

Трудноизвлекаемые запасы

НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ





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

Трудноизвлекаемые запасы

НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

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. Жданеев, 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. Махмутов, 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)

Буй 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., ПИНШ АГТУ ВШН (Альметьевск, Россия)

Специалист по верстке: Кадыргуллова А.А.

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 30.04.2026. 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, Almeteyevsk state technological university "Petroleum higher school" (Almeteyevsk, 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 Neftgaztekhnologiya (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 (Almeteyevsk, 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 – **T.P. Grishina**, Ph.D of geographical sciences APES ASTU PHS (Almeteyevsk, Russia)

Layout specialist: Kadyrgulova A.A.

Translation Specialist: Shigapova A.H.

Designer: Privalova Yu.R.

Editorial and Publisher Address

423462, office 1003, 186A, Sovetskaya str., town Almeteyevsk, Almeteyevsk, Almeteyevsk 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 30.04.2026. 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 Almeteyevsk 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

Слово главного редактора	3
<i>А.А. Дьяконов</i>	
Трудноизвлекаемые запасы Татарстана.....	4
<i>В.Г. Базаревская.</i>	
Технологические приоритеты нефтегазовой отрасли в контексте реализации задач. Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года.....	13
<i>О.В. Жданев</i>	
Экономическая формализация термина ТРИЗ – ключ к администрированию налоговых преференций	23
<i>А.В. Соколов</i>	
Концепция формирования Камско-Кинельской системы впадин с позиций тектоники и особенностей осадконакопления в позднем девоне.....	28
<i>П.А. Фокин, Г.А. Калмыков</i>	
Связь фильтрационно-емкостных свойств и структуры пустотного пространства коллекторов турнейского яруса.....	38
<i>К.Д. Шуматбаев, А.Н. Кольчугин, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин</i>	

Table of contents

Word from the editor-in-chief	3
<i>A.A. Dyakonov</i>	
Hard-to-recover reserves of Tatarstan.....	4
<i>V.G. Bazarevskaya</i>	
Technological priorities of the oil and gas industry in the context of task implementation. Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2050.....	13
<i>O.V. Zhdanev</i>	
The economic formalization of the term HTRR is the key to administering tax incentives	23
<i>A.V. Sokolov</i>	
The concept of the Kama-Kinel system of depressions origin from the perspectives of the Late Devonian tectonics and sedimentation features.....	28
<i>P.A. Fokin, G.A. Kalmykov</i>	
Correlation of filtration and capacitance properties and structure of hollow space of tournaianian reservoirs	38
<i>K.D. Shumatbaev, A.N. Kolchugin, B.G. Ganiev, A.A. Lutfullin</i>	



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

**Трудноизвлекаемые
запасы**
НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Слово главного редактора

Трудноизвлекаемые запасы как драйвер научно-технологического суверенитета отрасли

Уважаемые коллеги, авторы и читатели!

Перед вами – первый номер журнала «Трудноизвлекаемые запасы». Его выход – это не просто запуск нового научного издания, а ответ на системный вызов, стоящий перед российской нефтегазовой отраслью. Развитие сырьевой базы углеводородов в современных условиях неразрывно связано с вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, роль которых постоянно возрастает по мере истощения традиционных высокопродуктивных месторождений. Низкопроницаемые коллекторы баженовской и доманиковой свит, ачимовские толщи, залежи высоковязких нефтей требуют применения специальных технологий разработки, их адаптации к сложным геолого-физическим условиям. Это меняет саму логику разработки и формирует принципиально новые вызовы для нефтегазовой отрасли, особенно в условиях ускоренного достижения технологического суверенитета.



В таких условиях возрастает роль научной среды, способной объединять фундаментальные и прикладные исследования, стирать границы между дисциплинами и тиражировать лучшие практики. Успех здесь невозможен без тесной координации между университетами, научными институтами и добывающими компаниями: именно от этого сотрудничества сегодня напрямую зависит технологический прогресс. Освоение трудноизвлекаемых запасов требует комплексного, системного подхода, основанного на интеграции знаний в области геологии и геофизики, бурения, разработки месторождений, методов увеличения нефтеотдачи, интегрированного моделирования, нефтегазового оборудования, автоматизации и робототехники, материаловедения и цифровых решений.

Журнал «Трудноизвлекаемые запасы» служит открытой платформой для обсуждения современных достижений, обмена идеями и результатами исследований. Мы видим свою задачу в том, чтобы поддерживать высокий научный уровень публикаций, быть открытыми для сотрудничества и уделять внимание работе с молодыми исследователями. Приглашаем к диалогу всех, кто не боится сложностей и готов предлагать нестандартные технологические решения освоения трудноизвлекаемых запасов. Вместе мы должны сформировать тот самый интеллектуальный фундамент, который позволит России оставаться одним из лидеров мирового энергетического рынка.

Александр Анатольевич Дьяконов,
д.т.н., профессор,
ректор АГТУ ВШН

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276/1/4(Тат)

Трудноизвлекаемые запасы Татарстана

В.Г. Базаревская
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина

Статья посвящена эволюции понятия «трудноизвлекаемые запасы» в России и конкретным геологическим объектам Татарстана, которые подпадают под это определение. Существует разрыв между законодательной базой, налоговой политикой и реальным состоянием ресурсной базы. Показан региональный опыт работы с нетрадиционными углеводородами. Каждый тип трудноизвлекаемых запасов (доманикиты, сверхвязкая нефть, угли, сланцы) требует собственной методики изучения и системы разработки, а действующие налоговые условия делают их массовое освоение нерентабельным.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; доманиковые отложения; тяжелая сверхвязкая нефть; визейские врезы; битумы и горючие сланцы

Для цитирования: Базаревская В.Г. (2026). Трудноизвлекаемые запасы Татарстана. Трудноизвлекаемые запасы, 1(1), с. 4-12.

Hard-to-recover reserves of Tatarstan

V.G. Bazarevskaya
Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT

Статья посвящена эволюции понятия «трудноизвлекаемые запасы» в России и конкретным геологическим объектам Татарстана, которые подпадают под это определение. Существует разрыв между законодательной базой, налоговой политикой и реальным состоянием ресурсной базы. Показан региональный опыт работы с нетрадиционными углеводородами. Каждый тип трудноизвлекаемых запасов (доманикиты, сверхвязкая нефть, угли, сланцы) требует собственной методики изучения и системы разработки, а действующие налоговые условия делают их массовое освоение нерентабельным.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; доманиковые отложения; тяжелая сверхвязкая нефть; визейские врезы; битумы и горючие сланцы

Recommended citation: Bazarevskaya V.G. (2026). Hard-to-recover reserves of Tatarstan. Hard-to-Recover Reserves, 1(1), pp. 4-12.

Доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) в России составляет более 60 % от общего объема запасов, также более 70 % мировых запасов углеводородов относятся к ТриЗ, которые требуют новых уникальных технологий извлечения (интернет). В связи с потребностью поддержания добычи нефти на ежегодном уровне актуальными являются исследования по опоискованию и вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, в связи с чем в России начиная с 2014 г. активно совершенствуется законодательство для стимулирования добычи трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ).

Однако сегодня в России нет законодательно утвержденного понятия, что же относить к трудноизвлекаемым запасам, кроме понятия, принятого еще в 1998 г. (Приказ от 13 февраля 1998 года № 41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых»), в котором отмечено, что «трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатацион-

ных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». По этому документу «временно отнесены к трудноизвлекаемым: запасы месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов; запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек; запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин».

В 2012 г. распоряжением Правительства РФ №700-р «О предложении Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти» утверждена классификация проектов по разработке участков с ТриЗ по категориям: проницаемость от $1,5$ до $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²; от 1 до $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²; до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; и по вязкости нефти – сверхвязкая нефть более 10 000 мПа*с.

Также в последующем протоколе ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ)» принято, что к трудноизвлекаемым

необходимо отнести запасы кумско-керестинской свиты (Северный Кавказ); ачимовских отложений, тюменской свиты и отложений палеозоя Западной Сибири.

Специалистами ФБУ ГКЗ совместно с недропользователями в 2017 г. рассмотрены и рекомендованы к применению «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» и «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской НГП». Следует отметить, что в силу сложного геологического строения пород (низкая пористость и проницаемость, или высокая трещиноватость в баженовской толще, значительное количество органического вещества (ОВ) в породах) большинство параметров для подсчета запасов принималось условно по упрощенной схеме.

В 2018 году рассмотрен на ЭТС ГКЗ «Классификатор нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов газа», в котором трудноизвлекаемые запасы газа определены как «неподвижная или слабо подвижная в термобарических условиях недр часть газа, для добычи которого нужны специальные технологии, обеспечивающие рентабельное извлечение сырья из недр, его подготовку и транспорт».

В 2020 г. принято постановление Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 (ред. от 02.12.2023) «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых», в котором также законодательно не закреплено понятие ТРИЗ.

В 2021 г. на ЭТС ГКЗ рассмотрен второй вариант методических указаний «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП», в котором учтены отсутствие внешнего контура нефтегазоносности, высокое содержание органического вещества. В 2023 г. введен в действие второй вариант методики подсчета запасов трудноизвлекаемых углеводородов (ТРИЗ) доманиковых отложений («Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях»), который апробирован ФБУ ГКЗ и утвержден ЭТС ГКЗ. Методика также базируется на детальном объемном методе, учитывающем неоднородность ТОС (общего органического углерода) и геофизических параметров. Основной акцент делается на зональном прогнозе нефтематеринских и нефтегенирирующих толщ, использовании результатов ГРП и сейсморазведки для оценки «сланцевой» нефти.

В 2025 г. Минприроды России совместно с Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых подготовлен проект нового классификатора трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, который направлен на рассмотрение в Минфин России. В классификаторе приведено определение ТРИЗ: «Трудноизвлекаемые запасы и ресурсы углеводородного сырья – запасы и ресурсы отдельных отложений, залежей месторождений углеводородного сырья, характеризующиеся сложными геологическими условиями их залегания и (или) физическими свойствами углеводородного сырья, разработка которых нерентабельна в действующих экономических и налоговых условиях при текущем уровне применяемых технологий геологического изучения, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья». Новый классификатор призван определить категории запасов, требующих специальных технологий для освоения.

По этому документу в число ТРИЗ должны войти:

– газы: низкопроницаемых коллекторов; в сланцевых породах; углистых пород – метан углистых или угольных пород; газовые гидраты; биогаз; углеводороды в магматических и вулканогенно-осадочных коллекторах; водорастворенные газы; газ шельфа;

– нефти: высоковязкие и сверхвязкие; в коллекторах с проницаемостью менее $2 \cdot 10^{-3}$ – не более $4 \cdot 10^{-3}$ мкм²; нефть, сосредоточенная в баженовских, абалакских, доманиковых, хадумских продуктивных отложениях, а также в кумско-керестинской, черкесской, баталпашинской свитах и свите горячего ключа; нефть семилукского (доманикового), мендымского (речицкого), саргаевского, данково-лебедянского, елецко-задонского, евланово-ливенского, воронежского горизонтов, заволжского надгоризонта; палеозоя Западной Сибири, тюменской свиты, ачимовских продуктивных отложений с проницаемостью не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²; залежи нефти с низкой начальной нефтенасыщенностью (0,3–0,4 д. ед.).

Еще, по моему мнению, в трудноизвлекаемые необходимо отнести битумы и горючие сланцы.

Однако Минфин сохраняет жесткую позицию по налоговой политике в нефтегазовой промышленности. Несмотря на это, в настоящее время вопрос классификации ТРИЗ остается предметом межведомственной дискуссии, в том числе в контексте налогового стимулирования: Министерство финансов РФ считает действующую поддержку достаточной, тогда как Министерство энергетики РФ указывает на необходимость дополнительных стимулов для поддержания добычи.

Несмотря на политические и санкционные барьеры, ПАО «Татнефть» с 2014 года продолжает детально заниматься изучением нефтематеринских

толщ. В 2021 году активные запасы составляли в ПАО Татнефть 17 %, в 2024 году активные запасы после пересчета запасов Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений составили 38 %, объем трудноизвлекаемых запасов уменьшился с 83 (2021 г.) до 62 % (2025 г.).

Дополнительными исследованиями с учетом структурно-формационного анализа, проведенного еще в 70-х годах прошлого столетия (Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О., Королюк И.К., Мирчинк М.Ф. и др.), установлено, что на территории Республики Татарстан (так же, как и на всей территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП) аналогом «сланцевых» толщ являются доманиковые отложения, состоящие из двух типов пород:

- доманикиты – глинисто-кремнисто-карбонатные породы, включающие воронежский, мендымский, доманиковый, саргаевский горизонты франского яруса верхнего девона и занимающие территорию обширной некомпенсированной впадины семилукско-речицкого бассейна с содержанием ОВ от 5 до 20 %;

- доманикоиды – низкопроницаемые карбонатные породы, включающие заволжский надгоризонт и данковский, лебедянский, елецкий, задонский горизонты фаменского яруса и евланово-ливенский франского яруса, развитые преимущественно в зонах Камско-Кинельской системы (ККС) некомпенсированных прогибов, с содержанием ОВ от 0,5 до 5,0 %.

Особое место в разрезе доманиковой формации занимают отложения саргаевского, семилукского и мендымского горизонтов, с которыми связывают основной нефтегенерационный потенциал.

Отдельные интервалы в доманиковых отложениях на территории деятельности ПАО «Татнефть» содержат органический углерод от 5 до 30 %, характеризуются наличием трещин и микропустот, содержащих подвижные углеводороды, и являются на 100 % «сланцевыми» резервуарами. Технология геологоразведочных работ, системы разработки залежей доманикитов и доманикоидов будут отличаться, в связи с чем в ПАО «Татнефть» ведутся научно-исследовательские работы по обоим направлениям (Ларочкина и др., 1999; Бачков и др., 2022с; Хисамов, 2021; Хисамов и др., 2018а, Хисамов и др. 2019; Маганов, 2019; Khanbikova et al., 2021; Бачков и др., 2022b).

Необходимо отметить, что большинством исследователей (ВНИГНИ, МГУ, КГУ, С-ПГУ и др.) (Хисамов и др., 2022; Орлова и др., 2021; Хисамов и др., 2018с), как и в ПАО «Татнефть», доманиковые продуктивные отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП рассматриваются не как стратиграфический термин, а как обобщающее понятие для высокоуглеродистых формаций, обогащенных

ОВ, распространенных повсеместно от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта включительно, представленных слабопроницаемыми плотными породами, являющимися нефтематеринскими, образовавшимися в сходных условиях осадкообразования.

Периодическим изучением доманиковых отложений в Татарстане занимались с 1950-х годов, когда были получены первые притоки нефти из зон естественной трещиноватости при попутном бурении на нижележащие терригенные девонские отложения. Залежи нефти в доманиковых отложениях выявлены в пределах почти всех тектонических элементов РТ, кроме западной, слабо изученной глубоким бурением (части Усть-Черемшанского прогиба, Казанско-Кажимского авлакогена и Токмовского свода). Необходимо отметить, что все залежи и месторождения в доманиковых отложениях выявлены в зонах естественной трещиноватости пород. На балансе ПАО «Татнефть» в пределах РТ числятся запасы нефти (А+В1+В2+С1+С2) 10 месторождений, стратиграфически приуроченные к отложениям фаменского яруса, средне-, верхнефранского подъярусов и запасы еще 8 месторождений, находящиеся в доманиковых отложениях (рис. 1), а также 19 месторождений на лицензионных участках в пределах РФ, которые также приурочены по стратиграфической принадлежности к карбонатному девонскому комплексу.

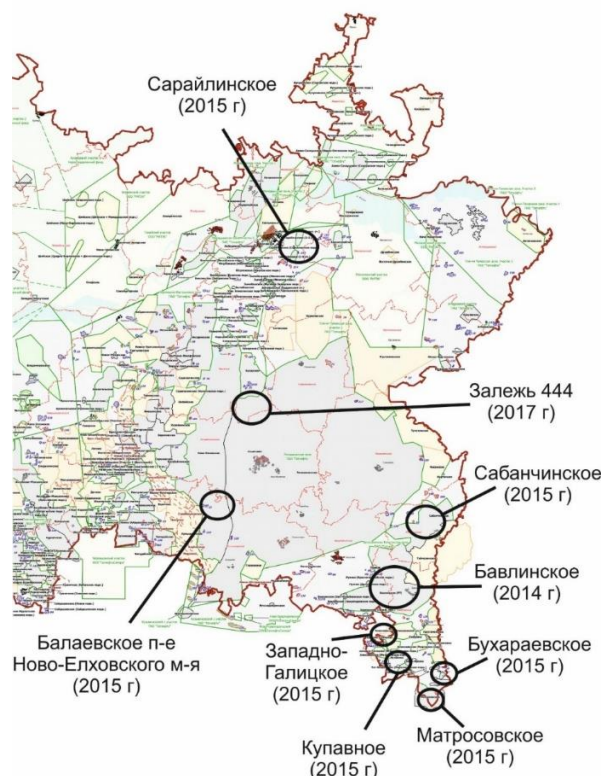


Рис. 1. Изучение карбонатных девонских отложений. Залежи доманиковых отложений.

Как было отмечено, ранее к изучению этих пород и выявлению в них залежей всегда подходили

Еще одним интересным и уникальным по геологическому строению объектом на территории РТ являются визейские врезы (рис. 3). На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции визейские карстово-эрозионные врезы распространены повсеместно. Врезы выполнены прибрежными озерно-болотно-аллювиальными радаевско-бобриковскими отложениями визейского яруса. Врезы заполнены разнообразными терригенными отложениями по вертикали (глины, песчаники, алевролиты, угли, углисто-глинистые сланцы), также значительна латеральная изменчивость и стратиграфическая несогласованность вмещающих терригенных пород вреза с карбонатными отложениями турнейского яруса (Базаревская и др., 2022; Бачков и др., 2020; Ларочкина, Базаревская, 1999; Сафаров и др., 2025а; Сафаров и др., 2025с). Именно врезные угли и объединены в Камский угольный бассейн, расположенный на востоке Европейской части Российской Федерации (Хисамов и др., 2009). Территориально он охватывает восток Татарстана, северо-запад Башкортостана, юг Удмуртии и Кировской области, юго-восток Пермского края и север Самарской области. В пределах Татарстана прогнозно-ресурсный потенциал углей Камского бассейна составляет 2,7 млрд тонн. Наибольшие угольные ресурсы связаны с терригенными отложениями нижнего карбона (визейский ярус), залегающими на глубинах 900-1400 метров (рис. 4). По масштабам визейские залежи угля в Татарстане приурочены к

зонам развития визейских врезов и относятся к мелким и средним месторождениям, а по качеству они не уступают углям Подмосквовного и Кизеловского бассейнов.

Специальные исследования проектных институтов, посвященные экономической эффективности освоения визейских углей Камского бассейна, не проводились (рис. 5). Геолого-экономическая оценка их была выполнена на примере наиболее изученной залежи Ташлиярская-1 (Гафуров и др., 1998) в Сармановском районе РТ. Площадь его – 2,92 км², глубина залегания угольного пласта – 1042-1120 м. Мощность пласта колеблется от 1,2 (у борта вреза) до 23,8 м (в центральной его части), залегание пласта пологое. Запасы угля по категории С2 составляют 33,4 млн т. Угли марки Д, качество углей: зольность – 7,32-41,49 % (средняя 19,02 %), выход летучих веществ – 31,52-69,25 % (48,30 %), содержание серы 2,10-7,40 % (4,23 %), теплота сгорания – 26,34-33,90 мДж/кг (30,90 мДж/кг). Горные породы, вмещающие угли и перекрывающие угольную залежь, характеризуются относительно слабой устойчивостью. Необходимо также иметь ввиду, что ископаемые угли обладают свойствами высокогазоемких тел. В процессе углефикации генерируется до 200 м³ газа на 1 т угля. В связи с этим ископаемые угли все чаще используются как источники газообразного углеводородного сырья.

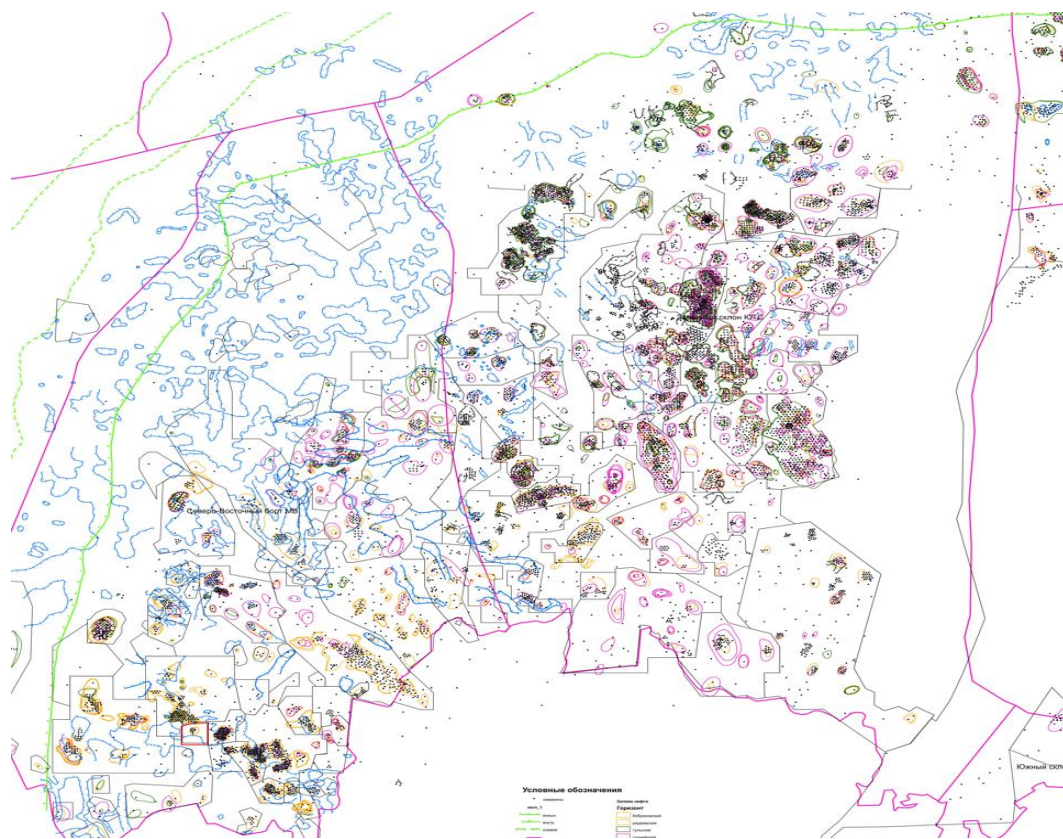


Рис. 3. Схема распространения визейских карстово-эрозионных врезов.

Условные обозначения: — линия вреза по данным сейсморазведочных работ.

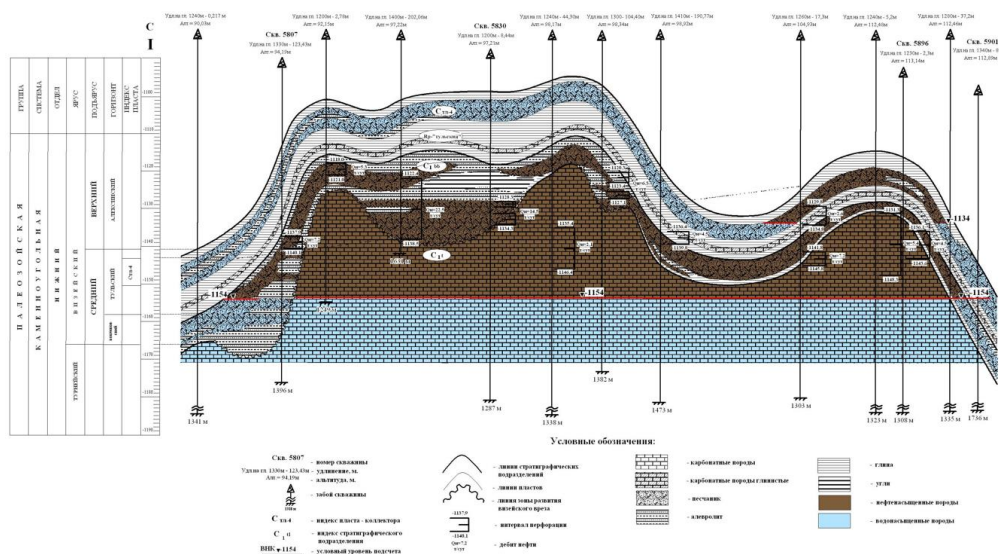


Рис.4. Геологический профиль нижнекаменноугольных отложений с визейскими карстово-эрозионными врезками.

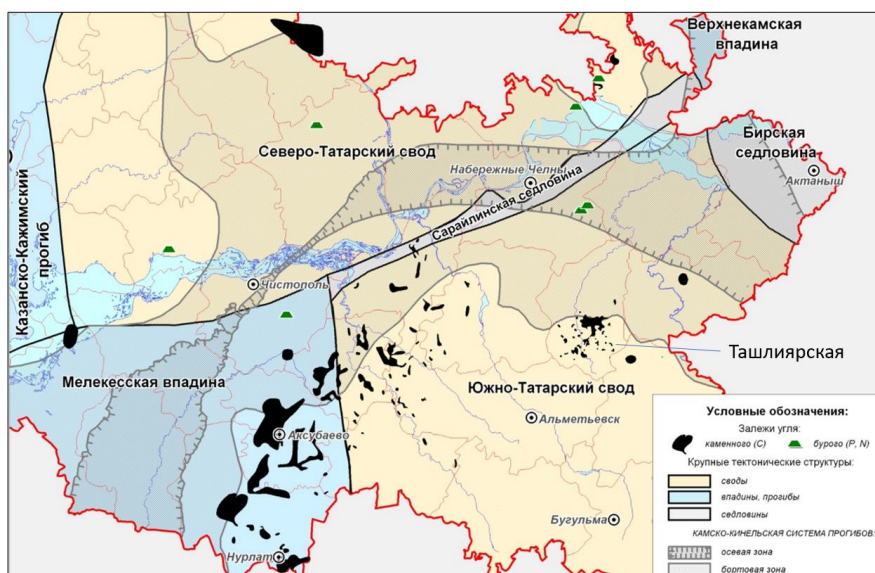


Рис. 5. Схема размещения угольных залежей (по данным ТГРУ).

Еще одним видом полезного ископаемого, требующим внимания, являются горючие сланцы. Скопления горючих сланцев (ГС) в РТ сосредоточены в ее юго-западной части – в Буинском, Дрожжановском и Тетюшском районах и приурочены к отложениям юрского и мелового возраста (рис. 6).

Содержание керогена в горючих сланцах РТ – 6-52 %. Вещественно-петрографический состав керогена весьма однообразен. Он состоит преимущественно из двух микрокомпонентов – коллоальгинита и псевдовитринита. Другие микрокомпоненты (талломоальгинит, витринит, фюзинит) очень редки. Лишь фюзинит иногда встречается в количестве 1-2 %.

Минеральная часть ГС представлена главным образом карбонатами, алюмосиликатами и силика-

тами. Содержание кальцита иногда настолько увеличивается, что порода приближается к мергелю. В подчиненном количестве присутствуют сульфиды, фосфаты и окислы. Характерно большое содержание серы, основная масса которой входит в состав керогена. В ГС отмечено повышенное содержание Be, V, Cr, Se, Y и Zr.

Работы по изучению горючих сланцев в РТ проводились с 1930 г. В 1932 году проведена разведка Бессоновского и Кадышевского месторождений. Горючие сланцы изучались Научным институтом по удобрениям, в основном попутно с фосфоритами.

В 1983-1987 гг. Средне-Волжской ГРЭ в процессе проведения поисковых буровых работ исследованы горючие сланцы Татарско-Ульяновского сланценосного района. При этом на территории РТ

выявлено крупное Ново-Тинчалинское проявление горючих сланцев.

В 1993–1997 гг. силами ТГРУ горючие сланцы изучены как попутное полезное ископаемое при разведке Вожжинского месторождения фосфоритов. Сланцы залегают в виде отдельных слоев толщиной 10–30 см в толще битуминозных глин. Количество и

толщина слоев горючих сланцев увеличиваются вверх по разрезу. Суммарная толщина их около 1,0–1,5 м, редко достигает 2,0 м при общей толщине сланценосной толщи 5,0–7,0 м.

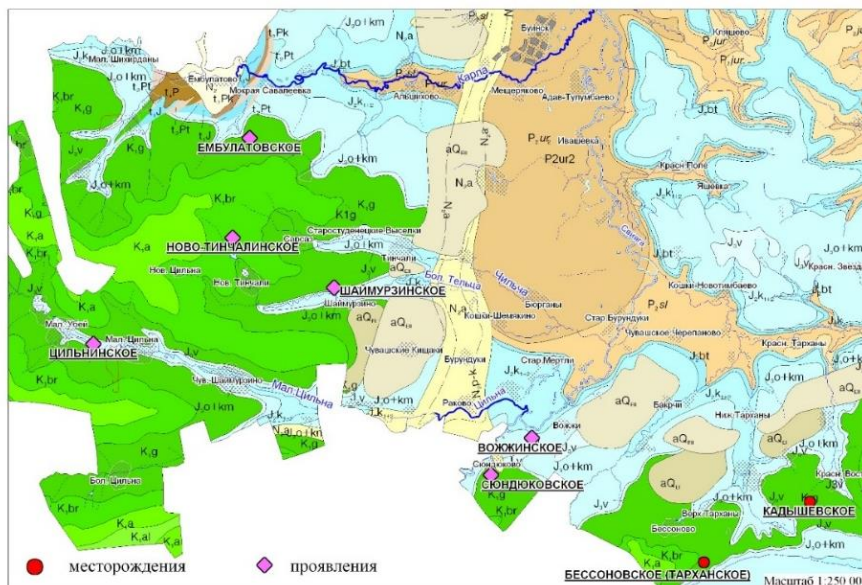


Рис. 6. Карта размещения месторождений и проявлений горючих сланцев РТ на геологической основе (по данным ТГРУ).

В республике к настоящему времени выявлено 8 относительно крупных месторождений и проявлений ГС, на глубине 10–67 м, толщина горючих сланцев – 3,0 м.

Эффективная разработка запасов тяжелой сверхвязкой нефти, природных битумов, битуминозных песков, слабопроницаемых плотных карбонатных и карбонатно-кремнистых нефтеносных пород, а также изучение и разработка горючих сланцев, приуроченных к юрско-меловым отложениям, и углей и углистых сланцев, выявленных в зонах развития визейских карстово-эрозионных врезов, позволят создать более детальную геологическую модель месторождений, что существенно продлит сроки введения запасов традиционных месторождений в эксплуатацию. Трудноизвлекаемые запасы составляют значительную долю ресурсов страны, но их разработка часто экономически нецелесообразна при существующих технологиях и фискальных условиях. Вовлечение ТриЗ в эффективную разработку требует серьезных инвестиций в будущее, это позволит создать свои МГРП, флоты ГРП, свое ПО, свои технологии и новые рабочие места.

Литература

1. Базаревская В.Г., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Гришанина О.А., Карпова А.М. (2022) Вережские «врезные» объекты как резерв восполне-

ния запасов углеводородов. Материалы конференции «Геология и инновации. Проблемы и пути их решения». Бугульма с. 109–120.

2. Бачков А.П., Базаревская В.Г., Доронкина И.И., Гришанина О.А., Карпова А.М., Абдрашитова А.Ф. (2020). Вовлечение врезных объектов верейского горизонта в разработку. Нефтяное хозяйство, 88, с. 28–37.

3. Бачков А.П., Базаревская В.Г., Аношин Д.В. (2022a). Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом. Георесурсы, 24(3), с. 77–83.

4. Бачков А.П., Базаревская В.Г., Войтович С.Е., Ханбикова Р.Р. (2022b). Залежи доманиковых продуктивных отложений – трудноизвлекаемые или традиционные запасы?. Геология и недропользование, 3, с. 124–132.

5. Бачков А.П., Базаревская В.Г., Ханбикова Р.Р., Абусалимова Р.Р. (2022c). Трудноизвлекаемые запасы как источник восполнения ресурсной базы ПАО «Татнефть» в условиях высокой опосредованности недр. Геология и недропользование, 5, с. 174–183.

6. Ларочкина И.А., Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. (1997). Методы поисков залежей трудноизвлекаемых нефтей в сложнотележающих коллекторах семилукско-мендымских отложений на разведочных площадях Татарстана. Освоение ресурсов



трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей. Материалы конференции «I Международной конференции». Краснодар.

7. Ларочкина И.А., Базаревская В.Г. (1999) Оптимизация схемы разработки бобриковско-турнейских залежей, контролируемых эрозионно-карстовыми врезами. Материалы конференции «VI междунар. спец. выставки «Нефть, газ-99». Казань. с.108-113.

8. Маганов Н.У., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г. и др. (2019). Наземный и скважинный мониторинг за ГРП в доманиковых отложениях: опыт ПАО «Татнефть». Материалы конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE». Москва

9. Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2021). Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. Георесурсы, 23(2), с. 87-98.

10. Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Лутфуллин А.А., Хабилов Р.М., Шуматбаев К.Д., Кольчугин А.Н., Валидов М.Ф., Базаревская В.Г., Хайдарова А.И., Саптарова М.Ф., Базарбаева Г.Р. (2025a). Особенности осадконакопления и развитие клиноформ нижнекаменноугольных отложений в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода Республики Татарстан. Нефтяное хозяйство, 1, с. 28-33.

11. Сафаров А.Ф., Лутфуллин А.А., Хабилов Р.М., Шуматбаев К.Д., Базаревская В.Г., Калимуллин А.М., Абусалимова Р.Р., Хайдарова А.И., Иксанова А.Ф., Базарбаева Г.Р., Валидов М.Ф., Кольчугин А.Н. (2025b). Уточнение типов разрезов нижнекаменноугольных отложений юго-восточного склона Северо-Татарского свода. Нефтяное хозяйство, 1, с. 34-39.

12. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. (2009). Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. Под ред. Хисамова Р.С. Казань: ФЭН, 159 с.

13. Хисамов Р.С., Захарова Е.Ф., Закиров И.С., Базаревская В.Г., Абусалимова Р.Р., Тимиров Д.С. (2018a). Опыт изучения и освоения доманиковых отложений на примере Бавлинского месторождения. Нефтяное хозяйство, 11, с. 78-83.

14. Хисамов Р.С., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В., Базаревская В.Г. и др. (2018b). Интерпретация данных ГИС в разрезах нефтегазоматеринских отложений на основе комплексного анализа результатов петрофизических и геохимических исследований. Материалы конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE». Москва.

15. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Ханбикова Р.Р., Михайлова О.В. (2019). Результаты опытно-

промышленных работ по изучению и освоению залежей нефти доманиковых отложений. Нефтяное хозяйство, 7, с. 6-10.

16. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Аношин Д.В. (2021). Формирование комплексного научно-технического проекта ПАО «Татнефть» в области освоения трудноизвлекаемых запасов. Нефтяное хозяйство, 7, с. 10-13.

17. Хисамов Р.С., Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Базаревская В.Г., Навроцкий О.К., Никулин Б.А. (2022). Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС. Актуальные проблемы нефти и газа. 3 (38), с. 3-18.

18. Khanbikova R.R., Bazarevskaya V.G., Sotnikov O.S., Bachkov A.P. (2021). Oil Saturation Index in Hydrophobic Carbonate Reservoir: Evaluation Aspects Proc. Conf. «Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing: SPE Symposium». Virtual

19. В России разработан проект расширенного классификатора трудноизвлекаемых запасов углеводородов // Neftegaz.RU. 2024. 23 окт. URL: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/909304-v-rossii-razrabotan-proekt-rasshirennogo-klassifikatora-trudnoizvlekaemykh-zapasov-uglevodorodov/> (дата обращения: 13.03.2026)

20. Минфин сохраняет жесткую позицию по налоговой политике в нефтегазе // Neftegaz.RU. 2025. 13 февр. URL: neftegaz.ru (дата обращения: 13.03.2026).

Сведения об авторах

Базаревская Венера Гильмеахметовна – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

References

1. Bazarevskaya V.G., Badurtdinova N.A., Doronkina I.I., Grishanina O.A., Karpova A.M. (2022) Vereisky "cutting-edge" objects as a reserve for replenishment of hydrocarbon reserves. Materials of the conference "Geology and Innovation. Problems and ways to solve them." Bugulma P. 109-120.

2. bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Doronkina I.I., Grishanina O.A., Karpova A.M., Abdrashitova A.F. (2020). Involvement of the Vereysky horizon cross-section in development. Oil industry, 88. from. 28-37.

3. Bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Anoshin D.V. (2022a). Features of the Geological Structure of Extra-Viscous Oil Deposits Complicated by the Pre-Neogene Cut. Geo-resources, 24 (3), P. 77-83.

4. Bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Voitovich S.E., Khanbikova R.R. (2022b). Domanik productive deposits - hard-to-recover or conventional reserves?. *Geology and subsoil use*, 3, P. 124-132.

5. Bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Khanbikova R.R., Abusalimova R.R. (2022c). Hard-to-recover reserves as a source of replenishment of the resource base of PJSC TATNEFT in conditions of high search for subsoil resources. *Geology and Subsoil Use*, 5, P. 174-183.

6. Larochkina I.A., Bazarevskaya V.G., Tarasova T.I. (1997). Methods for Searching Hard-to-Recover Oil Reservoirs in the Semiluksko-Mendym Deposits in the Exploration Areas of Tatarstan. Development of hard-to-recover and highly viscous oil resources. Materials of the conference "I International Conference." Krasnodar.

7. Larochkina I.A., Bazarevskaya V.G. (1999) Optimization of the development scheme for Bobrik-Tournaian deposits controlled by erosion-karst cuts. Materials of the conference "VI International Special. exhibitions "Oil, Gas-99." Kazan. P.108-113.

8. N.U. Maganov, R.S. Khisamov, V.G. Bazarevskaya et al. (2019). Surface and downhole monitoring of hydraulic fracturing in Domanik deposits: experience of PJSC TATNEFT. Materials of the conference "Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition SPE." Moscow

9. Orlova A.Yu., Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Poludetkina E.N., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2021). Geochemistry of organic matter of carbonate Devonian deposits of the South Tatar arch. *Georesources*, 23 (2), P. 87-98.

10. Safarov A.F., Kalimullin A.M., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Kolchugin A.N., Validov M.F., Bazarevskaya V.G., Khaidarova A.I., Saptarova M.F., Bazov Arbaeva G.R. (2025a). Features of sedimentation and development of clinoforms of Lower Carboniferous deposits within the southeastern slope of the North Tatar arch of the Republic of Tatarstan. *Oil industry*, 1, P. 28-33.

11. Safarov A.F., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Bazarevskaya V.G., Kalimullin A.M., Abusalimova R.R., Khaidarova A.I., Iksanova A.F., Bazarbaeva G.R., Validov M.F., Kolchugin A.N. (2025b). Clarification of the types of sections of the Lower Carboniferous deposits of the southeastern slope of the North Tatar arch. *Oil industry*, 1, P. 34-39.

12. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Gafurov Sh. Z., Khasanov R.R. (2009). *Geology and resources of the Kama coal basin in the Republic of Tatarstan*. Ed. Khisamova R.S. Kazan: FEN, 159 p.

13. Khisamov R.S., Zakharova E.F., Zakirov I.S., Bazarevskaya V.G., Abusalimova R.R., Timirov D.S. (2018). Experience in studying and developing Domanik deposits using the Bavlinskoye field as an example. *Oil industry*, 11, P. 78-83.

14. Khisamov R.S., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V., Bazarevskaya V.G. et al. (2018b). Interpretation of log data in sections of non-gas source deposits based on a comprehensive analysis of the results of petrophysical and geochemical studies. Materials of the conference "Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition SPE." Moscow.

15. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Khanbikova R.R., Mikhailova O.V. (2019). Results of Pilot Operations for Study and Development of Domanik Oil Deposits. *Oil industry*, 7, from. 6-10.

16. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Anoshin D.V. (2021). Formation of a comprehensive scientific and technical project of PJSC TATNEFT in the field of development of hard-to-recover reserves. *Oil industry*, 7, P. 10-13.

17. Khisamov RS, Burkhanova I.O., Skibitskaya NA, Bazarevskaya V.G., Navrotsky O.K., Nikulin BA (2022). Methodology for Assessing Kerogen and Bitumoid Content in Artinskian Deposits of the Orenburg Region Gas and Oil Field based on well log data. Current problems of oil and gas. 3 (38), P. 3-18.

18. Khanbikova R.R., Bazarevskaya V.G., Sotnikov O.S., Bachkov A.P. (2021). Oil Saturation Index in Hydrophobic Carbonate Reservoir: Evaluation Aspects Proc. Conf. «Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing: SPE Symposium». Virtual

19. Russia has developed a draft extended classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves//Neftegaz.RU. 2024. 23 окт. URL: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/909304-v-rossii-razrabotan-proekt-rasshirennogo-klassifikatora-trudnoizvlekaemykh-zapasov-uglevodorodov/> (дата обращения: 13.03.2026)

20. The Ministry of Finance maintains a tough stance on tax policy in oil and gas//Neftegaz.RU. 2025. Feb. 13. URL: neftegaz.ru (access date: 13.03.2026).

About the Authors

Venera G. Bazarevskaya – Ph.D in Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Director for Scientific Work in the Field of Geology Hard-to-Recover Reserves, Institute TatNIPIneft PJSC TATNEFT

e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 27.03.2026

Принята к публикации 03.04.26;

Опубликована 30.04.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 338.45:622.276

Технологические приоритеты нефтегазовой отрасли в контексте реализации задач Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года*О.В. Жданев**Центр компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России
Казанский (Приволжский) федеральный университет**ПИИИШ, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»*

Статья посвящена анализу текущего состояния и приоритетных направлений научно-технологического развития нефтегазового комплекса России в условиях геополитических ограничений и курса на технологический суверенитет. Рассматриваются ключевые вызовы отрасли: высокая степень выработанности действующих месторождений, нарастающая доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), превышающая 65 % от общего объема, а также критическая зависимость от импортного оборудования, программного обеспечения и технологий, достигающая 70-95 % в отдельных сегментах. На основе результатов научно-технических аналитических работ формулируются семь приоритетных направлений развития нефтегазового сектора до 2050 года. В их числе: техника и технологии для строительства скважин и интенсификации добычи, метрология геофизических исследований, специализированное программное обеспечение для моделирования месторождений, системы мониторинга, а также технологии освоения ТРИЗ с применением термохимических и химических методов увеличения нефтеотдачи. Особое внимание уделяется межотраслевым сквозным технологиям: подшипниковой и химической промышленности, редкоземельным металлам, электронной компонентной базе и точному машиностроению. Обосновывается необходимость активизации геологоразведочных работ на арктическом и дальневосточном шельфе для обеспечения добычи после 2035 года. Показано, что достижение целевых показателей добычи углеводородов – свыше 500 млн т нефти и более 850 млрд м³ газа – возможно лишь при системном взаимодействии государства, бизнеса и науки в рамках единой политики импортозамещения и технологического суверенитета.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, ТРИЗ, технологический суверенитет, нефтесервис, импортозамещение, геологоразведка, арктический шельф, цифровые технологии, КИИ.

Для цитирования: Жданев О.В. (2026). Технологические приоритеты отрасли в контексте реализации задач Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года. Трудноизвлекаемые запасы, 1(1), с. 13-21.

Technological priorities of the oil and gas industry in the context of the implementation of the tasks of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2050*O.V. Zhdaneev**Technological Development of the Fuel and Energy Complex under the Ministry of Energy of Russia
Kazan (Volga) Federal University**ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»*

The article is devoted to the analysis of the current state and priority areas of scientific and technological development of the oil and gas complex of Russia in the context of geopolitical restrictions and a course towards technological sovereignty. The key challenges of the industry are considered: a high degree of depletion of existing fields, an increasing share of hard-to-recover reserves (HtRR), exceeding 65 % of the total, as well as critical dependence on imported equipment, software and technologies, reaching 70-95 % in individual segments. Based on the results of scientific and technical analytical work, seven priority areas for the development of the oil and gas sector until 2050 are formulated. Among them: equipment and technologies for well construction and production intensification, metrology of geophysical studies, specialized software for field modeling, monitoring systems, as well as technologies for the development of HtRR using thermochemical and chemical methods of increasing oil recovery. Particular attention is paid to intersectoral end-to-end technologies: bearing and chemical industries, rare earth metals, electronic component base and precision engineering. The need to intensify geological exploration on the Arctic and Far Eastern shelf to ensure production after 2035 is justified. It is shown that the achievement of hydrocarbon production targets – over 500 million tons of oil and more than 850 billion m of ³ gas – is possible only with systematic interaction of the state, business and science within the framework of a unified policy of import substitution and technological sovereignty.

Keywords: oil and gas complex, HtRR, technological sovereignty, oilfield service, import substitution, geological exploration, arctic shelf, digital technologies, oil recovery factor.

Recommended citation: Zhdaneev O.V. (2026). Technological priorities of the oil and gas industry in the context of the implementation of the tasks of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2050. Hard-to-Recover Reserves, 1(1), pp. 13-21

Российский топливно-энергетический комплекс (ТЭК), включающий в себя нефтегазовую отрасль, угольную промышленность и электроэнергетику, в настоящее время полностью закрывает внутренние потребности экономики России в нефти, газовом конденсате, газе, угле, электроэнергии и

большом количестве сопутствующих продуктов десятков производственных переделов. В то же время текущий уровень технологического суверенитета в ТЭК России в перспективе от трех лет недостаточен для обеспечения независимости в целом всей промышленности страны и зависит от объединения

коммерческой, социальной и научной работы компаний-недропользователей, государственных и частных инжиниринговых и производственных компаний, эффективной деятельности органов законодательной и исполнительной власти.

Традиционный ТЭК является и будет в обозримом будущем базовым гарантом устойчивости российской экономики, источником энергетических ресурсов и основным заказчиком для других отраслей российской промышленности.

Сохранение показателей добычи углеводородов на текущем уровне вместе с постепенным наращиванием доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны создает условия для социально-экономического развития всей экономики России.

Россия – одновременно крупный производитель, потребитель и экспортер всех видов углеродных энергоресурсов и электроэнергии. В российской экономике отрасли ТЭК являются основным заказчиком оборудования, материалов и программного обеспечения для многих отраслей промышленности.

За последние 8 лет значительно изменилась мировая научно-промышленная конъюнктура по отношению к топливно-энергетическому комплексу Российской Федерации, прежде всего ввиду геополитических ограничений, сдерживающих импорт в Российскую Федерацию высокотехнологичной продукции, технологий и специализированного программного обеспечения. Введен запрет на поставки оборудования для топливно-энергетического комплекса из 48 недружественных стран, ограничена работа на международном рынке углеводородов российских энергетических компаний, введен ряд финансовых ограничений.

В этих условиях обеспечение технологического суверенитета в отраслях ТЭК Российской Федерации, являющихся фундаментом экономики страны, становится необходимым условием его развития.

Удержать добычу нефти на «полке» свыше 500 млн т возможно только при определенном уровне развития техники и технологий и широком масштабе геологоразведки (Жданев, Фролов, 2023). Существенная часть нефтегазовых месторождений в России вступила в стадию снижения добычи. Уровень их выработанности достигает в отдельных случаях 55 %. Добыча нефти на новых участках с традиционными коллекторами с трудом перекрывает данное падение. Это вынуждает операторов постепенно вовлекать в добычу трудноизвлекаемую нефть и осваивать арктический шельф. Такие проекты отличаются высокой капиталоемкостью и применением импортных техники и технологий. Так, например, в Западной Сибири на действующих месторождениях безубыточная цена добычи нахо-

дится в районе 10 долл. США за баррель, а на арктическом шельфе – на уровне 80 долл. США за баррель.

С 1960-х годов доля ТРИЗ нефти в структуре месторождений растет. На данный момент она превышает 65 % от общего объема. В ближайшие 5-10 лет для поддержания добычи компании будут вынуждены осваивать запасы, требующие высокотехнологичного капиталоемкого оборудования. Создание техники и технологий для эффективной разработки ТРИЗ является приоритетом на ближайшие годы, так как размер запасов, условия залегания и наличие инфраструктуры способствуют их коммерциализации.

За последние три года проведен ряд детальных научно-технических аналитических работ по определению приоритетов технологического развития каждого из секторов разработки месторождений: геологоразведки, наземного и скважинного оборудования для строительства скважин, оборудования и технологий для освоения скважин, нефтепромышленного оборудования, технологий разработки ТРИЗ, оборудования для освоения шельфовых месторождений Арктики и Дальнего Востока.

Так, в нефтегазовой отрасли России, в секторе upstream, по результатам работы мы выделили семь направлений развития до 2050 г. в порядке приоритета и эффективности для инновационного технологического становления отрасли в целом.

Первыми двумя приоритетными направлениями являются техника и технологии, материалы для строительства скважин и интенсификации добычи, повышения коэффициента извлечения нефти (Аврушкин и др., 2025). В перспективе оборудование, материалы, разработанные для увеличения КИН и освоения ТРИЗ, могут быть использованы при подготовке пластов для конверсии и хранения углекислого и других парниковых газов. Для широкого освоения ТРИЗ, в том числе уже на разрабатываемых месторождениях с развитой инфраструктурой, перспективны технологии термохимического воздействия на нефтематеринские породы (Félix et al., 2024).

Отдельный акцент целесообразно сделать на ХМУН, как для увеличения КИН для традиционных запасов, так и для трудноизвлекаемых запасов. Перспективность данных технологий оценивается наравне с термохимическими методами, но при этом в количественном отношении тепловые методы являются самыми распространенными в мире: порядка 60-70 % от общего числа применяемых методов на нефтяных скважинах.

Основная проблема заключается в освоении глубоких пластов нефти и газа, для которого требуется разработка высокоавтоматизированного цифрового бурового комплекса г/п 320-450 т, легкосплавных буровых труб, сопоставимых по проч-

ностным характеристикам со стальными, компоновка низа буровой колонны с аппаратурой, рассчитанной на температуры эксплуатации свыше 90–100°C, вкупе с современной телеметрией, оборудованием для геофизических измерений в скважине (Жданев, Фролов, 2020).

Третьим приоритетом является метрология геофизических исследований скважин (Жданев и др., 2021а). К четвертому приоритету возможно отнести специализированное ПО для моделирования динамического поведения всех типов коллекторов и флюидов в них, ПО для интегрированной модели месторождений (пласт – скважины – система сбора – блоки подготовки нефти и газа) и др.

Пятым приоритетом являются технологии мониторинга и оценки эффективности освоения месторождений, такие как системы мониторинга притока на основе оптико-волоконных систем, микросейсмический мониторинг и многофазные расходомеры.

Шестым приоритетом являются разработка, испытание и внедрение методов геотехнического кон-

троля топливно-энергетического комплекса и территорий их расположения с использованием космических методов дистанционного зондирования и съемки с целью повышения оперативности контроля, расширения перечня контролируемых параметров, снижения объемов ручного труда и затрат на выполнение работ, без потери качества получаемых данных.

В седьмом блоке приоритетов можно выделить технологию закачки попутного нефтяного газа или углекислого газа в нефтематеринские породы для увеличения коэффициента извлечения нефти, технологическое оборудование, которое в перспективе будет почти полностью соответствовать задаче закачки углекислого газа в пласты.

Годовой объем рынка нефтесервисных услуг составляет не менее 2,1 трлн руб. Рынок нефтегазового оборудования в России – 2,4 трлн руб., 1,4 трлн руб. из которых приходится на оборудование для разведки и добычи (рис. 1) (Шмаль и др., 2024).



Рис. 1. Рынок нефтегазового оборудования в России

Доля импортного оборудования для геологоразведочных работ достигает 80 % по ряду направлений, отечественные производители при этом представлены во всех сегментах оборудования для регионального, поискового и разведочного этапов геологоразведочных работ как для сбора, так и для обработки данных (Жданев, 2022).

Часть российских систем геологоразведки уступает иностранным аналогам по техническим и эксплуатационным характеристикам, соответственно, можно выделить следующие приоритеты для развития:

- геофоны и наземные сейсмостанции с десятками тысяч подключаемых каналов на суше;
- оборудование для проведения «зеленой сейсмики»;
- гидрофоны и донные станции;
- топографическое оборудование;
- керноотборные снаряды;

– программные решения для обработки и интерпретации геофизических данных и данных сейсморазведки;

– развитие локальных геофизических методов поиска и разведки: электроразведка, гравиразведка, магниторазведка, радиометрическая разведка.

В отрасли обустройства месторождений нефти и газа импортозависимость по ряду ключевых позиций достигает 95 %. Высока доля отечественного содержания в секторе производства самосвала грузоподъемностью до 40 т, легкой крановой техники грузоподъемностью до 50 т, нефтепромысловых труб, кабельной продукции.

Оперативного внимания государства в рамках политики импортозамещения требуют следующие направления:

- тяжелая транспортная техника, применяемая для прокладки дорог и транспортировки материалов

в труднопроходимой местности, отсыпки кустовых площадок;

- крановая техника грузоподъемностью от 70 т; самосвалы грузоподъемностью от 50 т;
- бульдозеры и трубоукладчики, в том числе на газoeлектрических приводах;
- современные материалы для строительства, особенно в условиях нарастания тенденции растепления «вечной мерзлоты»;
- сварочное оборудование и высококачественные сварочные материалы;
- вся номенклатура гидравлических компонентов для тяжелой техники.

Импортозависимость в наземном и скважинном оборудовании, материалах и технологиях для строительства и освоения скважин на данный момент превышает 70 % по значительному ряду оборудования, систем, ПО, технологической наземной и скважинной оснастке для строительства глубоких эксплуатационных и разведочных скважин.

Основные наиболее высокотехнологичные комплексы, эксплуатируемые в России, – буровые установки, флоты для гидроразрыва пластов, колтюбинговые установки производства КНР, США, ЕС. При этом в России уже существуют проекты и прототипы ряда комплексов, ничем не уступающих иностранным.

К приоритетам относятся прежде всего оборудование и системы для комплектации технологических комплексов:

- программно-логические контроллеры, инверторы, датчики автоматизированных систем управления технологических процессов. Системы управления, контроля, хранения и вывода информации;
- дизельные двигатели мощностью от 50 до 2500 кВт и асинхронные электродвигатели 600–690 В, мощностью от 40 до 2000 кВт;
- запасные и сменные принадлежности для бурового оборудования из высокотехнологичных материалов, в том числе керамики, композитов, искусственных алмазов и др.;
- интегрированные комплексы оборудования для измерений и каротажа в процессе бурения (Жданев и др., 2021b);
- высокотемпературная и виброустойчивая электронно-компонентная база для скважинных систем;
- отечественные специализированные химические реагенты для буровых растворов и гидроразрыва пластов: ксантановая и гуаровая камедь, полиакриламиды (Байдюков и др., 2020);
- весь перечень элементов и оборудования гидравлики: соединители, манифольды, насосы, соленоиды, гидравлические коробки передач, гидростанции.

Процент российского оборудования, применяемого при разработке и эксплуатации месторождений, выше, чем на этапе геологоразведки, бурения и освоения скважин, прежде всего из-за более высоких финансовых и инженерных возможностей вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний в реализации курса импортозамещения в последние восемь лет. Импортозависимость по добыче можно оценить в 50–55 %. По отдельным направлениям, таким как специализированное программное обеспечение, импортозависимость достигает 90 %.

Основные приоритетные направления для совместной научно-технологической работы государства и бизнеса на среднесрочную перспективу до пяти лет:

- создание инновационных технологических комплексов для промышленной разработки ТРИЗ, таких как оборудование для термохимического воздействия на пласты сверхкритической водой;
- нефтепромысловая химия;
- многофазные расходомеры;
- оптоволоконные системы мониторинга потока;
- оборудование и материалы для мониторинга и стабилизации многолетнемерзлых грунтов;
- спутниковая система мониторинга состояния капитальных объектов нефтегазовой инфраструктуры месторождений на основе метода интерферометрии;
- цифровые двойники месторождений углеводородного сырья;
- программное обеспечение для проведения 3D геологического моделирования;
- программные платформы для управления процессами добычи на основе интегрированного моделирования.

Наиболее импортнезависимой в нефтегазовой отрасли является сфера транспорта нефти и газа: в среднем применяется не более 30 % импортного оборудования и ПО, исключая комплектующие, оборудование и системы для сжижения природного газа с импортозависимостью до 90 %.

В отраслях нефтегазопереработки и нефтехимии из-за особенностей региональных характеристик углеводородного сырья и широкой гаммы технологических процессов зачастую нет серийной унификации оборудования, что требует от производителей гибкого высокотехнологичного производства с соответствующими средствами производства и материалами. Большинство производств в стране построены по проектам с изначально заложенным иностранным оборудованием. В России требуемых предприятий и инжиниринговых проектных компаний ограниченное количество. На фоне этого доля зарубежного оборудования в данных секторах превышает по ряду заводов 70 %.

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года, для устойчивого развития нефтегазовой отрасли необходимо обеспечить ускоренное технологическое развитие по направлениям, где зависимость от иностранного программного обеспечения достигла критической отметки. С учетом изменения в структуре минерально-сырьевой базы (ввода в эксплуатацию ТРИЗ, шельфовых проектов) становится все более критичным вопрос обладания достаточными компетенциями для эффективного ввода таких участков недр (Жданев и др., 2020).

Создание сквозных программно-аппаратных систем – от систем автоматизированного проектирования для создания отечественных приборов, их моделирования и оптимизации до программно-аппаратных комплексов управления процессами на нефтепромыслах – внесет существенный вклад в повышение эффективности разработки месторождений (Zhdaneev et al., 2021).

По результатам работы с отраслевым сообществом на основе методики собственной разработки определены приоритетные проекты создания программного обеспечения для нефтегазовой отрасли в среднесрочной перспективе 3-5 лет (рис. 2):

- программная платформа для обеспечения сквозного моделирования месторождений;
- цифровые двойники предприятий нефтепереработки и нефтегазохимии, крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-проектов;
- цифровые двойники месторождений углеводородного сырья;
- программное обеспечение для проведения 3D геологического моделирования;
- программное обеспечение для интерпретации данных сейсморазведки;
- программная платформа управления добычей на основе интегрированного моделирования работы

технологической системы «пласт–скважина–система сбора–система ППД»;

– платформа для построения автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления процессами добычи (АСОДУ);

– программное обеспечение для интерпретации геофизических исследований скважин;

– интегрированная программная платформа для задач нефтепереработки;

– программное обеспечение расчета трубопроводных систем, моделирования однофазных и многофазных потоков;

– системы автоматизированного мониторинга качественных характеристик нефти в системах трубопроводного транспорта;

– разработка системы принятия решений с помощью искусственного интеллекта на основе цифровой интеграционной платформы для буровой установки (Rakhimov et al., 2021);

– автоматизированная система управления буровой установкой с функциями управления, контроля, хранения и вывода информации о текущих процессах и состоянии оборудования и с интегрированной системой контроля параметров бурения, программным обеспечением для управления спуско-подъемными операциями полностью в автоматическом режиме, ПО для бурения в авторежиме, система автоматической ориентации РУС, ПО для контроля и обработки бурового раствора, ПО для автоматического цементировочного комплекса, ПО для поддержания рабочего давления при бурении, ПО для буровой аналитической системы и др.

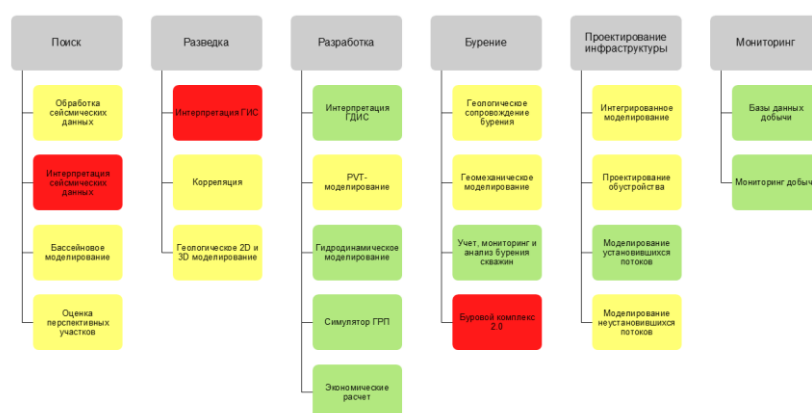


Рис. 2. Приоритетные направления разработки специализированного ПО для нефтегазовой отрасли

В итоге в России в разведке, добыче, переработке, транспортировке и распределении углеводородов заняты не менее 2 млн человек и не менее 350

тыс. человек работают в нефтесервисных компаниях с суммарным годовым оборотом не менее 350

млрд долл. США. Активизация НИОКР в этом сегменте могла бы стать существенным драйвером для развития всей экономики страны. Доля России в общем объеме мирового рынка высокотехнологичной продукции составляет менее 0,3 %. Это говорит о том, что современная модель экономики России не содержит в себе современного конкурентного механизма, стимулирующего инновации в широком масштабе.

Перспективы нефтегазовой отрасли после 2035 г.

Поддержание добычи углеводородов до 2035 г. в России планируется на основе вовлечения в разработку новых континентальных месторождений Арктики, прежде всего на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири, прибрежных мелководных (до 10 м) месторождений в заливах Карского моря.

Ситуация вплоть до 2035–2040 гг. кардинально не изменится из-за достаточно большого, прежде всего, экономически оправданного потенциала освоения месторождений в Восточной Сибири, углубления разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на освоенных территориях, таких как Волго-Уральский регион, Западная Сибирь.

Заполярные шельфовые проекты ограничиваются в настоящее время Приразломным месторождением и проектом «Газпрома» на месторождении Каменномысское море в Обской губе Карского моря, находящемся в начальной стадии реализации.

При этом на основании оценок начальных извлекаемых запасов и геологической изученности регионов сделаны выводы, что нефтегазовые ресурсы шельфа Арктики и Дальнего Востока в перспективе на 2035–2050 гг. будут занимать значительное место в поддержании уровня добычи нефти и газа в России.

Текущий неразведанный потенциал запасов нефти, газа и конденсата Арктической зоны составляет около 90 % на шельфе; для сравнения: на суше – 53 %. Разведанность шельфа дальневосточных морей незначительно выше шельфа Арктики и составляет 0 % в Беринговом море, чуть более 1 % в Японском море и сравнительно высокий показатель в 25 % в Охотском море из-за широкого освоения шельфа на западе острова Сахалин.

В Западной и Восточной Арктике, на Дальнем Востоке в текущих ценах строительство одной стационарной ледостойкой добывающей платформы для глубин до 40–60 м оценивается не менее чем в 1–1,5 млрд долл. Единичные проекты в отдаленных морских регионах с зачастую экстремальными условиями работы, без разработки соседних месторождений влекут за собой очень высокие операционные затраты. В большей мере это происходит из-за необходимости обеспечения круглогодичной

морской логистики от базового порта до нефтегазодобывающего объекта, обслуживания береговой инфраструктуры проекта, наличия специализированного флота для ликвидации разливов и аварийно-спасательных операций.

Одновременная разработка нескольких проектов, например, в рамках нефтегазоносного района или МСЦ, с синергией за счет совместного использования одной транспортной, береговой и аварийно-спасательной инфраструктуры двумя-тремя нефтегазодобывающими проектами или компаниями значительно, на десятки процентов, снижает операционные затраты, геологические и производственные риски.

В настоящее время разработка нескольких соседних нефтегазоносных объектов в рамках минерально-сырьевых центров в Арктике невозможна прежде всего из-за низкого процента разведанности акватории шельфа в каждом из арктических и дальневосточных морей, отсутствия подтвержденных поисково-разведочным бурением данных геологоразведки.

В среднем на подготовку только одного месторождения к эксплуатационному бурению и, соответственно, промышленному освоению в условиях шельфа Арктики и Дальнего Востока тратится от 9 до 12 лет: 2D и 3D сейсморазведка, геохимические и другие исследования, поисково-оценочное и разведочное бурение, интерпретация данных по каждой стадии работ.

В итоге для оперативного наращивания экономически оправданного эксплуатационного бурения в исследуемых регионах через 15 лет и, соответственно, решения задачи поддержания уровня добычи нефти и газа после 2035 г. необходимо уже сейчас параллельно вести несколько десятков геологоразведочных проектов по теоретически перспективным минерально-сырьевым центрам. Такие работы по ряду объективных причин не ведутся.

Предлагается активизировать геологоразведочные работы в Арктике для обеспечения энергетической безопасности страны в долгосрочной перспективе. В целях сокращения сроков и стоимости программы геологоразведки необходимо реализовать проект, разработанный Минэнерго России совместно с АО «ЦКБ «Коралл»» (г. Севастополь), ПАО «Газпром нефть» и Минвостокразвития России, по строительству мобильной ледостойкой буровой установки для разведочного и эксплуатационного бурения, способной гарантировать бурение двух и более разведочных скважин в один сезон, несмотря на ледовые условия за пределами ограниченного сезона открытой воды. Данный проект, кроме активизации геологоразведочных работ в Арктике, обеспечит значительный синергетический эффект по технологическому развитию проектных и производственных компаний России, работающих как в

нефтегазовой отрасли, так и в электроэнергетике, судостроении, металлургии, химическом, радио-электронном и цифровом секторах промышленности.

Наращивание геологоразведочных работ в ближайшие несколько лет, в том числе программное, а не выборочное бурение поисковых и разведочных скважин, является ключевым фактором, обеспечивающим успешное долгосрочное планирование развития экономики страны в период после 2035 г. и

социально-экономический рост Арктики и Дальнего Востока.

Сквозные технологии

Значительное влияние на развитие технологий в ТЭК оказывают развитие и уровень зависимости от импорта в смежных отраслях (рис. 3): станкостроительной промышленности, точном машиностроении, среднем машиностроении, химической промышленности и энергетическом машиностроении (Chupin et al., 2021)



Рис. 3. Взаимосвязь развития смежных отраслей с ТЭК

Среднее машиностроение – подшипники всех классов и типов, комплектующие к ним (втулки, гильзы, вкладыши, сегменты). В ТЭК РФ в основном применяются подшипники иностранного производства из-за доступности, разветвленной дилерской сети, высоких технических характеристик и стабильно высокого качества подшипниковой продукции. В стране полностью отсутствует серийный выпуск критически необходимых для ТЭК керамических и гибридных подшипников. Для примера: ежегодная потребность в подшипниках разного назначения только для нефтепереработки и нефтехимии превышает 1,1 млн шт., а в общем для ТЭК – более 3 млн шт. (11 % от российского рынка подшипников).

Для запуска современного подшипникового автоматизированного производства в РФ требуются значительные финансовые вливания. Например, для запуска нового подшипникового завода определенной размерной группы подшипников потребуются финансовые вливания в размере не менее 2-5 млрд руб. С учетом подготовки высококвалифицированного инженерно-технического персонала срок выхода на проектную мощность и качество продукции может составить до 10 лет. Для модернизации существующих производств требуется на 80 % меньше финансовых вливаний, но срок решения вопроса квалифицированных кадров в подшипниковой отрасли остается на прежнем уровне.

В РФ есть потенциал и задел для развития высокотехнологичной подшипниковой отрасли. Име-

ются собственные материалы и технологии, например, ионно-плазменное легирование, технологии термической обработки, технологии нанесения гальванических покрытий и др. Также имеются задел и компетенции по выпуску механообрабатывающего оборудования и оснастки к нему, развитие и применение которых позволят повысить качество традиционной подшипниковой продукции.

Металлургия – отечественная промышленность почти не закрывает спрос ТЭК на РМ и РЗМ, подавляющее большинство которых импортируется. Как для традиционного ТЭК, так и для всех приоритетных технологий энергоперехода, а именно – фотоэлектрических технологий для солнечной электроэнергетики, технологий производства ветрогенераторных установок с высоким КПД, технологий производства водорода за счет электролиза, технологий накопления энергии, ключевую роль играют поставщики редких и редкоземельных металлов.

Россия, располагая обширной базой для производства РМ и РЗМ, не является значимым игроком на рынке РЗМ, более того, отечественная РЗМ промышленность переживает глубокий спад: производит только полуфабрикаты (коллективные концентраты РЗМ). Сырье и первичные продукты из РМ и РЗМ включены в производственную цепочку западных стран, на мировом рынке РЗМ доминирует Китай (Крюков и др., 2023).

Для примера: ежегодный объем импорта постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов в РФ в 2020 и 2021 гг. составил порядка 700 т, увеличившись с 2019 г. почти на 400 т. Мировой

объем производства постоянных магнитов на основе РЗМ составляет более 120 000 т.

Производство полного цикла постоянных магнитов РЗМ в России существует в очень ограниченном масштабе. До 1995 г. на нескольких предприятиях выпускалось ориентировочно до 40 т в год, позднее производство пошло на спад, больше 30 т в год российская промышленность сейчас не выпускает, при этом 100 % на иностранном сырье, за исключением единичных научно-исследовательских проектов.

Электрогенераторы, в подавляющем числе – ветрогенераторы, в настоящий момент являются безусловно ключевой по объемам отраслью применения магнитов на основе РЗМ в ТЭК России, на втором месте по объему потребления стоят электродвигатели, а именно – роторы вентильных двигателей нефтепогружных насосных агрегатов. Также постоянные магниты на основе РЗМ применяются в электромагнитных клапанах, сервоприводах для роботизированных систем, магнитных муфтах для передачи крутящего момента, для систем диагностики трубопроводов, в магнитных подвесах и роторах турбодетандерных установок для систем СПГ, магнитных сепараторах для угольной и горной промышленности, роторах моторов промышленных вентиляторов, водяных счетчиках, энкодерах для электроприводов и т.д.

Точное машиностроение – приборостроение, радиотехническое и электронное машиностроение, электротехническая промышленность. Широкая номенклатура продукции для ТЭК комплектуется электронными компонентами. В структуре себестоимости конечного изделия доля стоимости ЭКБ может варьироваться от 2 до 90 %. Без таких элементов оборудование для ТЭК не способно функционировать, что определяет их высокую значимость для отрасли. При этом уровень локализации технологий и производств высокотехнологичных изделий ЭКБ в России значительно ниже требуемого значения.

Потребность в высокоразвитой отечественной электронике для топливно-энергетического комплекса очевидна и обусловлена многими факторами, среди которых следует особо отметить необходимость обеспечения непрерывности производственного процесса в ТЭК, невозможность импорта отдельных комплектующих ЭКБ и технологий, потенциальный риск снижения операционной эффективности предприятий ТЭК, в том числе за счет существенного снижения объемов добычи нефти и газа (Argastsev et al., 2021).

В этой связи задержка в развитии радиоэлектронной промышленности сегодня может стать серьезным барьером для эффективного функционирования топливно-энергетической промышленности России уже в ближайшие 3-5 лет.

Химическая промышленность – неметаллические материалы и ЗИП из них, клеи, герметики, краски, смазочные материалы, покрытия и т.д.

Для широкого освоения трудноизвлекаемых запасов, в том числе уже на разрабатываемых месторождениях с развитой инфраструктурой, перспективны различные технологии физико-химического воздействия. Основные сложности в данных проектах связаны с использованием отечественной высокотехнологичной химии – полимеров, пропантов, химических реагентов – для создания высокоэффективных буровых растворов, цементов, жидкостей ГРП и т.д.

Отдельный акцент целесообразно сделать на химических методах увеличения нефтеотдачи (ХМУН) как для увеличения КИН для традиционных запасов, так и для трудноизвлекаемых запасов. Особенностью нефтедобывающей отрасли РФ является то, что основные центры добычи углеводородов распространены практически на всей территории страны, это Урало-Поволжье, Западная и Восточная Сибирь, Кавказ, шельфовые месторождения. Такое распространение месторождений предопределяет большое разнообразие геологических условий залегания и свойств нефти. Именно поэтому необходима гибкая система подбора составов ХМУН с уникальными свойствами для каждого региона. Данный подход диктует необходимость налаживания собственных производств ПАВ и полимерных продуктов для нужд нефтедобычи, а также для формирования целого кластера по разработке и производству требуемых коллоидных и полимерных систем.

Отсутствие в России промышленного производства полиакриламидов, поверхностно-активных веществ второй и третьей генерации является основной проблемой проведения закачек от сотен кубов до большеобъемных, представленных площадными закачками в десятки тысяч кубометров – полимерное заводнение, ПАВ-полимерное и ПАВ-полимер-щелочное заводнение. Требуется развитие производств отечественных полимерных систем с заданными свойствами, позволяющих получать гели в пласте, селективных материалов, химии для ремонтных работ, глушения и т.д., что по отдельным месторождениям может увеличить КИН на 10-20 % и более (Бравков и др., 2020).

Заключение

Перед российским ТЭК стоят сложные задачи по поддержанию объема добычи нефти и газового конденсата на уровне не менее 500 млн т до 2050 г., выход на добычу газа более 850 млрд м³ к 2036 году и др. Без технологического развития внутри страны, без практического участия федеральных органов исполнительной власти в промышленных проектах, начиная от фундаментальной, прикладной науки, заканчивая добычей и переработкой собственного

ценного сырья и производством сквозных высокотехнологичных элементов, данные показатели в условиях сложившейся мировой конъюнктуры недостижимы (Zhdaneev, Frolov, 2024).

Литература

1. Аврушкин Е.В., Бахолдин М.И., Бравков П.В., Жданев О.В., Ковшов И.В., Корса-Вавилова Е.В., Сейфудинов А.П., Спиринов А.А., Фролов К.Н. Практические результаты опытной эксплуатации первого отечественного комплекса ГРП // Известия Томского политехнического университета. 2025. Т. 336, № 12. С. 204-219. DOI: 10.18799/24131830/2025/12/5425.
2. Байдюков К.Н., Бравков П.В., Жданев О.В., Кононенко В.А. О приоритетных направлениях развития технологий ГРП в России // Разведка и охрана недр. 2020. № 11. С. 49-57. EDN: NAZLDC.
3. Бравков П.В., Дурдыева А.А., Жданев О.В., Зуев С.С., Корнев В.В., Фролов К.Н., Чубоксаров В.С. Вопросы технической политики отраслей ТЭК Российской Федерации. М.: ФГУП «Издательство», 2020. 304 с. DOI: 10.7868/9785020408241.
4. Жданев О.В. Оценка уровня локализации продукции при импортозамещении в отраслях ТЭК // Экономика региона. 2022. Т. 18, № 3. С. 770-786. DOI: 10.17059/ekon.reg.2022-3-11.
5. Жданев О.В., Зайцев А.В., Лобанков В.М., Фролов К.Н. Концепция проведения испытаний скважинного оборудования // Недропользование XXI век. 2021а. № 1-2(90). С. 4-15. EDN: FIAJU.
6. Жданев О.В., Зайцев А.В., Продан Т.Т. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа буровой колонны // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 872-884. DOI: 10.31897/PMI.2021b.6.9.
7. Жданев О.В., Фролов К.Н. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 42-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48.
8. Жданев О.В., Фролов К.Н., Коньгин А.Е., Гехаев М.Р. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3(39). С. 112-125. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-3-112-125.
9. Жданев О.В., Фролов К.Н. Научно-технологические приоритеты топливно-энергетического комплекса Российской Федерации до 2050 года // Нефтяное хозяйство. 2023. № 10. С. 6-13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-10-6-13.
10. Крюков В.А., Жданев О.В., Яценко В.А., Фролов К.Н. Постоянные неодимовые магниты в российской ветроэнергетике // Вестник Российской Академии наук. 2023. Т. 93, № 5. С. 428-438. DOI: 10.31857/S0869587323050067.
11. Шмаль Г.И., Симонов К.В., Жданев О.В., Фролов К.Н., Замрий А.В., Черных С.П., Котикова

Е.Д., Кондрашова А.С., Папушкина А.А. Перспективы российского нефтесервиса в дружественных странах // Территория Нефтегаз. 2024. № 11-12. С. 49-57.

12. Argastsev A.Y., Zhdanev O.V., Stavtsev A.V., Frolov K.N., Chupin E.S. Inverters for Technological Development of Russia's Energy Sector and Industry // Power Technology and Engineering. 2022. Vol. 56. P. 309-318. DOI: 10.1007/s10749-023-01511-1.
13. Chupin E.S., Frolov K.N., Korzhavin M., Zhdanev O.V. Energy storage systems for drilling rigs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2022. Vol. 12. P. 341-350. DOI: 10.1007/s13202-021-01248-5.
14. Félix G., Djimasbe R., Varfolomeev M.A., Al-Muntaser A., Tirado A., Suwaid M., Prochukhan K.Y., Bochkov A.S., Frolov K.N., Zhdanev O.V., Galiullin E.A., Shamanov I.N., Morozova E.V., Gareev B.I., Ancheyta J. Kinetic modeling of oil shale upgrading at sub- and supercritical water conditions using Ni- and Fe-based oil-soluble catalysts // The Journal of Supercritical Fluids. 2024. Vol. 207. Art. 106193. DOI: 10.1016/j.supflu.2024.106193.
15. Zhdanev O.V., Frolov K.N., Petrakov Y.A. Predictive Systems for the Well Drilling Operations // Cyber-Physical Systems: Design and Application for Industry 4.0. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 342. Cham: Springer, 2021. DOI: 10.1007/978-3-030-66081-9_28.
16. Rakhimov R.R., Zhdanev O.V., Frolov K.N., Babich M.P. Stuck Pipe Early Detection on Extended Reach Wells Using Ensemble Method of Machine Learning // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Virtual, October 2021. DOI: 10.2118/206516-MS.
17. Zhdanev O.V., Frolov K.N. Technological and institutional priorities of the oil and gas complex of the Russian Federation in the term of the world energy transition // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 58. P. 1418-1428. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.285.

Сведения об авторах

Жданев Олег Валерьевич – доктор технических наук, руководитель центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России, профессор Казанского (Приволжского) федерального университета, эксперт ПИНС, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

e-mail: zhdanev@rosenergo.gov.ru

References

1. Avrushkin E.V., Bakholdin M.I., Bravkov P.V., Zhdanev O.V., Kovshov I.V., Korsa-Vavilova E.V., Seyfudinov A.P., Spirin A.A., Frolov K.N. Practical results of trial operation of the first domestic hydraulic

fracturing complex//News of Tomsk Polytechnic University. 2025. T. 336, NO. 12. P. 204-219. DOI: 10.18799/24131830/2025/12/5425.

2. Baidyukov K.N., Bravkov P.V., Zhdaneev O.V., Kononenko V.A. On priority areas for the development of hydraulic fracturing technologies in Russia//Exploration and protection of subsoil. 2020. № 11. P. 49-57. EDN: NAZLDC.

3. Bravkov P.V., Durdyeva A.A., Zhdaneev O.V., Zuev S.S., Korenev V.V., Frolov K.N., Chuboksarov V.S. Issues of technical policy of the fuel and energy sectors of the Russian Federation. M.: FSUE "Publishing House," 2020. 304 p. DOI: 10.7868/9785020408241.

4. O.V. Zhdaneev. Assessment of the level of product localization during import substitution in the fuel and energy sector//Regional economy. 2022. T. 18, NO. 3. P. 770-786. DOI: 10.17059/ekon.reg.2022-3-11.

5. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Lobankov V.M., Frolov K.N. Concept of testing downhole equipment//Subsoil use XXI century. 2021a. № 1-2(90). P. 4-15. EDN: FIAJU.

6. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Prodan T.T. On the possibilities of creating a Russian high-tech bottom hole assembly//Notes of the Mining Institute. 2021. T. 252. P. 872-884. DOI: 10.31897/PMI.2021b.6.9.

7. O.V. Zhdaneev, K.N. Frolov. On priority areas for the development of drilling technologies in Russia//Oil industry. 2020. № 5. P. 42-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48.

8. Zhdaneev O.V., Frolov K.N., Konygin A.E., Gekhaev M.R. Exploratory drilling on the Arctic and Far Eastern shelf of Russia//Arctic: ecology and economics. 2020. № 3(39). P. 112-125. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-3-112-125.

9. Zhdaneev O.V., Frolov K.N. Scientific and technological priorities of the fuel and energy complex of the Russian Federation until 2050//Oil industry. 2023. № 10. P. 6-13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-10-6-13.

10. Kryukov V.A., Zhdaneev O.V., Yatsenko V.A., Frolov K.N. Permanent neodymium magnets in Russian wind energy//Bulletin of the Russian Academy of Sciences. 2023. VOL. 93, NO. 5. P. 428-438. DOI: 10.31857/S0869587323050067.

11. Shmal G.I., Simonov K.V., Zhdaneev O.V., Frolov K.N., Zamriy A.V., Chernykh S.P., Kotikova E.D., Kondrashova A.S., Papushkina A.A. Prospects for Russian oilfield service in friendly countries//Territory of Neftegaz. 2024. № 11-12. P. 49-57.

Kazan (Volga) Federal University, APES expert, Almet'yevsk State Technological University Higher School of Petroleum

e-mail: zhdaneev@rosenergo.gov.ru

Статья поступила в редакцию 16.03.2026

Принята к публикации 01.04.26;

Опубликована 30.04.2026

About the Authors

Oleg V. Zhdaneev – Doctor of Technical Sciences, Head of the Center for Competence of Technological Development of the Fuel and Energy Complex under the Ministry of Energy of Russia, Professor of

Экономическая формализация термина ТРИЗ – ключ к администрированию налоговых преференций

А.В. Соколов
ООО «ПЕТРОГЕКО»

Понятие «ТРИЗ» возникает тогда, когда существующие технологии не соответствуют геологическим особенностям пласта и разработка таких объектов нерентабельна. Рассматривается триединство понятий: геология – технология – экономика в контексте формирования понятийной базы, позволяющей в будущем администрировать налогообложение для стимулирования экономической добычи нефти и газа.

Ключевые слова: ТРИЗ, рентабельные запасы, рентабельная добыча, нефть, газ, обводненность, экономические критерии.

Для цитирования: Соколов А.В. (2026). Экономическая формализация термина ТРИЗ – ключ к администрированию налоговых преференций. Трудноизвлекаемые запасы, 1(1), с.22-25

The economic formalization of the term HtRR is the key to administering tax incentives

A.V. Sokolov
PETROGECO LLC

The concept of "hard-to-recover reserves" arises when existing technologies do not correspond to the geological features of the reservoir and the development of such objects is unprofitable. The trinity of concepts: geology – technology – economics is considered in the context of the formation of a conceptual base that allows in the future to administer taxation to stimulate economical oil and gas production.

Keywords: Hard-to-recover reserves, profitable reserves, profitable production, oil, gas, water cut, economic criteria

Recommended citation: Sokolov A.V. (2026) The economic formalization of the term HtRR is the key to administering tax incentives. Hard-to-Recover Reserves, 1(1), pp. 22-25

Преамбула

Термину «ТРИЗ» не повезло. Начиная с 70-х годов прошлого столетия им обозначили теорию решения изобретательских задач, позволяющую эффективно обходить технические противоречия при минимальных усилиях. Нефтегазовый сектор, присвоив себе эту аббревиатуру, понимая под ней «трудноизвлекаемые запасы», пытается использовать термин «ТРИЗ» как повод для уменьшения налогов, а иногда их полного освобождения от них, если возникают сложности при добыче УВ сырья и оценке его запасов.

Терминологическая неопределенность

Несмотря на отсутствие единого инженерного определения, как и каким запасам и ресурсам нефти и газа нужно присваивать характеристику ТРИЗ, в производственном секторе, в научных кругах, на разных правительственных уровнях ширится и растет частота применения этого термина. При этом различные стороны, опираясь на собственные задачи, склонны интерпретировать понятия ТРИЗ, исходя из своих приоритетов. Как следствие, с годами воронка понятийной неопределенности и толкований термина ТРИЗ стала настолько широкой, что давно уже не позволяет создать понятный и простой механизм стимулирования методов освоения запасов и ресурсов.

Неоднозначность толкований и размытость формулировок неизбежно стала приводить к путанице и «странным» вопросам. Например:

– В какой момент высокообводненная нефть стала «трудной»? И была ли она вообще когда-нибудь «легкой»?

– После использования льготы по НДС для повышения рентабельности добычи запасы из Ачимовской толщи и Тюменской свиты Западной Сибири остаются «трудными» или их можно уже называть «легкоизвлекаемыми»?

– На месторождениях Волго-Урала ежегодно добывается около 3 млн т высоковязкой нефти. Она трудноизвлекаемая?

– Можно ли считать накопленную за 60 лет добычу 7 млн т баженовской нефти Западной Сибири, добытой из трудноизвлекаемых запасов?

Неслучайно по этому поводу идет долгая и бесплодная дискуссия между ведомствами, отвечающими за представление налоговых преференций (Министерство финансов и Министерство экономики), и ведомствами, лоббирующими интересы добывающих нефтегазовых компаний (Министерство природных ресурсов и Министерство энергетики), касательно обоснования объектов и поводов для льготирования, методик их обоснования и дальнейших способов их администрирования.

Например, в докладе Роснедра (Информационно-аналитические материалы, 2023) представлено десять категорий ТРИЗ и даже дается как общая оценка запасов нефти ТРИЗ всех категорий, равной 16,5 млрд т, так и отдельно для каждой категории (рис. 1). В чем диалектическое сходство и различие, например, между удаленными лицензионными участками (6,223 млрд т) и шельфом (0,703

млрд т), в докладе не поясняется. Почему низкопроницаемые запасы (4,422 млрд т), тюменские (3,419 млрд т), ачимовские (низкопроницаемые) (0,783 млрд т) находятся в разных категориях, также непонятно. Вопросы о том, какие принципы легли в основу такой классификации ТРИЗ, можно продолжать, однако ответов на них не обнаружено.

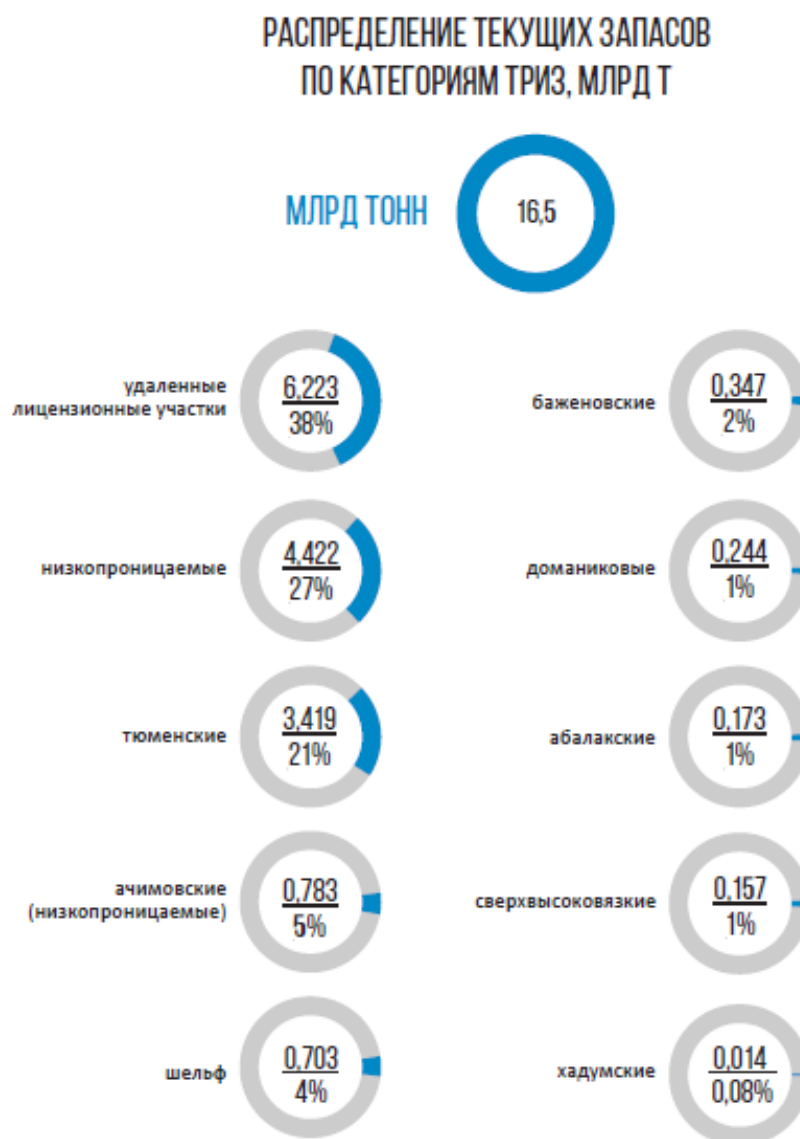


Рис.1. Распределение текущих запасов по категориям ТРИЗ (Роснедра, 2022)

В другой классификации, которая рассматривалась, в частности, на одной из конференций ФБУ ГКЗ в 2023 году (рис. 2), обсуждались лишь четыре категории ТРИЗ: Особенности геологического строения, Сложнолокализуемые, Нефтематеринские породы и Определяемые по проектному принципу.

Внутри каждой из четырех категорий идет дополнительное деление на группы. Чем отличаются группы невыдержанные, сложнопостроенные от доюрских отложений Западной Сибири? Неочевидны различия групп глубокозалегающих из Сложнолокализуемой категории от глубокозалегающих из категории «Определенные по проектному принципу».



Рис.2. Классификация ТРИЗ, ФБУ ГКЗ, 2023

Подобных схем «классификаций ТРИЗ» можно приводить достаточно много, т. к. многие нефтегазовые компании и научно-исследовательские институты предлагают свои варианты как для нефтяных, так и для газовых запасов. Однако всех их объединяет, как отмечено в работе (Розман и др., 2020), главное сходство: «...под ТРИЗ понимаются запасы залежей со сравнительно неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками или худшими свойствами флюидов, также расположенные в районах с отсутствием инфраструктуры, и также запасы, разработка которых нерентабельна или низкорентабельна в существующих экономических условиях...». В итоге, как отмечается там же (Розман и др., 2020), «...стимулирование современных методов разработки залежей и внедрения инноваций заменено льготированием любой добычи из объектов, подходящих под формальные критерии ТРИЗ...».

Текущий момент

Следует признать, что в отечественном нефтегазовом секторе нарастает процесс «истощения месторождений», который происходит на фоне усиливающейся девальвации ресурсной базы. Именно этот факт является определяющим для понимания причин, почему многие месторождения нефти и газа становятся убыточными. Текущая структура российских нефтегазовых запасов приближается к такому порогу, когда без адресного льготирования, читай – уменьшения, или полного освобождения от уплаты НДС каждая добытая тонна нефти или кубометр газа будет генерировать убытки для недропользователей во все возрастающих объемах.

Впервые эта ситуация ярко проявилась во время «ковидного шторма» в 2020 году, когда в моменте падения мировых цен до \$20/барр. оказалось,

что качество российских УВ запасов сильно уязвимо к таким колебаниям.

В текущей турбулентной геополитической ситуации дополнительно возникла еще и проблема труднопродаваемости извлеченных запасов. Как следствие, возникший профицит добычи привел к уменьшению монетизации текущих технологических запасов УВС. Для балансировки нагрузки на сегменты Upstream и Downstream компаний начинают вынужденно сокращать добычу, стремясь в первую очередь отключать низкодебитные, обводненные, удаленные скважины.

Триединство понятий

Для решения терминологических вопросов и систематизации всех возможных случаев необходимо и достаточно использовать комбинацию трех инженерных понятий: геологическое понимание объекта, технологическая возможность извлечения и экономическая целесообразность добычи. Комбинируя эти понятия, появляется возможность всю совокупность УВ запасов условно разделить на три группы:

- группа № 1. Геология понятна. Технология возможна. Экономика выгодна;
- группа № 2. Геология понятна. Технология возможна. Экономика убыточна;
- Группа № 3. Геология неясная. Технология отсутствует. Экономика убыточна.

На рисунке 3 иллюстрируются причины вовлечения в разработку разных групп запасов УВС. Месторождения, исторически вовлеченные в длительную разработку, формируют первую группу. Очевидно, по мере выработки запасов, истощения пластов, повышения обводненности добычи и других сопутствующих негативных эффектов, сопровождающих последнюю, четвертую стадию разработки,

экономика проекта начинает не выдерживать операционных затрат. Месторождение становится убыточным. Основной тренд этой группы в долгосроч-

ной перспективе – из-за недостаточной эффективности методов увеличения нефтеотдачи вклад в добычу исторических месторождений уменьшится до минимума.

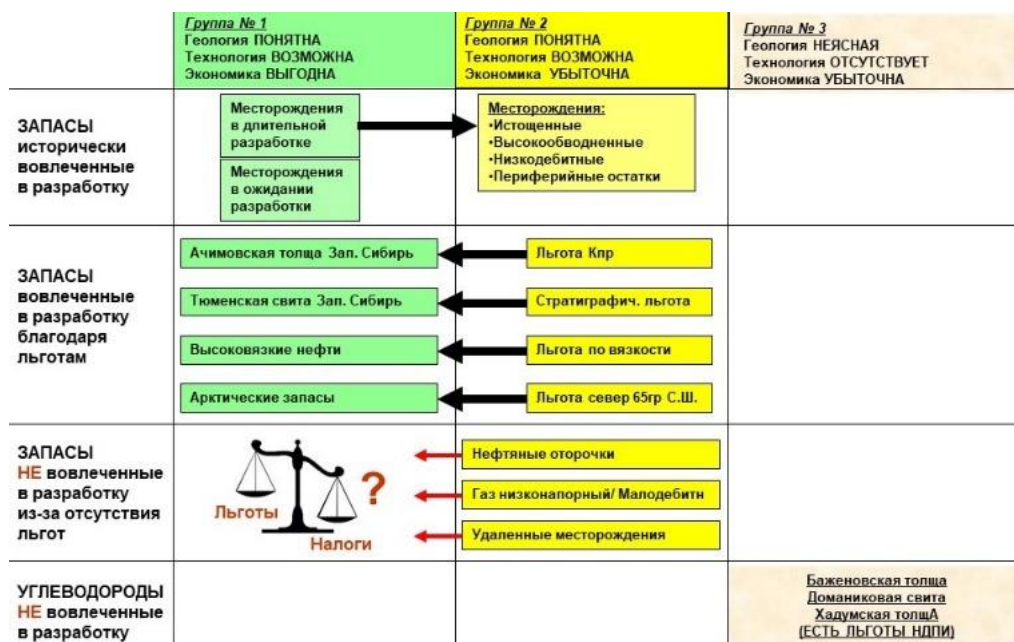


Рис.3. Вовлечение запасов УВС в разработку разных групп объектов

Вторая группа объединяет нефтегазовые запасы, которые относительно недавно были вовлечены в промышленную разработку благодаря применению тех или иных адресных налоговых льгот. Так, например, добыча из коллекторов Ачимовской толщи и Тюменской свиты Западной Сибири стала рентабельной благодаря уменьшению НДПИ, т. к. для них было обосновано значение Кпр ниже критической (менее 2 мД) или же доказана стратиграфическая приуроченность отложений к среднеюрским. Благодаря применению географической льготы некоторые месторождения, расположенные в арктических широтах севернее 65° с.ш., были введены в промышленную добычу. В долгосрочной перспективе необходимо ждать изменения налоговой шкалы и эффективных технологий, стимулирующих вовлечение в промышленную добычу других сложных объектов, – нефтяных оторочек, удаленных месторождений, низконапорного газа. Последнее приобретает особую актуальность, т. к. в зоне экономического риска оказываются высокопроницаемые, но уже выработанные сеноманские газовые залежи ЯНАО. Главная проблема для этой группы – соблюдение интересов государства как собственника недр и недропользователя. Перед распорядителем недр будет всегда стоять дилемма: либо соглашаться на текущее уменьшение или исключение поступлений налоговых отчислений в бюджет в обмен на будущее увеличение налоговых поступлений, либо согласиться на «социальную» добычу, поскольку угрожающе нарастает проблема занятости

населения в северных моногородах Западной Сибири, занимающихся нефтегазодобычей.

Основной тренд третьей группы в долгосрочной перспективе – поиск ответов на вопросы: «что есть коллектор», «как его оконтуривать», «как считать запасы», «как прогнозировать добычу», и, в случае нахождения ответов на эти вопросы, – поиск рентабельных технологических решений. Пока промысловые и научные эксперименты продолжаются, поэтому объявленные прогнозы о несметных запасах и грандиозной добыче еще ждут своего подтверждения. Например, следует признать, что вовлечение в промышленную разработку таких объектов, как Баженовская свита, Доманиковская толща и другие им подобные отложения, даже несмотря на обнуление НДПИ, остается далеко за горизонтом долгосрочного планирования и их вклад в ближайшую добычу будет ничтожным.

Таким образом, из вышесказанного следует, что попытки бесконечного погружения в геологические, технологические, географические и прочие особенности разработки и попытки объяснить, что именно из-за этих особенностей разработка месторождений нерентабельна, приводит к параличу налогового стимулирования и невозможности администрирования льгот. Предлагаемое триединство понятий геология – технология – экономика органично делает упор только на фактор экономической целесообразности. Такое решение значительно упрощает налоговое стимулирование экономической добычи нефти и газа.

Выводы

1. Гигантские скопления технологически извлекаемых запасов УВС в недрах еще не гарантируют экономическую целесообразность их извлечения. Именно экономическая система оценки запасов способна адекватно отражать рентабельную составляющую сырьевой базы РФ.

2. В новых реалиях стратегически необходимо радикально адаптировать действующую регламентную базу. Пора четко сказать: «ТРИЗ – это нерентабельные с экономической точки зрения объекты».

3. При проведении реального аудита часть нерентабельных запасов обязана перейти в категорию Условные ресурсы, а не «висеть» цифрами запасов «второй свежести» на государственном балансе, вводя в заблуждение лица, принимающие решения. Здесь и кроется ответ, к которому никто пока не готов.

Литература

1. Забродин Д.П., Титков Е.А. (2023). Еще раз о выборе стандарта для системы суверенного аудита запасов углеводородного сырья. «Георесурсы».

https://www.geors.ru/jour/manager/files/Zabrodin_Titkov.pdf

2. Информационно-аналитические материалы «Итоги работы федерального агентства по недропользованию в 2022 году и планы на 2023 год». – URL: <https://rosnedra.gov.ru/press/news/itogi-raboty-federalnogo-agentstva-po-nedropolzovaniyu-v-2022-godu-i-plany-na-2023-god/>

3. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н. (2020). О технико-экономическом обосновании добычи ТРИЗ: как не наступить на старые грабли. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2(98), с. 62-71. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/527126-o-tekhniko-ekonomicheskom-obosnovanii-dobychi-triz-kak-ne-nastupit-na-starye-grabli/>

Сведения об авторах

Соколов Александр Владимирович – кандидат геол.-минерал. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО»; Главный редактор журнала «Георесурсы»

Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

References

1. Zabrodin D.P., Titkov E.A. (2023). Once again about the choice of a standard for the sovereign audit system of hydrocarbon reserves. "Georesources." https://www.geors.ru/jour/manager/files/Zabrodin_Titkov.pdf

2. Information and analytical materials "Results of the work of the federal agency for subsoil use in 2022 and plans for 2023." – URL: <https://rosnedra.gov.ru/press/news/itogi-raboty-federalnogo-agentstva-po-nedropolzovaniyu-v-2022-godu-i-plany-na-2023-god/>

3. Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S., Indrupsky IM, Zakirov S.N. (2020). On the feasibility study of HtRR production: how not to step on an old rake. Neftegaz.RU business magazine, 2 (98), p. 62-71. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/527126-o-tekhniko-ekonomicheskom-obosnovanii-dobychi-triz-kak-ne-nastupit-na-starye-grabli/>

About the Authors

Alexander V. Sokolov – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Director for Geological Exploration, PETROGECO LLC; Editor-in-chief of the journal "Georesources"

20 Samotlornaya St., Nizhnevartovsk, 628606, Russia

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Статья поступила в редакцию 27.03.2026

Принята к публикации 10.04.26;

Опубликована 30.04.2026

Концепция формирования Камско-Кинельской системы впадин с позиций тектоники и особенностей осадконакопления в позднем девоне

П.А. Фокин, Г.А. Калмыков
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Рассмотрено происхождение Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) – системы субширотных каналов, которые контролируют положение залежей нефти в доманиковой высокоуглеродистой формации (ДВУФ). В работе сопоставлены существующие гипотезы с данными по литологическим индикаторам (темпеститы, кальцитурбидиты, спикюлиты), палеогеографическими реконструкциями и аналогиями с рифейскими авлакогенами. Выяснилось, что рифтогенный фактор был второстепенным. На первый план выходили климат и осадочные процессы: штормовая активность и пассатные течения. В мелководных бассейнах низких широт Лавруссии они вызывали аноксию, накопление керогена и клиноформное заполнение впадин. В осевых зонах ККСВ мощность отложений составляет 30–40 м, что заметно ниже экономически оправданного порога для многостадийного ГРП (около 80 м). Тем не менее именно к таким разрезам приурочены новые месторождения, поставленные на баланс в 2017–2019 гг. в Оренбургской и Самарской областях. Полученные результаты можно использовать при прогнозе нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых толщах Волго-Уральской провинции. Формирование и эволюция ККСВ, по-видимому, определялись палеогеодинамикой и климатом, а не унаследованной разломной структурой.

Ключевые слова: доманиковая высокоуглеродистая формация (ДВУФ), Камско-Кинельская система впадин (ККСВ), многостадийный гидроразрыв пласта, керогеносодержащие отложения, Волго-Уральская провинция, нетрадиционные залежи нефти, палеогеография позднего девона.

Для цитирования: Фокин П.А., Калмыков Г.А. (2026). Концепция Камско-Кинельской системы впадин с позиций тектоники и особенностей осадконакопления в позднем девоне. Трудноизвлекаемые запасы, 1(1), с. 26–35

The concept of the formation of the Kama-Kinel depression system from the standpoint of tectonics and sedimentation features in the Late Devonian

P.A. Fokin, G.A. Kalmykov
Lomonosov Moscow State University

The origin of the Kama-Kinel system of depressions (KKDS), a system of sub-latitudinal channels that control the position of oil deposits in the Domanik high-carbon formation (DHCF), was considered. The work compares existing hypotheses with data on lithological indicators (tempestites, calciturbidites, spiculites), paleogeographic reconstructions and analogies with Riphean aulacogens. It turned out that the riftogenic factor was secondary. Climate and sedimentary processes came to the fore: storm activity and trade winds. In the shallow basins of the low latitudes of Laurussia, they caused anoxia, accumulation of kerogen, and clinoform filling of depressions. In the axial zones of KKDS, the thickness of the deposits is 30–40 m, which is noticeably lower than the economically justified threshold for multi-stage hydraulic fracturing (about 80 m). Nevertheless, it is precisely to such sections that the new fields put on the balance sheet in 2017–2019, in the Orenburg and Samara regions. The results obtained can be used in the forecast of unconventional oil deposits in high-carbon carbonate-siliceous strata of the Volga-Ural province. The formation and evolution of KKDS appears to have been determined by paleohydrodynamics and climate rather than an inherited fault structure.

Keywords: Domanic high-carbon formation (DHCF), Kama-Kinelskaya depression system (KKDS), multi-stage hydraulic fracturing, kerogen-containing deposits, Volga-Ural province, unconventional oil deposits, paleogeography of the Late Devonian.

Recommended citation: Fokin P.A., Kalmykov G.A. (2026). The concept of the Kama-Kinel system of depressions origin from the perspectives of the Late Devonian tectonics and sedimentation features. Hard-to-Recover Reserves, 1(1), pp. 26–35

Введение

Высокоуглеродистые формации (ВУФ), широко распространенные на территории Российской Федерации, достаточно долго привлекали внимание геологов-нефтяников в основном как нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), несмотря на то что крестьяне в долине реки Доманик копали небольшие колодцы и брали «черное масло» для заправки масляных ламп. Именно в обнажениях по берегам реки Доманик (Южный Тиман) А.А. Кейзерлинг в 1845 году выделил отложения доманикового типа как геологический объект.

Первоначально в России интерес к ВУФ был связан с отложениями баженовской свиты (БС), где первая «большая» нефть была получена в 1968 году на Салымском месторождении Правдинской геологоразведочной экспедиции во время углубления одной из разведочных скважин при забое 2840 м. Разработка Салымского месторождения позволила к концу 70-х годов извлечь более 3 млн тонн нефти, но дальнейшие изучения БС показали, что традиционные методы добычи углеводородов из ВУФ экономически неэффективны. Новый интерес к ВУФ

как к нетрадиционному резервуару связан с успехами американских технологов по добыче нефти из «сланцевых» формаций. Применяв гидравлический разрыв пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах сначала в газовых, а затем и нефтяных «сланцах», американские нефтяники совершили «сланцевую революцию». При этом основным методом добычи из ВУФ является многостадийный ГРП (МГРП), а для его экономически эффективного применения необходимо, чтобы разрабатываемый объект имел мощность порядка 80 м. Мощность БС составляет 30-40 м, что не обеспечивает даже возмещение затрат на МГРП. Тогда как доманиковая высокоуглеродистая формация (ДВУФ), особенно в областях

распространения палеовпадин, соответствует требованиям по мощности отложений.

Залежи нефти в ДВУФ были открыты достаточно давно, но в последнее время с появлением технологии МГРП их поиск получил второе дыхание. В 2017-2019 гг. в Оренбургской и Самарской областях были поставлены на государственный баланс 4 месторождения с залежами нефти в отложениях доманикового типа (Бузулукская впадина) (Варламов А.И. и др., 2020) (рис. 1). Особенностью этих залежей является их приуроченность к Камско-Кинельской системе впадин (ККСВ).

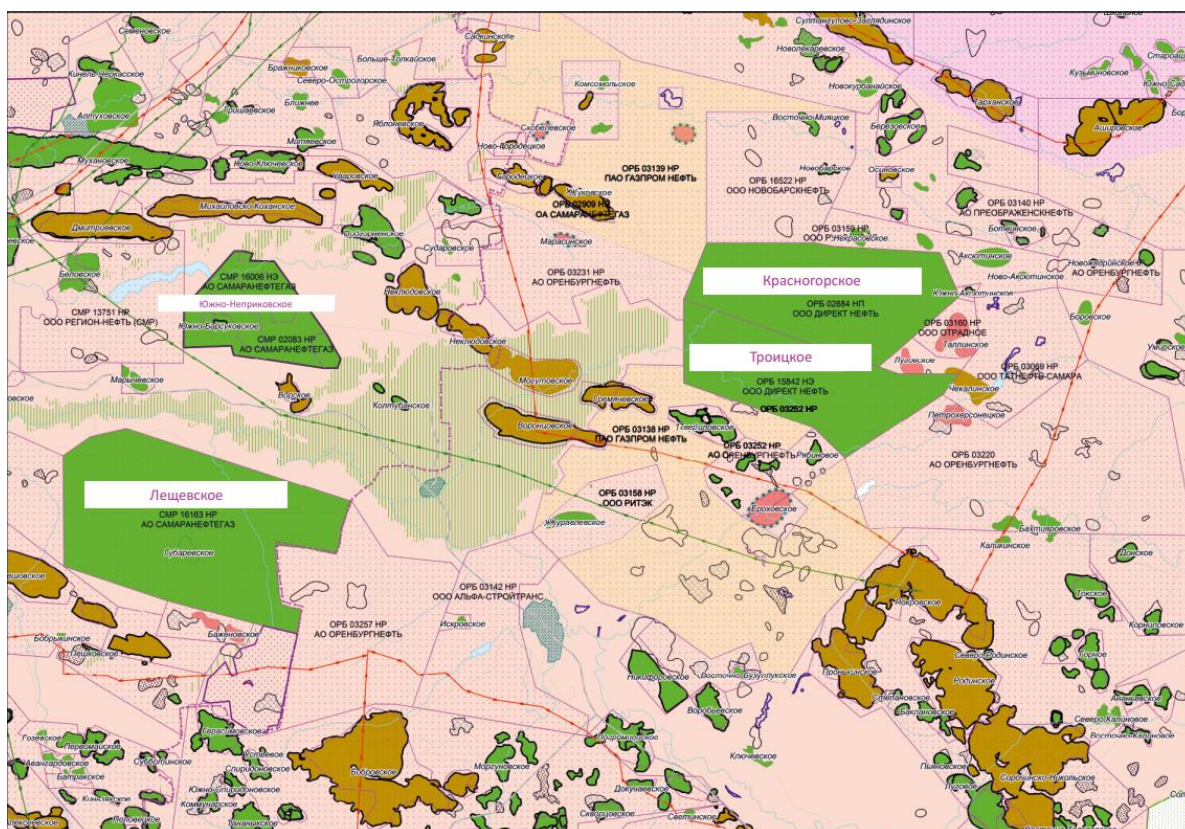


Рис.1. Схема расположения месторождений и залежей нефти в отложениях доманикового типа (Бузулукская впадина), открытых в Оренбургской и Самарской областях в 2017-2019 гг. (Варламов А.И. и др., 2020).

Понятие Доманиковая высокоуглеродистая формация

Отложения доманикового (семилукского) горизонта и вышележащие высокоуглеродистые отложения до момента появления карбонатных построек или мощных глинистых отложений, распространенных в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, объединяются в единую глинисто-кремнисто-карбонатную высокоуглеродистую формацию ($D_3fr_2-C_1t$), которую предлагается называть Доманиковой высокоуглеродистой формацией (ДВУФ).

Стратиграфические уровни распространения ДВУФ зависят от тектонического элемента, к кото-

рому относится изучаемый разрез: наименьший интервал занимают «сводовые» разрезы – собственно доманиковый(семилукский) горизонт; наибольший – осевые зоны Камско-Кинельской системы впадин – от среднефранского подъяруса по турнейский ярус; остальные разрезы имеют промежуточную стратиграфическую принадлежность. На рисунке 2 приведены палеофациальные реконструкции, выполненные Писаренко Ю.А. в 2014 г. На этих реконструкциях видна система палеовпадин, которая начала формироваться в семилукское (доманиковое) время, имела наиболее широкое распространение и закончила свое существование в турнейское время – палеовпадины существовали только в осевых зонах.

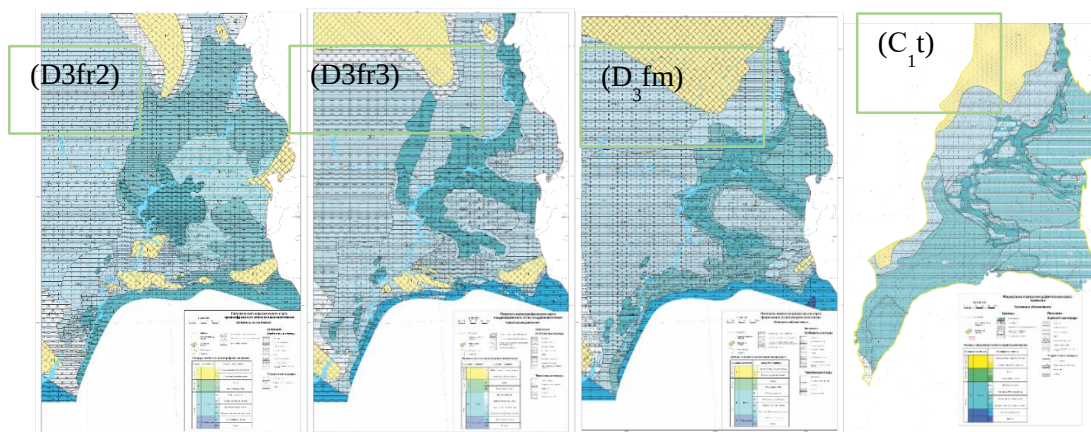


Рис.2. Палеофациальные реконструкции Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна на различные стратиграфические уровни (Писаренко Ю.А. 2014).

Возраст отложений с высокой степенью детальности определяется по комплексам конодонтов. Этот метод датирования отложений позволила существенно уточнить границы саргаевского, доманиковского, мендымского, аскынского и макаровского

горизонтов в конкретных разрезах, что повысило надежность их корреляции. На рисунке 3 приведен разрез скважины Мухано-Ероховского прогиба.

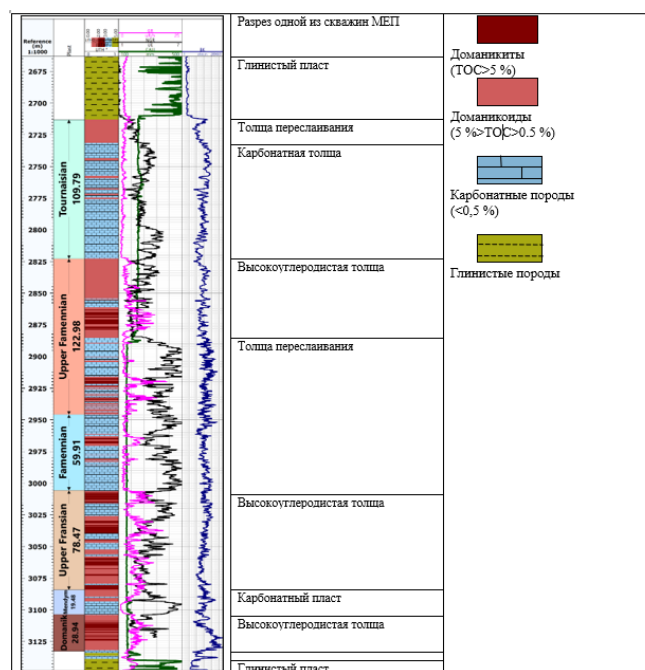


Рис.3. Обобщенное строение разреза ДВУФ в осевой зоне ККСВ.

По минерально-компонентному составу породы ДВУФ представлены в основном суммой карбонатных минералов, причем их содержание обратно пропорционально содержанию кремнистой составляющей; глинистыми минералами, содержание которых обычно не превышает 10 %; органическим веществом (ОВ), массовое содержание которого изменяется в пределах всего интервала от 0 до 35 % и зависит от условий осадконакопления и его (вещества) сохранности в процессе диа- и катагенеза.

Камско-Кинельская система впадин

Камско-Кинельская система впадин состоит из сравнительно узких, сообщающихся между собой

проливов, расположенных между массивами карбонатных платформ. Для нее характерно развитие барьерных рифов на бортах впадин, более или менее симметрично наращивавшихся в направлении их осевых зон в течение позднего девона и турнейского века раннего карбона, а также многочисленных изолированных атоллов и пинаклов посреди областей углубленных впадин.

Практически с самого обнаружения (50-60-е годы XX века (Кожанов, Большакова, 2023)) этой системы извилистых подводных каналов их происхождение остается объектом научных дискуссий. В этой статье авторы не пытались дать совершенно новую версию возникновения Камско-Кинельской

системы, но сделали попытку интеграции и взаимной увязки ранее сформулированных гипотез, с учетом общих закономерностей развития платформенных областей и принципиально важных событий предшествовавших этапов развития платформы, регионального и глобального контекста и результатов собственных исследований.

Явную связь с рифтогенными структурами предыдущих этапов развития исследуемых территорий имеют другие позднедевонские системы некомпенсированных впадин (Гарецкий и др., 1990) предуральской окраины Балтики, тогда – части палеоконтинента Лавруссии: Печорская, заливы которой наложены на палеорифты Печорской плиты и структуры Южного Тимана, Камско-Вятская, значительной частью своей совпадающая с южной половиной Казанско-Кажимского авлакогена, и Уметовско-Линевский прогиб, приуроченный к области Доно-Медведицкого авлакогена (рис. 4). Эти палеорифты разных возрастов (Печоро-Колвинский

авлакоген – раннеордовикский (Тимано-Печорский ..., 2000), Кировско-Кажимский, Доно-Медведицкий – рифейские (Валеев, 1978)) были регенерированы в живетском – начале франского веков (Эллерн, 1976; Фокин, Никишин, 1999).

В меньшей степени девонская регенерация затронула рифейские Камско-Бельский и Серноводско-Абдулинский авлакогены, с разломной структурой которых связана целая сеть живетско-раннефранских микрограбенов, преимущественно северо-восточного простирания (Ваксман, 1989). Многими авторами отмечалась дискордантность впадин Камско-Кинельской системы структурам живетско-раннефранского этапа и невыраженность их в рельефе основания чехла, при определенном сходстве в очертаниях каналов с рифейскими авлакогенами (Ваксман, 1989; Гарецкий и др., 1990; Шилев, 1991 и др.) (рис. 4).

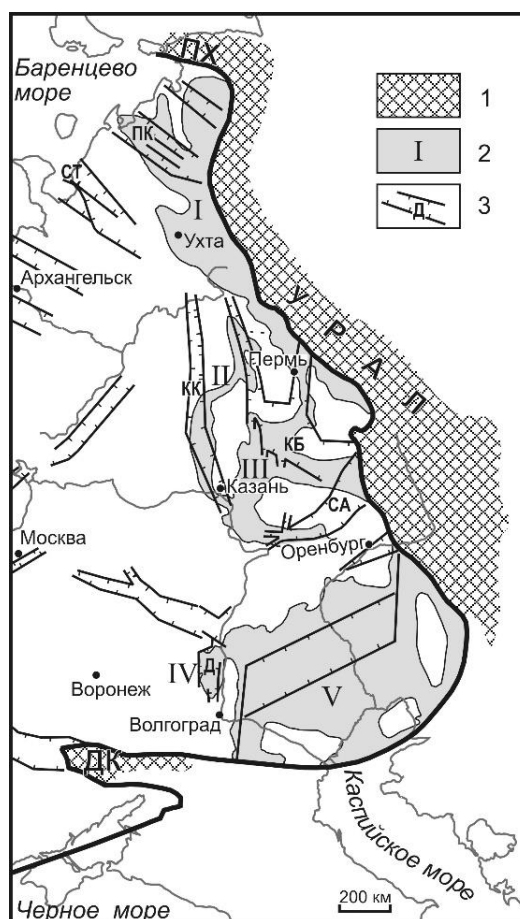


Рис. 4. Авлакогены и позднедевонско-раннекаменноугольные некомпенсированные впадины восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Тимано-Печорской области (По: Fokin et al., 1999, с изменениями). Условные обозначения: 1 – складчатые области: ДК – Донецкий кряж, ПХ – Пай-Хой; 2 – некомпенсированные впадины: I – Печорская, II – Камско-Вятская, III – Камско-Кинельская, IV – Уметовско-Линевская, V – Прикаспийская; 3 – авлакогены: Д – Доно-Медведицкий, КБ – Камско-Бельский, КК – Казанско-Кажимский; ПК – Печоро-Колвинский, СА – Серноводско-Абдулинский, СТ – Северо-Тиманский.

Причины подобия в очертаниях сети позднепротерозойских авлакогенов и Камско-Кинельской системы впадин могут заключаться в том, что еще в рифее континентальная литосфера под грабенообразными структурами была несколько утончена. Живетско-раннефранская частичная регенерация структур растяжения «расшатала» разломную структуру фундамента и в среднем фране, при переходе к пострифтовому погружению, эти участки земной поверхности испытывали чуть более активное погружение, чем смежные области, подобно осевым частям синеклиз (Шатский, 1946; Милановский, 1987; Хаин, Ломизе, 1995).

В саргаевское время рифтинг прекратился, и восточная окраина платформы перешла в режим пострифтового погружения, характеризующегося низкими вертикальными скоростями, слабой дифференцированностью и широкой площадью охвата (McKenzie, 1978). Остаточное, сравнительно более быстрое погружение сконцентрировалось в крупных рифтовых структурах восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Тимано-Печорской области: в Северо-Тиманском, Казанско-Кажимском и Доно-Медведицком палеорифтах (Фокин, Никишин, 1999). Саргаевская трансгрессия, самая масштабная в девоне (Родионова и др., 1995), отодвинула береговую линию и источники сноса терригенного материала далеко от внутренних районов Волго-Уральской области, в результате чего они стали областью медленного, преимущественно карбонатного осадконакопления в мелководном бассейне нормальной солености. Расположение локальных впадин, Уметовско-Линевской и Казанско-Кажимской, в пределах этой мелководной области препятствовало нормальной циркуляции вод, и в них уже в саргаевское время возникали анаэробные обстановки и накапливались осадки, обогащенные органическим веществом.

Масштаб распространения анаэробных обстановок на шельфе Уральского океана резко вырос в семилукское время. Почти вся территория Волго-Уральской области и значительная площадь Тимано-Печорской области превратилась в так называемую «доманиковую впадину» (Алиев и др., 1976; Гарецкий и др., 1990), в которой накапливались «доманикоидные» отложения: кероген-содержащие глинисто- и кремнисто-карбонатные осадки небольшой, слабоизменчивой (до 10–15 м, редко более) мощности. В ее пределах существовали только немногочисленные поднятия и рифогенные постройки, развивавшиеся еще с саргаевского времени (Алиев, 1976). В раннесемилукское время нарушения кислородного режима придонных вод периодически распространялись и на центральную часть Московской синеклизы, что привело к накоплению

темноцветных, с повышенным содержанием органического вещества известняков «рудкиных слоев» (Родионова и др., 1995).

Похожие кислород-дефицитные обстановки не только в глубоководных, но и в шельфовых и эпикратонных девонских бассейнах имели место и сформировали черносланцевые толщи и на другом конце Лавруссии – в бассейнах Северо-Американской платформы (Blakey, Ranney, 2018), а также других регионах мира. Причины аноксических явлений в мелководных бассейнах среднего и позднего девона в глобальном масштабе пока неясны, и вокруг них ведутся жаркие научные дебаты. Распространена версия, что причиной могла стать активизация поступления в морские бассейны биофильных элементов, в первую очередь фосфора, в результате экспансии на континентах наземных растений в среднем-позднем девоне и широкого распространения лесов (Elrick et al., 2022; Smart et al., 2022). Тем не менее, на той же Восточно-Европейской платформе появление морских каустобиолитов хорошо совпадает с пиками региональных и глобальных трансгрессий и на других стратиграфических уровнях: в среднем ордовике накопились кукерситы и их аналоги в Прибалтике и в Московской синеклизе, а в поздней юре – горючие сланцы Саратовского Поволжья (Милановский, 1987). В любом случае, возникновение расслоенности в водной толще характерно для бассейнов с низкой интенсивностью гидродинамики в областях экваториального или тропического климата.

На регрессивной стадии семилукского времени начала намечаться дифференциация доманиковой впадины по скорости осадконакопления, с оформлением и началом разрастания в ее пределах областей мелководного шельфа, с компенсированным карбонатным осадконакоплением, приуроченным главным образом к областям архейского фундамента между авлакогенами.

Падение уровня моря на рубеже среднего и позднего франа, смена стрессового режима на сжатие СЗ ориентировки, с инверсией некоторых авлакогенов (северная часть Казанско-Кажимского) и микрограбенов (Ваксман, 1989; Фокин, Никишин, 1999), привели к существенной палеогеографической перестройке субрегиона. Главным ее выражением стало отчетливое оформление изолированных карбонатных платформ с компенсированным осадконакоплением и между ними – плоскостных ложбин с накоплением депрессионных темноцветных, кремнисто-карбонатных осадков. Продолжение впадин Камско-Кинельской системы угадывается по перемежаемости областей с депрессионными и мелководными, карбонатными разрезами верхнего девона на Западном Урале (Гарецкий и др., 1990; Чувашов, 1968; Чувашов, 2000), вероятно, выходя к кромке палеошельфа.

В дальнейшем вплоть до турнейского века клиноформными комплексами наращивалась площадь мелководных платформ за счет сужения впадин системы, а постепенное погружение территории вело к наращиванию мощности отложений мелководных карбонатных платформ и пассивное углубление депрессий. В течение этого времени в развитии шельфовых впадин основную роль играли седиментационные процессы. Из абиотических процессов наиболее важными можно назвать деятельность волн, в первую очередь штормовых, и течения.

Штормовая деятельность в шельфовых и эпикратонных бассейнах в значительной мере обеспечивает перемешивание вод и поддержание кислородного баланса водной толщи. На пике семилукской трансгрессии глубина моря в центральной части Московской синеклизы оценивается как максимум в 50–70 м (Родионова, Умнова, 1995), что может быть сопоставимо с базисом штормовых волн в открытых морских бассейнах, если в закрытом Балтийском море современный базис достигает 20–30 м

(Захаров, 2016). В пределах зародившейся «доманиковой впадины» глубины могли быть сопоставимыми, а локально – над рифейскими авлакогенами, незадолго до того регенерированными, возможно и более, достигая 100 м. Поднятия дна, возвышающиеся над базисом штормовых волн, создавали наиболее благоприятные условия для обитания донной фауны – наиболее эффективного производителя карбонатных осадков в мелководных условиях. На поднятиях же нарушения кислородного баланса были менее значительными и менее продолжительными, чем в более глубоководных областях, где осадки должны были быть менее мощные и тонкослойчатые, менее карбонатные, с меньшим содержанием или без остатков бентосной фауны *in situ* и, вероятно, богаче керогеном. Следы деятельности штормов на возвышенностях дна могут быть поверхности микроразмывов и прослои проксимальных темпеститов (рис. 5а). В более глубоких частях со штормами могут быть связаны прослойки дистальных темпеститов (рис. 5б).

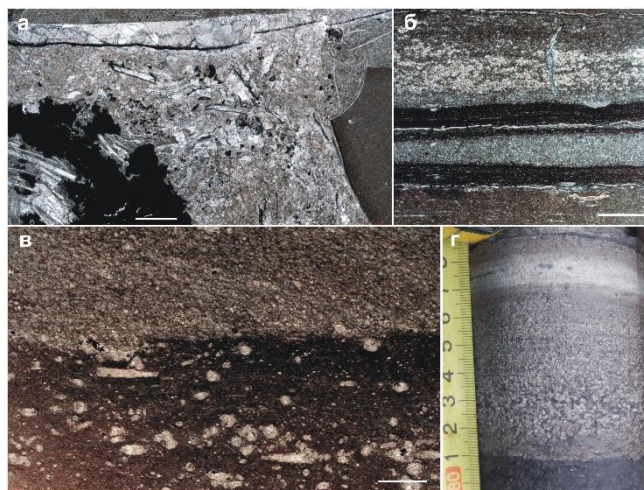


Рис. 5. Следы гидродинамических процессов:

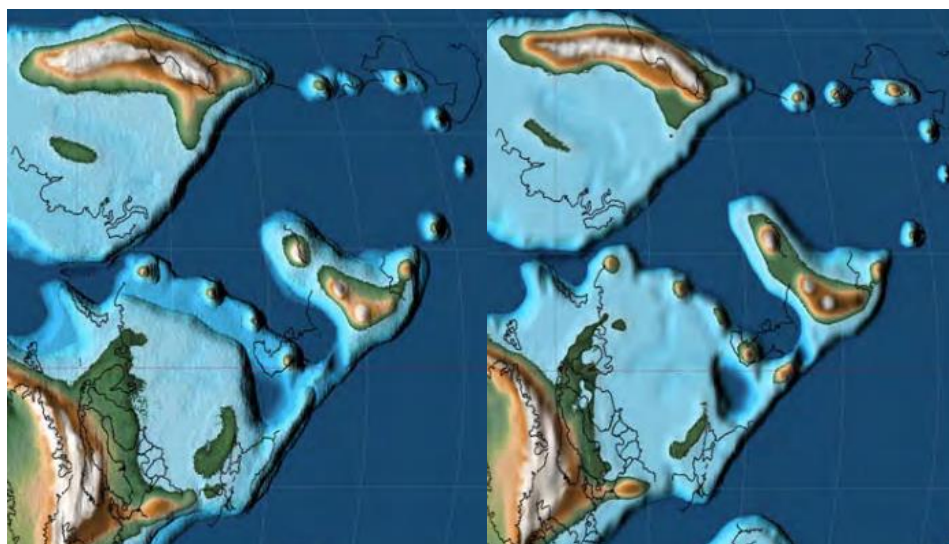
- а – проксимальный темпестит: биокластово-интракластовый флоатстоун, с неравномерно окатанными и угловатыми обломками раковин. Южно-Татарский свод, мендымский горизонт;*
б – прослойка дистального темпестита (вверху) – шламово-мелкобиокластовый грейнстоун, с резкой подошвой, более крупными биокластами в основании. Актаныш-Чишминская впадина, доманиковый горизонт;
г – отложения продольных течений (вверху): косослойчатый спикуллит, с резкой подошвой. Актаныш-Чишминская впадина, доманиковый горизонт;
г – единичная прослойка кальцитурбидитов: градиционно-слоистый известняк, массивный (рудстоун – грейнстоун) внизу, тонкослойчатый (грейнстойн – пакстоун) вверху. Актаныш-Чишминская впадина, доманиковый горизонт.

Течения на шельфе океанов могут иметь различное происхождение, но для Волго-Уральской окраины Уральского палео-океана большое значение могли иметь выходы на шельф океанских течений. К такому предположению подводят палинспастические реконструкции для позднего девона (Scotese, 1990; Golonka, 2007; PALEOMAP, 2016). На них Волго-Уральский шельф располагается в низких широтах (рис. 6), косо с наветренной стороны к пассатным ветрам с северо-востока и востока и создаваемым ими поверхностным, теплым

течениям (рис. 7). Выходя на мелководье, течения испытывали торможение из-за трения о дно и стремились к концентрации в более глубоких участках. Там они могли захватывать только верхнюю часть водной толщи при наличии стратификации или всю – при ее отсутствии. Для поселения бентосных организмов-фильтраторов – продуцентов карбоната – наиболее выгодно будет поселение именно в области градиента скоростей. Таким образом, эти течения будут способствовать дифференциации областей мелководного и сравнительно глубокого

шельфа и поддерживать существование каналов их перемещения. Эти же течения с поверхностными, насыщенными кислородом водами будут приносить на шельф планктон пелагиали, в том числе радиолярии. При нарушении циркуляции течений на шельфе – сезонных или эпизодических – прогрев поверхностных вод, по аналогии с современными процессами, может сначала приводить к всплескам

биологической активности, а затем – к массовым заморам биоты, подобным «красным приливам». Поступление большого количества органики на дно, как и поверхностный прогрев, будет способствовать стратификации водной толщи и дефициту кислорода в ее придонном слое.



D2g 388.2 млн лет

D3f 379.9 млн лет

Рис.6. Палеорекострукции территории исследований на живетский и франкий века (Scotese, 2016).

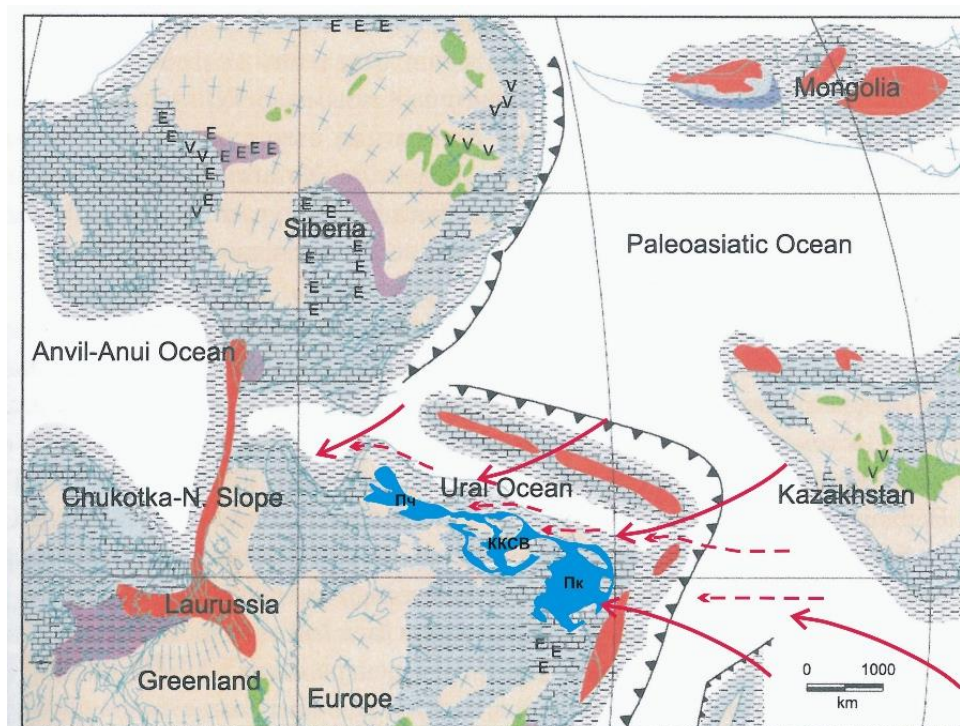


Рис. 7. Ориентировка пассатных ветров (красные сплошные стрелки) и теплых пассатных течений (пунктирные стрелки) вдоль Волго-Уральской окраины Восточно-Европейской платформы в позднем девоне. На основе карты палео-обстановки и основных литофаций для позднего девона (Golopka, 2007) отображено положение и подписаны: ККСВ – Камско-Кинельская система впадин, Пк – Прикаспийская впадина, Пч – Печорская впадина.

Возможно возникновение продольных течений во впадинах Камско-Кинельской системы и другого генезиса: в результате штормового или сейшевого (в области низкого атмосферного давления) нагона и компенсационных течений, участие приливно-отливных течений, однако их различие будет неубедительным без определения направлений переноса и его интенсивности. Если продольные течения касались дна, признаками их отложений могут быть ориентированные палеонтологические остатки (например, стилиолин и тентакулитов), зернистые, в первую очередь биогенные осадки (радиоляриты, спикулиты), образующие знаки ряби течения разного масштаба или с косой слоистостью (рис. 5в). Важной особенностью таких отложений может быть отсутствие или незначительность следов смешивания биогенного материала из разных глубинных зон бассейна.

Течения вкрест простирания проливов носили эпизодический характер и могли быть связаны с деятельностью штормов и/или гравитационных процессов. К ним будут относиться отложения мутьевых потоков, в первую очередь кальцитурбидитов, реже – зерновых и обломочных потоков, а в условиях крутых подводных склонов и значительного падения уровня моря могут появляться образования оползней, обвалов и аллювиальных дельт гилбертова типа. Важными признаками подобных отложений могут быть брекчиевые структуры пород, смешанные в породе частицы из разных глубинных зон бассейна – т. н. «аллодапные известняки» и характерные текстурные признаки кальцитурбидитов (рис. 5г) – признаки циклов Мейшнера (Meischner, 1964; Flügel, 2004). Эти отложения, вместе с биогенными и биохемотропными осадками, формировали клиноформное заполнение каналов системы.

Выводы

Тектонический фактор имел меньшее значение при формировании Камско-Кинельской системы впадин, по сравнению с Печорской и Камско-Вятской системами. Раннефранский рифтогенез подновил разломную структуру рифейских авлакогенов Восточно-Европейской платформы (ВЕР), что определило положение шельфовых впадин на стадии пострифтового погружения территории. Основную роль в формировании и дальнейшего развития Камско-Кинельской системы играли климатический фактор и седиментационные процессы.

Не вполне ясное, но, вероятно, важное значение в зарождении «доманиковой впадины» как начальной формы Камско-Кинельской системы имело широкое распространение аноксии в шельфовых и эпикратонных бассейнах низких широт Лавруссии и других регионов мира.

Важную роль в образовании и развитии системы играл доступ на шельф Уральского палеоокеана океанических пассатных течений, основной

путь перемещения которых проходил по понижениям рельефа дна. Нарушение циркуляции продольных течений в условиях жаркого климата приводило к установлению термической стратификации вод с дальнейшим нарушением аэрации придонных вод.

Штормовая деятельность способствовала аэрации поверхностного слоя вод и, перераспределяя осадочный материал областей мелководных карбонатных платформ, участвовала в формировании клиноформных тел заполнения впадин. В заполнении шельфовых впадин участвовали также мутьевые потоки и гравитационные процессы, и их роль возрастала на стадиях падения уровня моря.

Литература

1. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Г.Р. и др. *Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции*. М.: Недра, 1976. – 216 с.
2. Беляева Н.В., Сташкова Э.К. *Модель седиментации франско-турнейских отложений Калининской впадины в системе Камско-Кинельских прогибов*. Екатеринбург, 1999. – 123 с.
3. Ваксман С.И. *Формирование линейных мобильных зон в осадочном чехле Волго-Уральской провинции*. // *Геология нефти и газа*. 1989. № 9. с. 15-18.
4. Валеев Р.Н. *Авлакогены Восточно-Европейской Платформы*. М.: Недра, 1978. – 151 с.
5. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. *Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции* // *Геология нефти и газа*. – 2020. – № 6. – С. 33-52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
6. Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Коницев В.С. *Некомпенсированные прогибы Восточно-Европейской платформы*. Минск: Наука и техника. 1990. – 102 с.
7. Захаров В.А. *Глубины бассейнов и подходы к их реконструкции / Палеонтология, стратиграфия и астробиология. К 80-летию академика А.Ю. Розанова*. М.: ПИН РАН, 2016. с. 208-228.
8. Кожанов Д.Д., Боляшкова М.А. *Краткая история исследования нефтегазоносности Волго-Уральского бассейна. Взгляд из XXI века* // *Вестник Моск. ун-та. Серия 4. Геология*. 2023, № 5. с. 117-128.
9. Кольчугин А.Н., Сафаров А.Ф., Валидов М.Ф., Калимуллин А.М., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабилов Р.М., Хайдарова А.И., Королев Э.А., Хаюшкин А.С. *Модель формирования позд-*

нефаменско-турнейских отложений в пределах осевой и бортовой зон Сарайлинского прогиба (Республика Татарстан). *Георесурсы*. 2025; 27(1): 208–220. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.24>

10. Милановский Е.Е. Геология СССР. Ч. 1. М.: Изд-во МГУ. 1987. – 416 с.

11. Родионова Г.Д., Умнова В.Т., Кононова Л.И., Овнатанова Н.С., Ржонсницкая М.А., Федорова Т.И. Девон Воронежской антеклизы и Московской синеклизы. М.: Наука, 1995. – 265 с.

12. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт. Ред.: Богацкий В.И., Ларионова З.В. Ухта: Изд-во ТП НИЦ, 2000. – 122 с., 65 л.

13. Фокин П.А., Никишин А.М. Тектоническое развитие Восточно-Европейской платформы в девоне – начале карбона // Вестник Моск. ун-та. Серия 4. Геология. 1999, № 6. с. 9–20.

14. Чувашов Б.И. Палеозойские карбонатные платформы Уральского подвижного пояса и его обрамления (позднедевонские и раннекаменноугольные карбонатные платформы) в кн.: Осадочные бассейны Урала и прилегающих регионов: закономерности строения и минералогения. Екатеринбург, 2000, с. 68–87.

15. Хаин В.Е., Ломизе Г. Геотектоника с основами геодинамики: учебник. М.: Изд-во МГУ. 1995. – 480 с.

16. Чувашов Б.И. История развития и биомическая характеристика позднедевонского бассейна на западном склоне Среднего и Южного Урала. М.: Наука, 1968. – 132 с.

17. Чувашов Б.И. Палеозойские карбонатные платформы Уральского подвижного пояса и его обрамления (позднедевонские и раннекаменноугольные карбонатные платформы) / В: Осадочные бассейны Урала и прилегающих регионов: закономерности строения и минералогения. Екатеринбург, 2000, с. 68–87.

18. Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1946, № 1.

19. Шиляев С.А. К вопросу о генезисе Камско-Кинельской системы прогибов. – В кн.: Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. с. 124–128.

20. Эллен С.С. Некомпенсированные прогибы древних платформ – специфические структуры переходной стадии. – В кн.: Некомпенсированные структуры древних платформ и их нефтегазоносность. Казань, 1976. с. 3–26.

21. Blakey R.C., Ranney W.D. Ancient landscapes of Western North America. Springer, Cham. 2018. – 228p.

22. Elrick M., Gilleaudeau J., Romaniello S.J., Algeo T.J., Morford J.L., Sabbatino M., Goepfert T.J., Cleal C., Cascales-Minana B., Chernyavskiy P. Major

Early-Middle Devonian oceanic oxygenation linked to early land plant evolution detected using high-resolution U isotopes of marine limestones. *Earth and Planetary Science Letters*, Elsevier, 2022, 581. 10.1016/j.epsl.2022.117410. hal-03781208

23. Flügel E. *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application*. Springer-Verlag. Berlin. 2004. 633 p.

24. Fokin P.A., Nikishin A.M., Ziegler P.A. Peri-Uralian and Peri-Palaeo-Tethyan rift systems of the East-European Craton. In: P.A. Ziegler, W. Cavazza, A.H.F. Robertson & S. Crasquin-Soleau (eds), *Peri-Tethys Memoir 6* (2001): Peri-Tethyan Rift/Wrench Basins and Passive Margins. Mem. Mus. natn. Hist. Nat., Paris. Vol. 186. p. 347–368.

25. Golonka J. Phanerozoic Paleoenvironment and Paleolithofacies Maps. Late Paleozoic // *Geologia*, 2007, vol. 33, Zeszyt 2, p. 145–209.

26. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // *Earth and Planetary Sciences letters*, 1978, vol. 40. p. 25–32.

27. Meischner, K.-D. Allodapische Kalke. Turbidite in riffnahen Sedimentationsbecken. – In: Bouma, A.H., Brouwer, A. (eds.): *Turbidites. Developments in Sedimentology*, 1964, vol. 3, 156–191.

28. PALEOMAP PaleoAtlas for GPlates and the PaleoData Plotter Program

<http://www.earthbyte.org/paleomap-paleoatlas-for-gplates/> by Christopher R. Scotese, PALEOMAP-Project February 16, 2016.

29. Scotese C.R., McKerrow W.S. Revised world maps and introduction. In: McKerrow W.S. and Scotese C.R. (eds.) *Palaeozoic palaeogeography and biogeography*. Geological Society of London. Memoirs, 1990, vol. 12. p. 1–21.

30. Smart M., Filippelli G., Gilhooly W.P., Marshall J.E.A., Whiteside J. Enhanced terrestrial nutrient release during the Devonian emergence and expansion of forests: evidence from lacustrine phosphorus and geochemical records. *Geological Society of America Bull.* 2022, <http://pubs.geoscienceworld.org/gsa/gsabulletin/article-pdf/doi/10.1130/B36384.1/5735864/b36384/pdf>

Сведения об авторах

Фокин Павел Анатольевич – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры региональной геологии и истории Земли геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова
e-mail: fokinpav@rambler.ru

Калмыков Георгий Александрович – доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

e-mail: g.kalmykov@oilmsu.ru

References

1. Aliyev M.M., Batanova G.P., Khachatryan G.R. et al. Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. M.: Nedra, 1976. – 216 p.
2. Belyaeva N.V., Stashkova E.K. Sedimentation model of the Frasnian-Tournaisian deposits of the Kargin Depression in the system of the Kamsko-Kinelsky troughs. Yekaterinburg, 1999. – 123 p.
3. Vaksman S.I. Formation of linear mobile zones in the sedimentary cover of the Volga-Ural province. // *Geology of oil and gas*. 1989. № 9. from. 15–18.
4. Valeev R.N. Avlakogenes of the East European Platform. M.: Nedra, 1978. – 151 p.
5. Varlamov A.I., Melnikov P.N., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Petersilye V.I., Iutina M.M., Dakhnova M.V., Vitsenovsky M.Yu., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalov A.V. Omeenko. Results of Study and Prospects of Development of Unconventional Oil Deposits in High-Carbon Carbonate-Siliceous Deposits of Domanik Formation of Volga-Ural Province. // *Geology of Oil and Gas*. – 2020. – № 6. – pp. 33-52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
6. Garetsky R.G., Kiryukhin L.G., Kapustin I.N., Konischev V.S. Uncompensated deflections of the East European platform. Minsk: Science and Technology. 1990. – 102 p.
7. Zakharov V.A. Depths of basins and approaches to their reconstruction/Paleontology, stratigraphy and astrobiology. To the 80th anniversary of academician A.Yu. Rozanov. M.: PIN RAS, 2016. p. 208-228.
8. Kozhanov D.D., Bolshakova M.A. A brief history of the study of the oil and gas potential of the Volga-Ural basin. A look from the XXI century. // *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*. 2023, № 5. from. 117-128.
9. Kolchugin A.N., Safarov A.F., Validov M.F., Kalimullin A.M., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Khaidarova A.I., Korolev E.A., Khayuzkin A.S. Late Famennian-Tournaisian formation model within the axial and lateral zones of the Saraylin-sky trough (Republic of Tatarstan). *Geo-resources*. 2025;27(1):208-220.
<https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.24>
10. Milanovsky E.E. *Geology of the USSR. PART 1*. M.: Publishing House of Moscow State University. 1987. – 416 p.
11. Rodionova G.D., Umnova V.T., Kononova L.I., Ovnatanova N.S., Rzhonsnitskaya M.A., Fedorova T.I. Devon Voronezh antecline and Moscow syncline. M.: Science, 1995. – 265 p.
12. Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps. Ed.: Bogatsky V.I., Larionova Z.V. Ukhta: Publishing House of TP SIC, 2000. – 122 p., 65l.
13. Fokin P.A., Nikishin A.M. Tectonic development of the East European platform in the Devonian – early Carboniferous. // *Vestnik Mosk. University. Series 4. Geology*. 1999, № 6. from. 9-20.
14. Chuvashov B.I. Paleozoic carbonate platforms of the Ural mobile belt and its framing (late Devonian and early Carboniferous carbonate platforms) in the book: *Sedimentary basins of the Urals and adjacent regions: structural patterns and mineralogy*. Yekaterinburg, 2000, p. 68-87.
15. Khain V.E., Lomize G. *Geotectonics with the basics of geodynamics: textbook*. M.: Publishing House of Moscow State University. 1995. – 480 p.
16. Chuvashov B.I. Development history and biogenic characteristics of the late Devonian basin on the western slope of the Middle and Southern Urals. M.: Science, 1968. – 132 p.
17. Chuvashov B.I. Paleozoic carbonate platforms of the Ural movable belt and its borders (late Devonian and early Carboniferous carbonate platforms). // *Sedimentary basins of the Urals and adjacent regions: structural patterns and mineralogy*. Yekaterinburg, 2000, p. 68-87.
18. Shatsky N.S. The main features of the structure and development of the East European platform. // *Rev. USSR ACADEMY OF SCIENCES. Ser. geol.* 1946, № 1.
19. Shilyaev S.A. On the question of the genesis of the Kama-Kinel deflection system. – Book: *Geology and Development of Oil Resources in the Kama-Kinel Trough System*. M.: Science, 1991. from. 124-128.
20. Ellern S.S. Uncompensated deflections of ancient platforms – specific structures of the transitional stage. – In the book: *Uncompensated structures of ancient platforms and their oil and gas content*. Kazan, 1976. from. 3-26.

About the Authors

Pavel A. Fokin – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Regional Geology and History of the Earth, Faculty of Geology, Moscow State University named after M.V. Lomonosov

e-mail: fokinpav@rambler.ru

Georgy A. Kalmykov – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Department of Oil and Gas Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

e-mail: g.kalmykov@oilmsu.ru

Статья поступила в редакцию 30.03.2026

Принята к публикации 13.04.26;

Опубликована 30.04.2026

Связь фильтрационно-емкостных свойств и структуры пустотного пространства коллекторов турнейского яруса

К.Д. Шуматбаев^{1,2}, А.Н. Кольчугин³, Б.Г. Ганиев¹, А.А. Лутфуллин^{1,2}

¹СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

³Казанский (Приволжский) федеральный университет

В работе рассмотрена связь фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных коллекторов турнейского яруса с особенностями строения их пустотного пространства. Цель исследования – установление факторов, определяющих различия в проницаемости пород при близких значениях пористости, на основе комплексного анализа керна. Объектом изучения послужили карбонатные отложения турнейского яруса Волго-Уральского региона, представленные преимущественно вакстоунами и пакстоунами. Использован комплекс методов, включавший стандартные лабораторные определения пористости, проницаемости и связанной водонасыщенности, исследование анизотропии проницаемости на кубических образцах, петрографическое изучение шлифов и анализ структуры пустотного пространства по данным ЯМР. Установлено, что наиболее высокими ФЕС характеризуются пакстоуны, для которых типично сочетание межзерновых и внутризерновых пор, связанных каналами капиллярной размерности. Вакстоуны отличаются преобладанием микро- и мелкопорового пространства, слабой сообщаемостью пор и, как следствие, пониженными значениями проницаемости даже при сопоставимой пористости. Показано, что основную роль в формировании коллекторских свойств изученных пород играют вторичные поры выщелачивания, тогда как трещины имеют подчиненное значение. Выраженной анизотропии проницаемости в исследованной выборке не выявлено. При типизации турнейских карбонатных коллекторов и интерпретации ГИС необходимо учитывать не только количественные параметры пористости, но и морфологию, размерность и гидродинамическую связанность элементов пустотного пространства.

Ключевые слова: турнейские отложения, карбонатные породы-коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, структура пустотного пространства, литолого-петрографические исследования, ядерно-магнитный резонанс, пористость, проницаемость.

Для цитирования: Шуматбаев К.Д., Кольчугин А.Н., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А. (2026). Связь фильтрационно-емкостных свойств и структуры пустотного пространства коллекторов турнейского яруса. Трудноизвлекаемые запасы, 1(1), с.35-41

Correlation of filtration and capacitance properties and structure of hollow space of tournaisian reservoirs

K.D. Shumatbaev^{1,2}, A.N. Kolchugin³, B.G. Ganiev¹, A.A. Lutfullin^{1,2}

¹ SU of Tatneft-Dobycha PJSC Tatneft named after V.D. Shashin

² Almet'yevsk state technological university "Petroleum higher school"

³Kazan (Volga Region) Federal University

The paper discusses the relationship between the reservoir properties of the Tournaisian carbonate reservoirs and the structural features of their void space. The purpose of the study was to determine the factors that determine differences in rock permeability at similar porosity values based on a comprehensive core analysis. The object of study was the carbonate deposits of the Tournaisian stage of the Volga-Ural region, represented mainly by wackestones and packstones. A set of methods was used, including standard laboratory determinations of porosity, permeability and associated water saturation, a study of anisotropy of permeability on cubic samples, petrographic study of thin sections and analysis of the structure of the void space according to NMR data. It has been established that the highest filtration and capacitance properties are characterized by packstones, for which a combination of intergranular and intragranular pores connected by capillary channels is typical. Wackestones are characterized by a predominance of micro- and small-pore space, weak connectivity of pores and, as a result, reduced permeability values, even with comparable porosity. It has been shown that secondary leaching pores play the main role in the formation of reservoir properties of the studied rocks, while cracks have a subordinate value. No pronounced permeability anisotropy was detected in the studied sample. When typing Tournaisian carbonate reservoirs and interpreting well logs, it is necessary to take into account not only the quantitative parameters of porosity, but also the morphology, dimension and hydrodynamic connectivity of the elements of the void space

Keywords: Tournaisian deposits, carbonate reservoir rocks, reservoir properties, structure of the void space, lithological and petrographic studies, nuclear magnetic resonance, porosity, permeability.

Recommended citation: Shumatbaev K.D., Kolchugin A.N., Ganiev B.G., Lutfullin A.A. (2026). Correlation of filtration and capacitance properties and structure of hollow space of tournaisian reservoirs. Hard-to-Recover Reserves, 1(1), pp. 35-41

Введение

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) карбонатных пород-коллекторов определяются не только величиной открытой пористости и проницаемости, но и особенностями строения пустотного пространства, включая тип пор, размеры поровых каналов, степень их сообщаемости и распределение

пустот различного генезиса в породе (Lucia, 2005; Weger et al., 2009). В отличие от терригенных пород, для карбонатных коллекторов принципиально важно, что их коллекторский потенциал контролируется не только первичным литолого-фациальным строением, но и постседиментационными преобра-

зованиями: цементацией, растворением, перекристаллизацией, стилолитизацией, трещинообразованием и др. (Гмид, 2006; Morad et al., 2012; Lønøy, 2006; Ehrenberg, 2006). Именно эти процессы нередко определяют формирование вторичной пористости, перераспределение порового объема и изменение связности порового пространства, что может как улучшать, так и ухудшать фильтрационные свойства пород. Поэтому одинаковые значения пористости в карбонатных породах далеко не всегда соответствуют сопоставимым значениям проницаемости, поскольку последняя в значительной степени зависит от геометрии и гидродинамической связанности поровой сети (Даньщикова и др., 2017; Lucia, 1995).

Поровое пространство карбонатных коллекторов отличается сложным строением и многообразием морфогенетических типов пустотности (Lucia, 2005; Choquette and Pray, 1970). Наряду с межзерновыми и межкристаллическими порами в них могут быть развиты внутризерновые пустоты, поры выщелачивания, каверны, трещины растворения и тектонические трещины, причем вклад каждого из этих элементов в фильтрационные свойства пород может заметно различаться. По данным ранее выполненных исследований турнейских карбонатных отложений, главную роль в обеспечении коллекторских свойств часто играют вторичные поры выщелачивания и степень связанности таких пор (Морозов, Козина, 2008; Морозов и др., 2012; Королев и др. 2012). В связи с этим использование обобщенных петрофизических зависимостей и выделение коллекторов только по граничным значениям коэффициента пористости не всегда обеспечивает достоверное разделение продуктивных и малопродуктивных интервалов разрезов. Для более надежной типизации карбонатных коллекторов необходимо учитывать не только количественные параметры ФЕС, но и качественные особенности пустотного пространства, устанавливаемые по данным петрографического анализа, специальных исследований зерна и методов ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) (Пономарева И.Н. и др., 2025; 2015; Шуматбаев К.Д.; 2017, Шуматбаев К.Д., 2025).

Турнейские карбонатные отложения Южно-Татарского свода представляют собой удобный и практически значимый объект для решения этой задачи. Они достаточно хорошо изучены, сравнительно выдержаны по литологическому составу, по ним накоплен представительный материал прямых определений пористости и проницаемости, данных микроописания и геофизических исследований (Муслимов и др., 1999; Козина и др., 2005; Королев и др., 2012). По материалам литолого-петрографических работ среди наиболее распространенных типов пород в составе турнейских карбонатных кол-

лекторов выделяются вакстоуны и пакстоуны, существенно различающиеся по характеру распределения пустотного пространства и уровню фильтрационно-емкостных свойств (Kolchugin et al., 2024). При этом для практики интерпретации ГИС и типизации коллекторов особенно важно установить, какие элементы пустотного пространства определяют рост или снижение проницаемости при сходных значениях пористости, а также насколько надежно такие различия могут быть диагностированы по данным ЯМР и керновых исследований.

В связи с этим, целью настоящего исследования является установление связи между фильтрационно-емкостными свойствами карбонатных коллекторов турнейского яруса и особенностями строения их пустотного пространства на основе комплексного анализа стандартных и кубических образцов зерна, данных микроописания пород и результатов ЯМР.

Материалы и методы

Объектом исследования послужил керновый материал карбонатных отложений турнейского яруса Волго-Уральского региона. В качестве основных литологических разностей отложений рассматривались вакстоуны и пакстоуны, как наиболее характерные типы турнейских пород-коллекторов. Помимо макроописания зерна и оптико-микроскопического изучения структуры пустотного пространства, использовались данные комплексного изучения зерна, включавшие стандартные лабораторные определения коэффициентов пористости, проницаемости и связанной водонасыщенности, данные исследований абсолютной проницаемости на кубических образцах, структуры пустотного пространства по данным ЯМР. Такое сочетание методов позволило сопоставить интегральные петрофизические параметры с морфологией и связностью пустотного пространства.

Петрофизическая часть работы базировалась на анализе результатов стандартных лабораторных исследований зерна. Для образцов определялись коэффициенты пористости, проницаемости и связанной водонасыщенности, после чего полученные значения сопоставлялись с литологическим типом породы и особенностями ее пустотного пространства. Такой подход использован для выявления различий между основными литотипами и установления связи между фильтрационно-емкостными свойствами и организацией поровой среды. Для оценки возможной направленной неоднородности фильтрационных свойств выполнено исследование анизотропии проницаемости на кубических образцах по методике К.И. Багринцевой (Багринцева, 1999). Методика заключалась в измерении абсолютной проницаемости в трех взаимно перпендикулярных направлениях, что позволяло оценить степень ориентированности проводящих элементов пустотного

пространства и возможное влияние трещиноватости либо текстурной упорядоченности породы на фильтрацию.

Петрографическое изучение пород, помимо подробного послойного макроописания керна, включало изучение петрографических шлифов при помощи исследовательского поляризационного микроскопа Zeiss Axio Imager A2. Шлифы изучались для уточнения литологического типа пород, особенностей вторичных преобразований, выявления типа и морфологии порового пространства пород, степени сообщаемости пор и др.

Для более детальной характеристики структуры пустотного пространства применялся метод ЯМР. Интерпретация строилась на сопоставлении распределений времени поперечной релаксации T_2 , полученных в четырех состояниях образца: после высушивания при 105°C , в полностью водонасыщенном состоянии, после удаления воды из крупных пустот методом постукивания и после центрифугирования, когда в образце сохранялась преимущественно капиллярно удерживаемая вода. Такое поэтапное сравнение позволило различать микропоры, капиллярные поры и более крупные пустоты, а также судить о степени их гидродинамической сообщаемости.

Комплексная интерпретация результатов строилась на сопоставлении трех групп данных: стандартных петрофизических определений, петрографических наблюдений и ЯМР-характеристик. Это позволило оценить, какие элементы пустотного пространства вносят основной вклад в формирование коллекторских свойств, а также проследить, как различия в структуре поровой сети отражаются на величинах пористости и проницаемости.

Результаты

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются пакстоуны, тогда как наиболее низкие значения свойственны вакстоунам. Такая дифференциация согласуется с данными макро- и микроописания керна и отражает различия в строении пустотного пространства. Для пакстоунов характерно развитие вторичных пор выщелачивания, межкристаллических пустот и локально более крупных поровых каналов, обеспечивающих лучшую фильтрационную связанность (рис. 1а). Вакстоуны, напротив, чаще содержат преимущественно микропоры и изолированные либо слабо сообщающиеся вторичные поры, что ограничивает их проницаемость даже при наличии определенного объема порового пространства (рис. 1б).

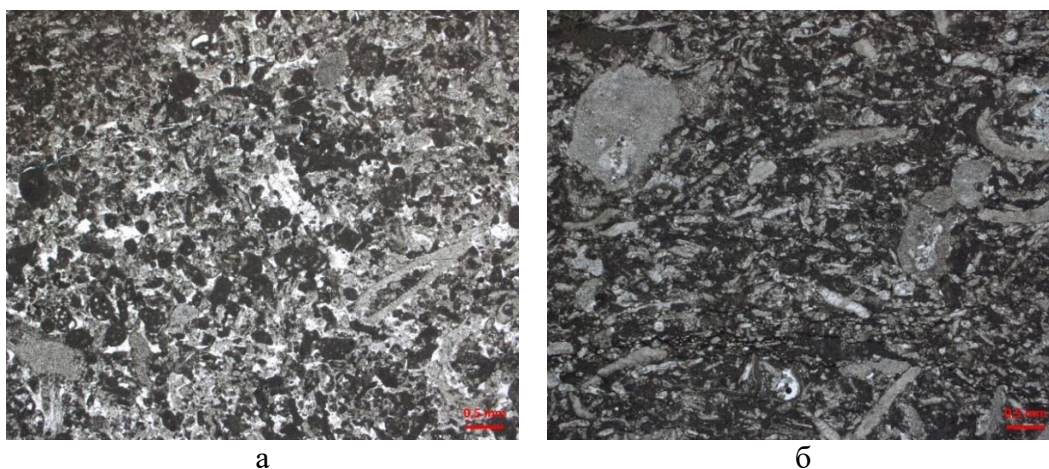


Рис. 1. Фотографии шлифов в проходящем свете наиболее типичных литотипов турнейского яруса:
а) пакстоуна, б) вакстоуна.

Сопоставление результатов измерений проницаемости в трех взаимно перпендикулярных направлениях на кубических образцах не выявило выраженной анизотропии (рис. 2). Это позволяет считать, что для изученных пород определяющее влияние на фильтрационные свойства оказывает не столько направленная трещиноватость или текстур-

ная ориентированность, сколько общий тип и связанность пустотного пространства. Полученный результат важен с практической точки зрения, поскольку указывает на ограниченную роль анизотропии проницаемости в исследованной выборке и подчеркивает необходимость акцента на морфологии пор и степени их сообщаемости.

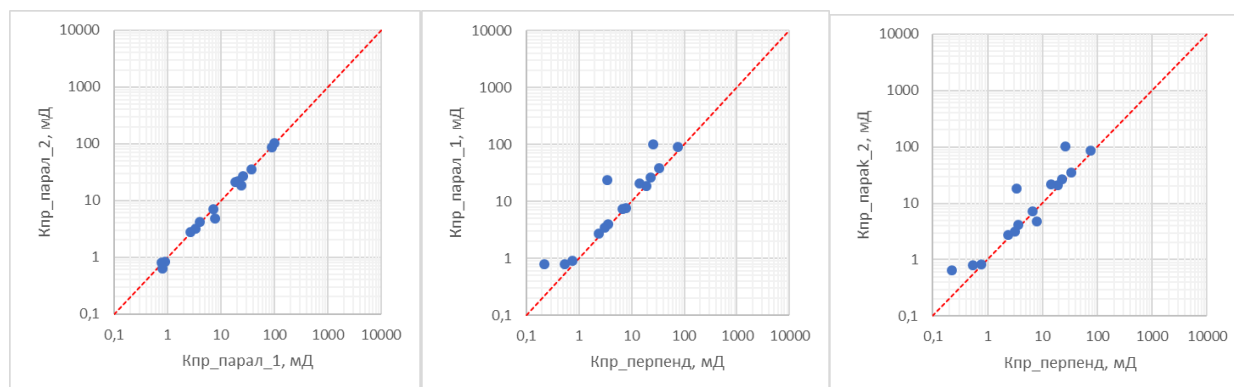
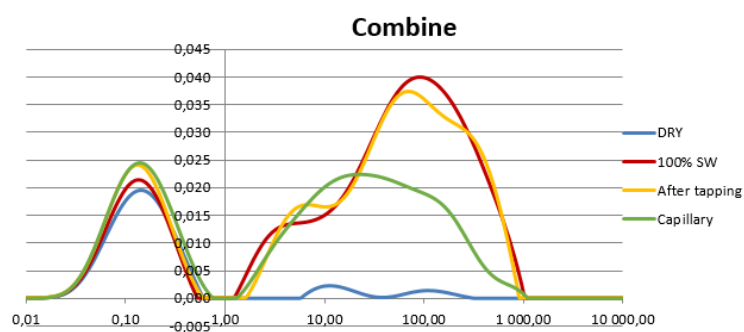
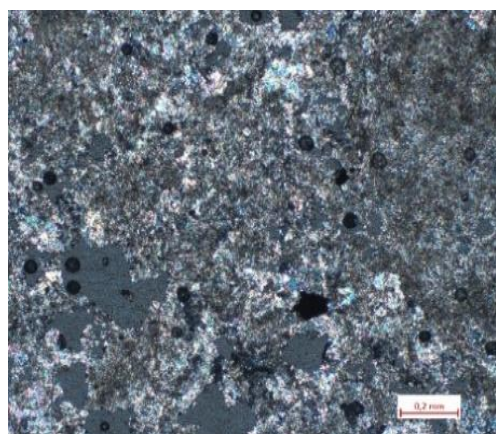
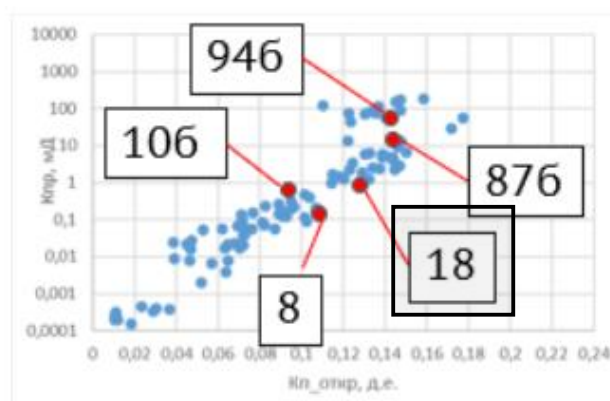
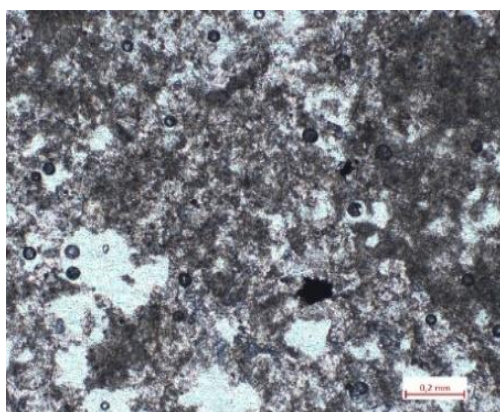


Рис. 2. Результаты исследования анизотропии проницаемости по методике К.И. Багринцевой (Багринцева, 1999).

По данным изучения петрографических шлифов, а также данным ЯМР- исследований установлено, что главным компонентом пустотного пространства исследованных карбонатных пород являются поры вторичного выщелачивания. Тектонические трещины и редкие трещины растворения имеют скорее подчиненное значение в формировании ФЕС. Показательным является образец 18, отобранный из кизеловского горизонта, относимый к

вакстоуну (рис. 3). Пустотное пространство представлено субкапиллярными и капиллярными порами, а также вторичными порами капиллярной размерности, преимущественно изолированными и слабо сообщающимися. По сопоставлению ЯМР-распределений установлено отсутствие выраженной каверновой пористости, сообщающейся с поверхностью образца, при наличии отдельных сравнительно крупных, но плохо связанных пустот.

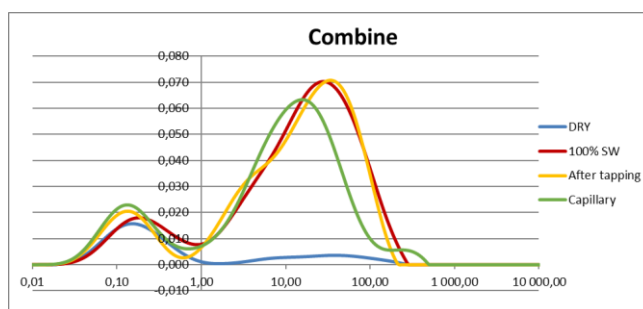
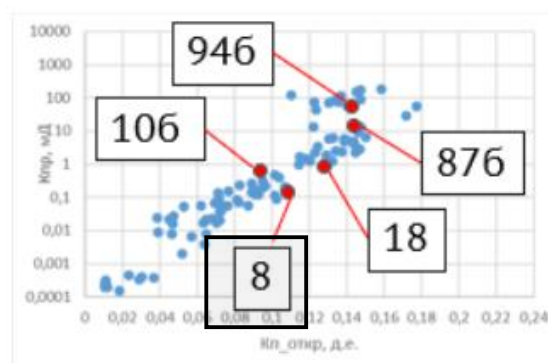
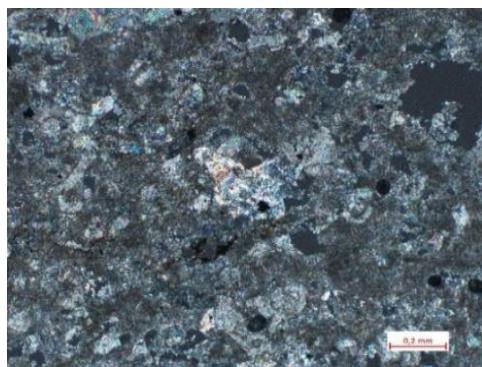


Кп – 13 %, Кпр – 0,93, Квс. – 31,8

Рис. 3. Пример изучения пустотного пространства известняка вакстоуна кизеловского горизонта (обр. 18).

Другой образец (образец 8), также относимый к вакстоуну, характеризуется преобладанием капиллярных пор и слабо сообщающихся пор выщелачивания (рис. 4). Это дополнительно подтверждает

низкий уровень гидродинамической связанности пустотного пространства для данной группы пород.

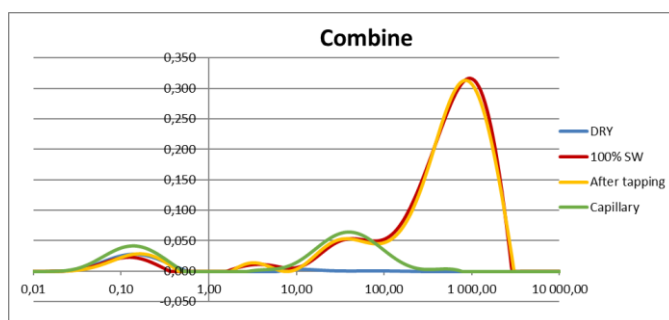
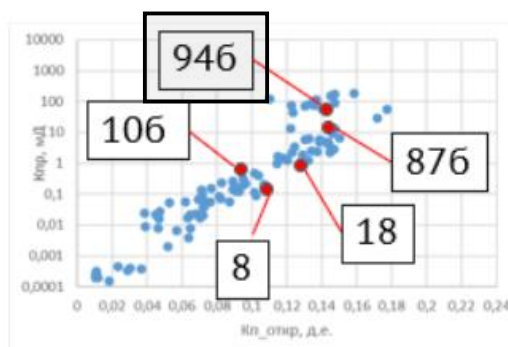
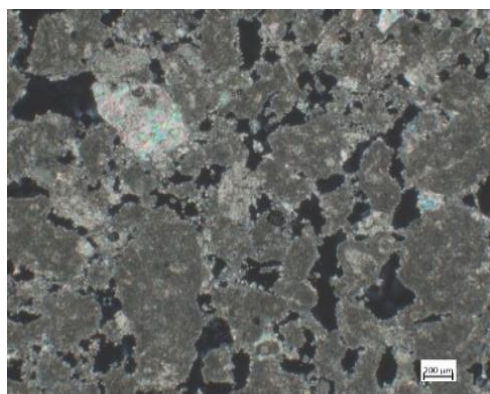


Кп – 10,8 %, Кпр – 0,173, Квс. – 43,6

Рис. 4. Пример изучения пустотного пространства известняка вакстоуна кизеловского горизонта (обр. 8).

Иной тип строения пустотно-порового пространства наблюдается в пакстоунах, что хорошо видно на примере образца 946, отобранного из кизеловского горизонта. Для него характерно наличие межзерновых пор, внутризерновых пор (биопустоты) и межкристаллических пор, развитых в цементирующем материале (рис. 5). По данным распределений T2 фиксируется наличие достаточно

крупных пустот, при этом их гидродинамическая связь осуществляется через каналы капиллярной размерности. Именно такая организация пустотного пространства обеспечивает более высокие фильтрационно-емкостные свойства пакстоунов по сравнению с вакстоунами.



Кп – 14 %, Кпр – 59,6, Квс. – 13,8

Рис. 5. Пример изучения пустотного пространства известняка пакстоуна кизеловского горизонта (обр. 946).

Полученные результаты показывают, что различия в ФЕС карбонатных коллекторов турнейского яруса определяются сочетанием двух факторов: исходного литотипа и последующих вторичных преобразований. Сам по себе переход от вакстоуна к пакстоуну важен, однако решающим становится развитие вторичного пустотного пространства, прежде всего, пор выщелачивания различной размерности. Для вакстоунов характерно преобладание микропорового и мелкопорового пространства при слабой сообщаемости пор. В результате даже при наличии определенной пористости фильтрационные характеристики остаются низкими. Для пакстоунов, напротив, сочетание первичных и вторичных пустот, а также наличие более крупных поровых элементов и каналов связи создает условия для роста проницаемости. Отсутствие выраженной анизотропии проницаемости в исследованных образцах не противоречит высокой неоднородности коллекторов. Напротив, это указывает на то, что неоднородность определяется преимущественно не ориентированными фильтрационными элементами, а пространственным распределением и связностью пор разного генезиса. Практическое значение результатов заключается в том, что стандартный подход к выделению коллекторов только по пористости может приводить к ошибкам. При близких значениях K_p породы могут существенно различаться по проницаемости и продуктивности вследствие различной структуры пустотного пространства. Поэтому для повышения достоверности интерпретации ГИС целесообразно использовать ЯМР-данные с обязательной настройкой на керновый материал.

Выводы

1. Установлено, что ключевым фактором, контролирующим фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов турнейского яруса, является не столько величина пористости, сколько структура пустотного пространства и степень гидродинамической связанности пор.

2. Наиболее высокими значениями проницаемости характеризуются пакстоуны, для которых типично сочетание внутризерновых (биопустот) и межзерновых пор выщелачивания, объединенных каналами капиллярной размерности. Вакстоуны отличаются преобладанием микро- и мелкопорового пространства, редким присутствием пор выщелачивания, а также слабой сообщаемостью пор, что обуславливает низкие значения проницаемости даже при близких к пакстоунам значениях коэффициента пористости.

3. По данным петрографических и ЯМР-исследований показано, что основную роль в формировании коллекторских свойств изученных пород играют вторичные поры выщелачивания, тогда как другие типы пустотности в исследованной выборке имеют подчиненное значение.

4. Исследование кубических образцов не выявило выраженной анизотропии проницаемости, что позволяет связывать неоднородность коллекторов прежде всего с неориентированным распределением пустот разного генезиса, а не с направленной трещиноватостью.

5. Для практики изучения трудноизвлекаемых запасов турнейских карбонатных отложений рекомендуется детальнее подходить к выделению литотипов коллекторов, прогнозировать их проницаемость на основе комплексной интерпретации керновых данных, петрографии и ЯМР, а не только по граничным значениям коэффициента пористости. Полученные результаты могут быть использованы при настройке петрофизических зависимостей, интерпретации ГИС и построении геолого-технологических моделей залежей, приуроченных к сложно построенным карбонатным коллекторам.

Литература

1. Choquette P.W., Pray L.C. *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*. AAPG Bulletin. 1970. Vol. 54. P. 207-250. DOI: 10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.
2. Ehrenberg S.N. *Porosity Destruction in Carbonate Platforms* // *Journal of Petroleum Geology*. 2006. Vol. 29. P. 41-52. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2006.00041.x.
3. Kolchugin A., Morozov V., Korolev E., Khauzkin A., Eskin A. *The structure of the pore space of Tournaisian reservoir rocks in the southeast of Tatarstan Republic* // *E3S Web of Conferences*. 2024. Vol. 524. 03002. DOI: 10.1051/e3sconf/202452403002.
4. Lønøy A. *Making Sense of Carbonate Pore Systems* // *AAPG Bulletin*. 2006. Vol. 90, No. 9. P. 1381-1405. DOI: 10.1306/04060605112.
5. Lucia F.J. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*. Springer, 2007. 336 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72742-2.
6. Lucia F.J. *Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization* // *AAPG Bulletin*. – 1995. Vol. 79. No. 9. P. 1275-1300.
7. Morad S., Al-Ramadan K., Ketzer J.M., De Ros L.F. *Impact of diagenesis on the spatial and temporal distribution of reservoir quality in the Jurassic Arab D and C members, offshore Abu Dhabi oilfield, United Arab Emirates* // *GeoArabia*. 2012. Vol. 17, No. 3. P. 17-56.
8. Weger R.J., Eberli G.P., Baechle G.T., Mas-saferro J.L., Sun Y.-F. *Quantification of Pore Structure and Its Effect on Sonic Velocity and Permeability in Carbonates* // *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 10. P. 1297-1317. DOI: 10.1306/05270909001.

9. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999. 285 с. ISBN 5-7281-0263-8.

10. Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1-23.

11. Даньщикова И.И., Майдль Т.В., Журавлев А.В., Стаценко Е.О., Филиппов В.Н. Микроморфология пустотного пространства в карбонатных коллекторах на севере Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/5_2017.

12. Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Основные типы карбонатных коллекторов турнейского яруса Республики Татарстан // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С. 9-16.

13. Королев Э.А., Морозов В.П., Кольчугин А.Н. Особенности строения и формирования карбонатных пород-коллекторов турнейского яруса Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 42-45.

14. Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. Казань: ПФ «Гарт», 2007. 201 с.

15. Морозов В.П., Плотникова И.Н., Закиров Р.Х., Кольчугин А.Н., Кальчева А.В., Королев Э.А. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов // Георесурсы. – 2012. – № 4(46). – С. 2-5.

16. Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендарев В.В. Геология турнейского яруса Татарстана. Казань: Мониторинг, 1999. 186 с.

17. Пономарева И.Н., Новиков В.А., Мартюшев Д.А., Разницын А.В. Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства. Георесурсы. 2025;27(3):221-232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

18. Шуматбаев К.Д., Привалова О.Р., Ахметзянов Р.В., Гайнуллина Е.К., Кучурина О.Е., Шишлова Л.М. Проблемы и пути решения дифференциации карбонатных коллекторов по структуре пустотного пространства. // Сборник 19-й Научно-практической конференции по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа «Г"геомодель-2017», "Геленджик, 11-14 сентября 2017 года.

19. Шуматбаев К.Д. Связь фильтрационно-емкостных свойств и структуры пустотного пространства коллекторов турнейского яруса. // Сборник тезисов II Международной научно-практической конференции «Карбонатные отложения-2025». Издательство «"Знание-М"», Новокузнецк, 2025; стр. 87-90.

Сведения об авторах

Шуматбаев Кирилл Дмитриевич – кандидат геол.-минерал. наук, главный эксперт (по петрофизическим исследованиям), Департамент разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Кольчугин Антон Николаевич – кандидат геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой минералогии и литологии Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: Anton.Kolchugin@gmail.com

Ганиев Булат Галиевич – кандидат тех. наук, начальник департамента, Департамент разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Лутфуллин Азат Абузарович – кандидат тех. наук, заместитель начальника департамента, Департамент разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

References

1. Choquette P.W., Pray L.C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin. 1970. Vol. 54. P. 207-250. DOI: 10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.

2. Ehrenberg S.N. Porosity Destruction in Carbonate Platforms // Journal of Petroleum Geology. 2006. Vol. 29. P. 41-52. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2006.00041.x.

3. Kolchugin A., Morozov V., Korolev E., Khaizkin A., Eskin A. The structure of the pore space of Tournaisian reservoir rocks in the southeast of Tatarstan Republic // E3S Web of Conferences. 2024. Vol. 524. 03002. DOI: 10.1051/e3sconf/202452403002.

4. Lønøy A. Making Sense of Carbonate Pore Systems // AAPG Bulletin. 2006. Vol. 90, No. 9. P. 1381-1405. DOI: 10.1306/04060605112.

5. Lucia F.J. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. Springer, 2007. 336 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72742-2.

6. Lucia F.J. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization // AAPG Bulletin. – 1995. Vol. 79. No. 9. P. 1275-1300.

7. Morad S., Al-Ramadan K., Ketzer J.M., De Ros L.F. Impact of diagenesis on the spatial and temporal distribution of reservoir quality in the Jurassic Arab D and C members, offshore Abu Dhabi oilfield, United Arab Emirates // *GeoArabia*. 2012. Vol. 17, No. 3. P. 17-56.

8. Weger R.J., Eberli G.P., Baechle G.T., Mas-saferro J.L., Sun Y.-F. Quantification of Pore Structure and Its Effect on Sonic Velocity and Permeability in Carbonates // *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 10. P. 1297-1317. DOI: 10.1306/05270909001.

9. Bagrintseva K.I. Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs. M.: RSUH, 1999. 285 p. ISBN 5-7281-0263-8.

10. Gmid L.P. Lithological aspects of the study of carbonate reservoir rocks//Oil and gas geology. Theory and practice. – 2006. – № 1. – P. 1-23.

11. Danshchikova I.I., Maidl T.V., Zhuravlev A.V., Statsenko E.O., Filippov V.N. Micromorphology of the void space in carbonate reservoirs in the north of the Timan-Pechora province//Oil and gas geology. Theory and practice. 2017. VOL. 12. № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/5_2017.

12. Kozina E.A., Morozov V.P., Korolev E.A., Pikalev S.N. The main types of carbonate reservoirs of the Tournaisian stage of the Republic of Tatarstan//Oil and gas business. 2005. VOL. 3. P. 9-16.

13. Korolev E.A., Morozov V.P., Kolchugin A.N. Features of structure and formation of carbonate reservoir rocks of the Tournaisian stage of the Republic of Tatarstan//Oil industry. – 2012. – № 3. – P. 42-45.

14. V.P. Morozov, E.A. Kozina. Lower Carboniferous Tournaisian carbonate rocks. Kazan: PC "Garth," 2007. 201 p.

15. Morozov V.P., Plotnikova I.N., Zakirov R.Kh. Kolchugin A.N., Kalcheva A.V., Korolev E.A. Morphological and genetic classification of structures of the void space of carbonate reservoir rocks//Georesources. – 2012. – № 4(46). – P. 2-5.

16. Muslimov R.Kh., Vasyasin G.I., Shakirov A.N., Chendarev V.V. Geology of the Tournaisian stage of Tatarstan. Kazan: Monitoring, 1999. 186 p.

17. Ponomareva I.N., Novikov V.A., Martyushev D.A., Raznitsyn A.V. Study of relationships between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex structure of hollow space. *Geo-resources*. 2025;27(3):221-232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

18. Shumatbaev K.D., Privalova O.R., Akhmetzyanov R.V., Gainullina E.K., Kuchurina O.E., Shishlova L.M. Problems and ways to solve the differentiation of carbonate reservoirs by the structure of the void space //Collection of the 19th Scientific and Practical Conference on Geological Exploration and Development of Oil and Gas Fields "G "geomodel- 2017,"" Gelendzhik, September 11-14, 2017.

19. Shumatbaev K.D. Relationship between the reservoir properties and the structure of the void space of the Tournaisian reservoirs //Collection of theses of the II International Scientific and Practical Conference "Carbonate Deposits – 2025." Publishing house "Knowledge-M," Novokuznetsk, 2025: P. 87-90.

About the Authors

Kirill D. Shumatbaev – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, chief Expert (Petrophysical Research), Field Development Department, TAT-NEFT-Production, PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin

75 Lenina St., Almet'yevsk, 423450, Russia

e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Anton N. Kolchugin – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan (Volga) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

e-mail: Anton.Kolchugin@gmail.com

Bulat G. Ganiev – Ph.D. in Technical Sciences, Head of Department, Field Development Department, TATNEFT-Production, PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin

75 Lenina St., Almet'yevsk, 423450, Russia

Azat A. Lutfullin – Ph.D in Technical Sciences, Deputy Head of Department, Field Development Department, TATNEFT-Production, PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin

75 Lenina St., Almet'yevsk, 423450, Russia

e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 03.04.2026

Принята к публикации 17.04.26;

Опубликована 30.04.2026