтепромысловая химия», Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А

e-mail: zakirov@agni-rt.ru

Белова Татьяна Тарасовна – научный сотрудник лаборатории «Нефтепромысловая химия», Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А

e-mail: t.belova@agni-rt.ru

References

1. Avdeev Ya. G., Kuznetsov Yu. I. (2023). Organic corrosion inhibitors for metals in acid solutions. I. Features of the protective action mechanism. Russian journal of physical chemistry. Vol. 97. No. 3. P. 305–321. DOI: 10.31857/

S0044453723030056. EDN: DWCNDM.

2. Artemkina Yu. M., Zagoskin Yu. D., Kuznetsov N. M., Shcherbakov V. V. (2016). Regularities in electrical conductivity of aqueous solutions of some inorganic acids. *Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya*. Vol. 59. No. 2. P. 26–29.
3. GOST 9.106–2021. Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion of metals. Terms and definitions. Introduced 2022–01–01. Moscow: Russian institute of standardization, 2021. 28 p.
4. Davletshina L. F., Tolstykh L. I., Poteshkina K. A. et al. (2023). Study of features of effective corrosion inhibitors selection for various acids. *Practice of anti-corrosion protection*. Vol. 28. No. 2. P. 34–41. DOI: 10.31615/j.corros.prot.2023.28.2.4
5. Luchkin R. S. (2017). Corrosion and protection of metallic materials (structural and chemical factors): electronic textbook. Togliatti: Togliatti state university publishing house, 269 p. ISBN 978-5-8259-1160-1.
6. Markin A. N. (2024). Evaluation of local corrosion based on data obtained from electrical resistance sensors (Part 2). *Practice of anti-corrosion protection*, Vol. 29. No. 2. P. 21–26. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-2>
7. Rybalka K. V., Beketaeva L. A., Davydov A. D. (2019). Determination of corrosion rate of AISI 304 steel in HCl solutions by measuring the ohmic resistance of the test sample. *Russian journal of electrochemistry*, Vol. 55. No. 9. P. 1147–1152. DOI: 10.1134/S0424857019080139. EDN: SLQAKY.
8. Telkov V. P., Sitdikov S. S. (2023). Features of acid treatment of wells in complex geological and field conditions: taking into account well and near-wellbore zone properties. *SOCAR Proceedings*. No. 4. P. 106–115. DOI: 10.5510/OGP20230400923.
9. Yudin P. E. (2025). Functional coatings for submersible oilfield equipment for protection against corrosion, asphaltene–resin–paraffin and salt deposits: A review. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Powder metallurgy and functional coatings*. Vol. 19. No. 1. P. 58–74. DOI: 10.17073/1997-308X-2025-1-58-74.
10. Altwaiq A., Khouri S., Abdel-Rahem R., Alkhawaldeh A. (2020). Conductivity method as a new monitoring technique for corrosion and corrosion inhibition processes of zinc metal. *American journal of analytical chemistry*. P. 349–361. DOI: 10.4236/ajac.2020.1110028

About the authors

Azat A. Ibraev – specialist, laboratory of oilfield chemistry, Higher school of petroleum, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186A Sovetskaya str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: a.ibraev@agni-rt.ru

Ilya A. Alenkin – acting head of the laboratory of oilfield chemistry, Higher school of petroleum, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186A Sovetskaya str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: i.alenkin@agni-rt.ru

Rinat R. Zakirov – research associate, laboratory of oilfield chemistry, Higher school of petroleum, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186A Sovetskaya str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: zakirov@agni-rt.ru

Tatyana T. Belova – research associate, laboratory of oilfield chemistry, Higher school of petroleum, Almeteyevsk state technological university «Petroleum higher school»

186A Sovetskaya str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: t.belova@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 26.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026