

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ISSN 1608-5043 (Print)

ISSN 1608-5078 (Online)

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 28. № 3. 2026

www.geors.ru



НОВАТЭК

ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ

IV ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

GEORESURSY

GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL



Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

«Произведение оптимизма на знание – величина постоянная». Эта формула, принадлежащая лауреату Нобелевской премии по физике Льву Давыдовичу Ландау, универсальна и применима к любым процессам.

В текущем квартале произошло событие, которое «войдет в учебники нефтяной истории» и «для экономики России ... сопоставимо старту добычи тюменской нефти в советские годы...», – стартовал арктический проект «Восток Ойл». В бухте Север начались первые загрузки танкеров для транспортировки нефти по Севморпути. В качестве нефтяного донора выступило Ванкорское месторождение со своими спутниками, которые соединили с терминалом «Север». Для этого был построен магистральный нефтепровод длиной около 800 км. Как следует из печати, во «втором полугодии 2027 года добыча ожидается 30 млн т, к 2030-му – до 50 млн т». Однако напомним, что старт Ванкорской добычи состоялся в 2009 году после завершения строительства 555 км нефтепровода на юг до НПС «Пурпе». В 2014 г. месторождение вышло «на полку» с годовой добычей 22 млн т, и за последнее десятилетие добыча на нем сократилась кратно. Исходя из этого, надо ожидать, что в начале 2027 года главная нефть должна идти уже с Пайяхско-Иркинского кластера. Для этого на Таймыре, дополнительно к уже построенным магистральному нефтепроводу и морскому порту, «идет строительство 15 промысловых городков и двух новых аэродромов».

Несмотря на ожидания, огонь «Персидской ярости» продолжается. Блокированные Ормузский и Баб-эль-Мандебский проливы существенно сократили экспортные потоки нефти и газа от основных экспортеров этого района (Саудовской Аравии, ОАЭ, Ирака, Катара), что, несомненно, должно играть на руку нефтегазовому сектору РФ и, казалось бы, открывает ему возможность быстро занять освободившиеся рынки сбыта. Однако по сводкам ОПЭК+ Россия отстает на 1,169 млн барр. суточной добычи нефти от согласованной картелем квоты на фоне заявления МЭР РФ, которое подтвердило падение добычи нефти на 3,4% в 2026 году. В итоге освободившиеся ниши мирового нефтегазового рынка агрессивно занимают другие игроки – Аргентина, Венесуэла, Бразилия, Гайана и, конечно, США, которые к 2030 году планируют занять 30% мирового рынка

СПГ и уже удерживают 10% мирового экспорта нефти и нефтепродуктов.

Во имя сохранения уровней производства СПГ Минфин РФ планирует продлить срок применения нулевого НДС проекту «Ямал СПГ» в обмен на регазификацию СПГ на Камчатке и развитие национальных проектов производства аммиака и водорода. Очевидно, это решение позволит продолжить дальнейшее функционирование арктического проекта, особенно на фоне того, что с 2027 года страны ЕС окончательно перестанут закупать его газ. В этой связи решающее значение приобретает обеспечение круглогодичной навигации по Севморпути для транспортировки добытого газа с «Арктик СПГ» и «Ямал СПГ» в Китай – возможно, единственному покупателю. А поскольку период летней навигации по Севморпути длится пять месяцев, то остальные семь месяцев газовозы вынуждены совершать «кругосветки», чтобы доставить СПГ в китайский порт Бейхай.

И, уже по традиции, о позитивных новостях

Этот номер журнала посвящен IV конференции «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии», организованной Компанией НОВАТЭК. Интерес к этому району понятен, т.к. вся ресурсная и сырьевая база Компании находится в ямальских недрах. Также хорошо известно, что качество этой базы существенно сложнее и хуже, чем у газового соседа – национального достояния. В этой связи заслуживают внимания и тиражирования технологические решения, которые Компания применяет для добычи УВС из сложнопостроенных и ультранизкопроницаемых отложений ачимовской толщи и тюменской свиты. Основной мотив конференции, на мой взгляд, заключается в утверждении того, что даже гениальные технологические решения так и останутся нереализованными, если не адаптировать налоговую систему нефтегазодобычи, классификацию запасов, систему лицензирования и недропользования. Учитывая лимит по времени, нарастание санкционного давления, решение сложнейших технологических задач на фоне экстремальных арктических условий, регулирование обозначенных проблем является для Компании системными.

Искренне ваш,

*Главный редактор журнала «Георесурсы»
Директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,*

Член-корреспондент РАЕН, к.г.-м.н.

Александр Владимирович Соколов



www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 28. № 3. 2026

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое
научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Главный редактор

А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО»
Нижевартовск, Россия

Индексация журнала

Журнал включен/индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- RSCI
- Белый список (уровень 1)
- Перечень ВАК (категория К1)

Квартиль журнала Q2 по данным SCImago (SJR)
(в 2025 г. по направлению «Геология»)

Редакционная коллегия

Д.Д. Агапитов, ООО «Институт геотехнологий» (Группа ИГТ),
Москва, Россия
С.Г. Кузьменков, Югорский государственный университет,
Ханты-Мансийск, Россия
А.А. Лутфуллин, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия
Д.А. Мартюшев, Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия
А.А. Нежданов, Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия
В.В. Силантьев, Казанский (Приволжский) Федеральный
университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
М.Ю. Спасенных, Сколковский институт науки и технологий,
Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Tianshou MA, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, China
Bassem Sayed Nabawy, National Research Centre, Cairo, Egypt
Ali Kakhodaie, University of Tabriz, Tabriz, Iran

Полнотекстовая электронная версия журнала
в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:

Д.А. Христофорова

Редактор: А.В. Николаев; специалист по верстке: И.С. Абросимова;

—специалист по переводу: А.В. Муравьев;

веб-редактор: А.П. Сабиров

Учредитель: Д.А. Христофорова.

Издатель: ООО «Георесурсы»

Содержание

Итоги IV ежегодной конференции «ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ»	5
--	---

Статьи

Совместная разработка нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей с околокритическим состоянием пластовых флюидов	9
<i>С.В. Колбиков, М.В. Никонов, В.Ф. Истишева, И.В. Гейст, В.С. Вокуев, Д.Ю. Воронцов, П.В. Меркушин, Л.А. Улыбина</i>	

Предпосылки нефтегазоносности палеозоя севера Западной Сибири (по данным плитотектонических реконструкций и сейсморазведки 3D)	19
<i>Е.А. Потапова, Р.Р. Шакиров, А.Г. Коцеев, Д.Л. Гендель</i>	

Подходы к интерпретации сейсмических данных 3D при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (Фроловская мегавпадина)	28
<i>А.И. Хисамутдинова, А.С. Гриневский, Д.Е. Мирошниченко, А.Ф. Романчук, А.А. Баранцев, Р.Ю. Бояркин, Т.Н. Кирьянова, А.А. Бакулин</i>	

Объёмное выделение палеорусловых тел в интервале интересов по сейсмическим данным на основе синтетического обучения нейронной сети	46
<i>А.Е. Сорокин, Р.Р. Шакиров</i>	

Интеграция скважинных данных в граф сейсмической обработки для выделения флюидного контраста в АВО-атрибутах	54
<i>И.В. Мусатов, А.А. Матигоров, И.М. Хамитуллин, С.Р. Ольшевский, М.Ю. Шаповалов</i>	

Динамический палеотектонический анализ как способ локализации инверсионных зон в осадочном чехле	60
<i>А.В. Соколов</i>	



www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 28. № 3. 2026

Российский центр научной информации сообщает об утверждении российской части Единого государственного перечня научных изданий – «Белого списка»

Утверждение «Белого списка» проходило в несколько этапов. РЦНИ был сформирован исходный список научных журналов, который был направлен на экспертизу в профильные и региональные отделения Российской академии наук.

На основании полученных экспертных оценок решением Межведомственной рабочей группы отечественным журналам были присвоены уровни от 1 до 4.

По состоянию на 09.09.2025 г. в российскую часть перечня вошло 3120 журналов:

- первый уровень – 634 журнала,
- второй уровень – 705 журналов,
- третий уровень – 916 журналов,
- четвертый уровень – 865 журналов.

По результатам экспертных оценок журналу «Георесурсы» присвоен 1 (высший) уровень.

«Белый список» журналов доступен на сайте:
<https://journalrank.rcsi.science/ru/>

Адрес редакции и издателя

Россия, 420087, Республика Татарстан, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (регистрационный номер и дата принятия решения о регистрации ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г.).

Дата выхода в свет 30.09.2026. Тираж 1000. Цена: бесплатно.

Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость». Россия, 420029, Республика Татарстан, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2026 Научно-технический журнал «Георесурсы».

Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Содержание

Статьи

Интеграция результатов капилляриметрии и ЯМР-релаксометрии: от линейной калибровки к нелинейной 2D-интерпретации67

А.Г. Хохолков, К.А. Костеневич, В.С. Корытов

Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для оценки коэффициента пористости на примере ачимовских отложений (часть 1)82

Л.А. Успенская, Н.А. Шадчнев, В.К. Виноградов, П.В. Быбин, А.С. Буткеев, А.Г. Маникин, К.В. Андрюхин

Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для оценки коэффициента пористости на примере ачимовских отложений (часть 2)97

Л.А. Успенская, Н.А. Шадчнев, А.А. Мигилев, А.С. Буткеев, А.Л. Солодовников, А.А. Карев, А.Г. Маникин

Автоматизированное прослеживание сейсмических отражающих горизонтов по разреженной экспертной разметке методами глубокого обучения: апробация на клиноформных ачимовских отложениях севера Западной Сибири107

Д.А. Богоедов, Н.С. Безухов, А.И. Павлюк, П.А. Авдеев, А.К. Базанов, И.И. Ефремов, Р.Р. Шакиров, М.Ю. Шаповалов

Химико-аналитические методики в ряду современных подходов к решению задачи определения относительных дебитов нефтяной фазы пластов при их совместной эксплуатации в добывающих скважинах117

Ю.В. Коржов, М.Г. Кульков, М.С. Яковлев, М.Я. Кузина

Подход к оценке эффективности закачки азота с целью блокирования воды и увеличения добычи нефти131

В.К. Деревянко, И.Ф. Минханов, К.И. Максаков, А.В. Пенюгин, А.А. Коноваленко, О.В. Аникин, Г.Д. Сергеев, В.А. Кадышева, М.А. Варфоломеев

Построение карт гидрогеохимических показателей с учетом строения вмещающих отложений142

А.А. Сидоров, А.Г. Плавник

Выявление геодинамической активности горных пород по результатам измерений в скважинах электромагнитного излучения и геоакустической эмиссии152

Е.А. Баженова, Н.А. Белоглазова, У.В. Дорогань



www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

GEORESURSY

V. 28. Is. 3. 2026

Key title: "Georesursy"
Parallel title: "Georesources"

Editor in Chief: Alexander V. Sokolov
PETROGECO LLC
Nizhnevartovsk, Russian Federation

Editorial Board

Dmitry D. Agapitov, Institute of Geotechnology,
Moscow, Russian Federation

Stanislav G. Kuzmenkov, Yugra State University,
Khanty-Mansiysk, Russian Federation

Azat A. Lutfullin, Tatneft PJSC, Almeteyevsk,
Russian Federation

Dmitriy A. Martyshev, Perm National Research
Polytechnic University, Perm, Russian Federation
Alexey A. Nezhdanov, West Siberian Research
Institute of Geology and Geophysics, Tyumen,
Russian Federation

Vladimir V. Silantiev, Kazan (Volga Region)
Federal University, Kazan, Russian Federation

Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics
Company, Moscow, Russian Federation

Mikhail Yu. Spasennykh, Skoltech, Moscow,
Russian Federation

Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow
State University, Moscow, Russian Federation

Tianshou MA, Southwest Petroleum University,
Chengdu, Sichuan, China

Bassem Sayed Nabawy, National Research Centre,
Cairo, Egypt

Ali Kadkhodaie, University of Tabriz, Tabriz, Iran

Georesursy = Georesources is a peer-reviewed
Scientific and Technical Journal
published since 1999.

The journal is included/indexed in:

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- DOAJ;
- CAS databases;
- GeoRef database.

The full-text e-versions of the articles are available on:
www.geors.ru

Table of Contents

4th Annual Conference

**"THE POTENTIAL OF THE NORTH OF WESTERN
SIBERIA: RESOURCES AND TECHNOLOGIES"5**

Research Articles

Joint Development of Oil and Gas-Condensate

Reservoirs With Near-Critical Reservoir Fluid States9

*S.V. Kolbikov, M.V. Nikonov, V.F. Istisheva, I.V. Gejst, V.S. Vokuev,
D.Yu. Vorontsov, P.V. Merkushin, L.A. Ulybina*

Prerequisites for Paleozoic Oil and Gas Potential

**in Northern Western Siberia (Based on Plate-Tectonic
Reconstructions and 3D Seismic Data)19**

E.A. Potapova, R.R. Shakirov, A.G. Koshcheev, D.L. Gendel

Approaches to 3D Seismic Data Interpretation

**in the Study of the Pre-Jurassic Complex of Western Siberia
(Frolovskaya Megadepression)28**

*A.I. Khisamutdinova, A.S. Grinevsky, D.E. Miroshnichenko,
A.F. Romanchuk, A.A. Barantsev, R.Yu. Boyarkin, T.N. Kiryanova,
A.A. Bakulin*

Volumetric Delineation of Paleochannel Bodies within an

**Interval of Interest from Seismic Data Based on Synthetic
Training of a Neural Network46**

A.E. Sorokin, R.R. Shakirov

Integration of Well Data Into the Seismic Processing

Graph for Fluid Contrast Detection in Avo Attributes54

*I.V. Musatov, A.A. Matigorov, I.M. Khamitullin, S.R. Olshchevsky,
M.Yu. Shapovalov*

Dynamic Paleotectonic Analysis as a Method for Localizing

Inversion Zones in the Sedimentary Cover60

A.V. Sokolov

Editorial office

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Scientific Editor: Guzel Mukhamadullina
Editor: Irina Abrosimova
Translator: Alexander Muraviev
Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy LLC

Editorial and Publisher's address:

Avetievskaya magistral st., 18, build. 2,
ap. 3, Kazan, Republic of Tatarstan, 420087,
Russian Federation
Phone: +7 927 0390530
e-mail: mail@geors.ru

All the materials of the Journal Georesursy are
available under the CC BY license
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Registered by the Federal Service for
Supervision of Communications and Mass
Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year
Circulation: 1000 copies
Issue date: 30 September 2026

© 2026 Scientific and Technical Journal
Georesursy = Georesources

Published by Georesursy LLC

Table of Contents**Research Articles**

**Integration of Capillary and Nmr Relaxometry Results:
From Linear Calibration to Nonlinear 2D Interpretation** 67
A.G. Khokholkov, K.A. Kostenevich, V.S. Korytov

**Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings
for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov
Formation (Part 1)** 82
*L.A. Uspenskaya, N.A. Schadchnev, V.K. Vinogradov, P.V. Bybin, A.S. Butkeev,
A.G. Manikin, K.V. Andryukhin*

**Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings
for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov
Formation (Part 2)** 97
*L.A. Uspenskaya, N.A. Schadchnev, A.A. Migilev, A.S. Butkeev, A.L.
Solodovnikov, A.A. Karev, A.G. Manikin*

**Reinforcement-Learning Tracking of Seismic Horizons From Sparse
Expert Interpretation: A Case Study on the Achimov Clinoform
Deposits of Northern West Siberia** 107
*D.A. Bogodov, N.S. Bezukhov, A.I. Pavliuk, P.A. Avdeev, A.K. Bazanov, I.I.
Efremov, R.R. Shakirov, M.Yu. Shapovalov*

**Chemical Analytical Techniques Among Modern Approaches
to Solving the Problem of Determining the Relative Oil-Phase
Debits in Reservoirs During Their Joint Development
in Production Wells** 117
Yu.V. Korzhov, M.G. Kulkov, M.S. Yakovlev, M.Ya. Kuzina

**An Approach to Assessing the Effectiveness of Nitrogen Injection
for Water Blocking and Enhanced Oil Recovery** 131
*V.K. Derevyanko, I.F. Minkhanov, K.I. Maksakov, A.V. Penigin, A.A.
Konovalenko, O.V. Anikin, G.D. Sergeev, V.A. Kadyshcheva, M.A. Varfolomeev*

**Mapping of Hydrogeochemical Parameters With Data
on the Aquifers Morphology** 142
A.A. Sidorov, A.G. Plavnik

**Identification of Geodynamic Activity of Rocks Based on
Measurements of Electromagnetic Radiation and Geoacoustic
Emission in Wells** 152
E.A. Bazhenova, N.A. Beloglazova, U.V. Dorogan

IV ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

16–17 июня 2026 года в Тюмени состоялась IV ежегодная конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии», организованная Компанией НОВАТЭК.

В работе конференции приняли участие более 700 специалистов из 250 организаций – российских и зарубежных нефтегазодобывающих и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов, вузов, государственных органов. В работе пленарных и стратегических сессий, круглых столов и технологических секций участвовали представители НОВАТЭК, Газпром нефти, Газпрома, Роснефти, ЛУКОЙЛа, Татнефти, CNPC, Сколковского института науки и технологий, МГУ им. М.В. Ломоносова, Казанского федерального университета, ИПНГ РАН, ФБУ «ГКЗ» и ряда других организаций. Программа конференции охватила широкий спектр направлений: от петрофизики и оценки зрелых месторождений до технологий горизонтального бурения и геонавигации, от методов увеличения газо- и конденсатоотдачи до цифровых двойников и искусственного интеллекта в геологоразведке и добыче.





В.А. Кудрин
Заместитель Председателя Правления – директор
по геологии ПАО «НОВАТЭК»,
Председатель организационного комитета
конференции

«Освоение севера Западной Сибири начиналось в сложных климатических условиях, но с простых по геологическому строению залежей. На сегодня наша задача создать условия и технологии, архитектуру общего процесса для вовлечения трудноизвлекаемых запасов газа и конденсата ачимовки и юры, научиться работать быстро, оперативно. Это очень важная задача на ближайшие 5–10 лет»

Пленарная сессия была посвящена инструментам повышения эффективности через синергию и партнёрство. Две стратегические сессии сфокусировались на экосистеме инноваций и практическом применении ИИ в нефтегазовой отрасли. Технологические секции объединили более 100 докладов по сейсморазведке, ГИС, геомеханике, методам увеличения газо- и конденсатоотдачи, цифровизации добычи на месторождениях.

Конференция закрепила статус площадки, на которой пересекаются дисциплины и интересы: геология, разработка, бурение, сейсморазведка, ГРП, петрофизика и цифровые технологии рассматриваются не изолированно, а как единый комплекс задач освоения сложной ресурсной базы севера Западной Сибири. В центре дискуссий – поиск ответов на вопрос, как обеспечить устойчивость добычи в условиях перехода от традиционных запасов к трудноизвлекаемым, от освоенных территорий к новым технологическим вызовам.

Вадим Владиславович Яковлев, Первый заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК», открыл пленарную дискуссию обобщением стратегического вызова, стоящего перед отраслью. По его словам, энергостратегия России предполагает существенный рост добычи газа, и задача отрасли сделать этот рост конкурентоспособно, обеспечив рентабельность и возможность реинвестирования. Конкурентоспособность определяется четырьмя факторами: качеством ресурсной базы, технологической оснащённостью, операционной эффективностью и соответствием налоговой регуляторики стратегическим задачам.

В.В. Яковлев
Первый заместитель Председателя Правления,
ПАО «НОВАТЭК»

«Надежды на масштабные открытия лёгких запасов в традиционных центрах добычи больше нет – задача роста и поддержания добычи связана с более сложной и истощённой ресурсной базой. Надым-Пур-Тазовский регион выделяется как центр с подтверждёнными запасами и готовой инфраструктурой, но окно вовлечения трудноизвлекаемых ресурсов ограничено геолого-технологически. Для реализации этого потенциала в горизонте трёх–пяти лет необходимы новые технологии и доработка налоговых механизмов»

В ходе пленарной сессии технологический опыт освоения сложных запасов представил Е Сюфен, директор департамента разработки китайской национальной компании по разведке и разработке нефти и газа (CNODC). Спикер рассказал о практике



применения сверхдлинных горизонтальных скважин протяжённостью порядка 5000 метров и многостадийного гидроразрыва пласта более 100 стадий на скважину, позволяющих увеличивать добычу в 3–5 раз по сравнению с традиционными способами. По его словам, низкопроницаемые и сланцевые коллекторы составляют около 40% добычи газа в Китае, что предопределило накопленный опыт работы с аналогичными по сложности объектами.

**Е Сюфен**

**Директор департамента разработки,
Китайская национальная компания по разведке
и разработке нефти и газа (CNOOC)**

«Мы готовы предоставлять помощь, ресурсы и наш сервисный потенциал, особенно в сфере изыскания и добычи трудноизвлекаемых запасов. За 24 года добыча газа в Китае выросла в 8 раз, в основном за счёт трудноизвлекаемых запасов. Главные направления повышения эффективности: геология, бурение и ГРП»

Технологическая повестка пленарной сессии получила продолжение в стратегической сессии «Экосистема инноваций: запрос, интеграция, старт». Владимир Владимирович Соловьёв, Генеральный директор НОВАТЭК НТЦ, описал роль технологического центра группы компаний как интегратора технологического портфеля Компании, который систематизирует разрозненные коммуникации между дочерними обществами, сервисными

компаниями и внешними партнёрами. Ключевая проблема, по его оценке, – несистемный характер инновационной деятельности и консерватизм рынка, который не стимулирует сервисные компании к разработке новых решений.

В.В. Соловьёв

**Генеральный директор,
ООО «НОВАТЭК НТЦ»**

«НОВАТЭК на текущий момент работает с запасами, которые для других недропользователей являются будущим. Но в масштабах отрасли мы бурим мало, бурим сложно, и нашего объёма работ как будто бы недостаточно, чтобы сервисным компаниям было интересно разрабатывать технологии для оптимизации производственных процессов. Но это ловушка и ошибка: завтрашний день наступит для всех, хотим мы того или нет, и нужно быть к этому готовым»

Вторая стратегическая сессия «Потенциал практического применения ИИ в нефтегазовом секторе» сосредоточилась на зрелых, пилотных и перспективных направлениях внедрения искусственного интеллекта. Марат Марсович Исламуратов, Заместитель директора департамента ПАО «НОВАТЭК», констатировал, что технология ИИ в компании перешла из разряда экспериментов в инструмент операционной деятельности: внедрены системы видеоаналитики на буровых для контроля соблюдения техники безопасности, цифровые инструменты тестирования персонала при допуске к работам повышенной опасности, инструменты искусственного интеллекта внедрены в интерпретацию сейсмики для корреляции разломов и отражающих горизонтов, выделения палеорусел, запущены пилотные проекты по обработке сейсмических данных в облачной инфраструктуре. Он подчеркнул, что следующим этапом должна стать демократизация доступа к ИИ внутри компаний.





М.М. Исламуратов
Заместитель директора департамента,
ПАО «НОВАТЭК»

«Искусственный интеллект – это уже не гипотеза, не концепция, которая возможно работает или не работает. Мы уже сегодня применяем искусственный интеллект в производственных процессах. Зарождаются на местах очень много идей, которые могут быть технологически реализованы. У нас должна появиться возможность использовать ИИ для повышения операционной эффективности. Каждый сотрудник должен иметь доступ к ассистентам, а в перспективе строить мультиагентные системы для того, чтобы всю операционную рутину перекладывать на технологии»

Сергей Сергеевич Сафонов, профессор Центра искусственного интеллекта Сколковского института науки и технологий, дополнил практическую повестку научной перспективой. Он выделил три ключевых ограничения для промышленного ИИ в нефтегазе: не прямой характер измерений (сейсмические, каротажные и гидродинамические данные не являются прямыми измерениями геологических параметров), математическую некорректность обратных задач, характерных для разведки, и инженерную ответственность за результат. Вместе с тем спикер обозначил перспективное направление, в котором российская отрасль может избрать собственный путь.

С.С. Сафонов
Профессор Центра искусственного интеллекта,
Сколковский институт науки и технологий

«Мы видим потенциал во внедрении физически информированного искусственного интеллекта – подхода, который помогает моделям понимать и ограничивать свою выдачу с учётом физики процессов, геологичности, химии. У нас довольно сильная геологическая школа, и эти знания мы можем интерпретировать в алгоритмы ИИ, делая их более экономичными с точки зрения вычислительности. На горизонте геоинженерные фундаментальные модели, которые работают не со словами, а с различными классами данных, концентрируя из них определённые знания. Это то, что мы называем инженерным искусственным интеллектом»



IV конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии» продемонстрировала, что технологические вызовы освоения сложной ресурсной базы требуют одновременного развития нескольких направлений: от геолого-технологических решений для трудноизвлекаемых запасов до инфраструктуры искусственного интеллекта, от выстраивания партнёрских моделей между недропользователями, сервисными и технологическими компаниями до подготовки данных и вычислительных платформ для обучения моделей. Конференция подтвердила тенденцию расширения междисциплинарной повестки: сейсморазведка, петрофизика, бурение, ГРП и цифровые технологии рассматриваются как единый комплекс, а искусственный интеллект занимает значительное место в технологической стратегии нефтегазовых компаний.

Конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии» проходит на ежегодной основе в г. Тюмень с расширением повестки на актуальные темы в области технологий разведки и разработки запасов нефти и газа, а также в области государственного регулирования вопросов добычи и освоения месторождений севера Западной Сибири.

*Организационный комитет IV ежегодной конференции
«Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии»*

Совместная разработка нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей с околокритическим состоянием пластовых флюидов

С.В. Колбиков^{1*}, М.В. Никонов², В.Ф. Истишева², И.В. Гейст², В.С. Вокуев²,
Д.Ю. Воронцов², П.В. Меркушин², Л.А. Улыбина²

¹ПАО «НОВАТЭК», Тюмень, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

В статье приводится обоснование совместной разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах и с околокритическим состоянием пластовых флюидов. Приведены доводы в пользу подобия геологического строения ачимовских пластов в условиях глубокозалегающих конусов выноса осадочных материалов, литологического строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Проиллюстрирована близость физико-химических свойств пластовых флюидов для различных термобарических условий, обусловленная близостью составов и околокритическим состоянием. Сравнение вариантов целевой разработки нефтяной залежи пласта Ач₃ самостоятельной сеткой скважин и совместной разработки с нефтегазоконденсатной залежью пласта Ач₅¹ комбинированной сеткой горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта наглядно демонстрирует преимущества их совместной разработки.

Ключевые слова: совместная разработка, нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, ачимовские пласты, низкие фильтрационно-емкостные свойства, околокритическое состояние пластовых флюидов, большеобъемный многостадийный гидроразрыв пласта

Для цитирования: Колбиков С.В., Никонов М.В., Истишева В.Ф., Гейст И.В., Вокуев В.С., Воронцов Д.Ю., Меркушин П.В., Улыбина Л.А. (2026). Совместная разработка нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей с околокритическим состоянием пластовых флюидов. *Георесурсы*, 28(3), с. 9–18. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.6>

Введение

По мере истощения достаточно простых запасов сеноманских залежей, замещение добычи газа с начала 2000-х происходит за счет приобщения газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей более сложных по геологии нижнемеловых и юрских отложений (Брехунцов и др., 2023).

Для этого этапа характерно увеличение глубин эксплуатационного бурения и ухудшение структуры запасов: снижение фильтрационно-емкостных свойств, увеличение неоднородности продуктивных пластов, смешанный (нефтегазоконденсатный) характер насыщения продуктивных пластов, аномальный рост термобарических условий (Язьков и др., 2024). В условиях ультранизкой проницаемости пластов (менее 1 мД) и чередования залежей с различным насыщением не эффективно их разрабатывать единой

сеткой скважин со вскрытием одним фильтром. Каждая из залежей требует регулярную сетку скважин, предпочтительно с горизонтальным стволом и многостадийным гидроразрывом пласта (МсГРП). Однако при низкой плотности запасов разработка залежей самостоятельной сеткой скважин экономически нерентабельна.

Второй особенностью является увеличение потенциального содержания стабильного конденсата в составе пластового газа и растворенного газа в нефти с глубиной залегания. В условиях аномально высоких пластовых давлений, что характерно для ачимовских залежей Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), свойства пластовых флюидов для нефтяных и газоконденсатных залежей приближаются к околокритическим условиям и достаточно близки.

В работе рассматривается возможность вовлечения нерентабельных запасов нефтяных залежей путем их совместной разработки с нефтегазоконденсатными залежами в ачимовских отложениях ЯНАО, увеличивая тем самым рентабельно извлекаемые запасы углеводородного сырья (УВС). В качестве объектов исследования рассматривается нефтяная залежь в пласте Ач₃, которая совпадает в плане с нефтегазоконденсатной залежью пласта Ач₅¹.

* Ответственный автор: Колбиков Сергей Валентинович
e-mail: kolbikov@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Особенности геологического строения

Сложность геологического строения ачимовских продуктивных пластов ЯНАО, низкие фильтрационные свойства, аномальные термодинамические условия определяются их генезисом.

Формирование пластов ачимовской толщи происходило в глубоководно-морских условиях в обстановке глубоководных конусов выноса (фэнов) и связана с турбидитовыми течениями, что подтверждается анализом кернового материала и каротажных диаграмм (рис. 1, 2).

Образование турбидитовых конусов связано с транспортировкой осадков в глубоководно-морских условиях на склоне и его подножии турбидитовыми осадочными потоками с разной реологией и концентрацией (плотностью), а также процессами осадочной масс-транспортировки (оползание и др.). В результате формируются турбидитовые конусы выноса, состоящие из основного питающего (подводящего) канала, который разветвляется в сторону дна бассейна, образуя серии седиментационных лопастей вытянутой формы. Из-за этого пласты имеют форму изолированных, резко выклинивающихся линз и «языков», которые хаотично сменяют друг друга.

В ачимовской толще выделено порядка 9 пластов и пачек $A\chi_3$ - $A\chi_6$, имеющих клиноформенное, линзовидное залегание и общие условия осадкообразования. Залежи УВ в разрезе ачимовской толщи связаны прежде всего с проксимальными частями лопастей и турбидитовыми каналами (рис. 1, 2).

Породы-коллекторы пластов $A\chi_5^1$ и $A\chi_3$ представлены преимущественно низкопроницаемыми фациями подводных турбидитовых каналов и проксимальных лопастей песчаного состава. Породы-неколлекторы представлены фациями турбидитовых покровов, медиальной и дистальной частями турбидитовых лопастей, окраинной части канала, подводных прирусловых валов, фациями склона и оползней, преимущественно песчано-глинистого и глинистого состава. Породы-неколлекторы формируют непроницаемые, гидродинамические границы для отдельных лопастей, входящих в ачимовские залежи.

Одинаковые условия осадконакопления ачимовских отложений предопределили близкие литологические составы (рис. 3) и геолого-физические характеристики продуктивных пластов (табл. 1).

Пласты $A\chi_5^1$ и $A\chi_3$ имеют сопоставимую пористость 14–16%, при этом проницаемость отличается несущественно: для пласта $A\chi_5^1$ – 0,98 мД, для пласта $A\chi_3$ – 0,2 мД, что обусловлено долей песчаника в их составе. Пласт $A\chi_5^1$ сложен преимущественно песчаником с его долей 70–80%, пласт $A\chi_3$ имеет в своём строении больше глинистого материала с долей песчаника 30–40%. Также проницаемость для каждого пласта варьируется по площади: в каналах проницаемость выше, чем в лопастях. Это различие обусловлено динамикой турбидитных потоков: в осевых частях распределительных каналов энергия потока максимальна, что приводит к вымыванию тонких глинистых частиц и лучшей сортировке обломочного материала.

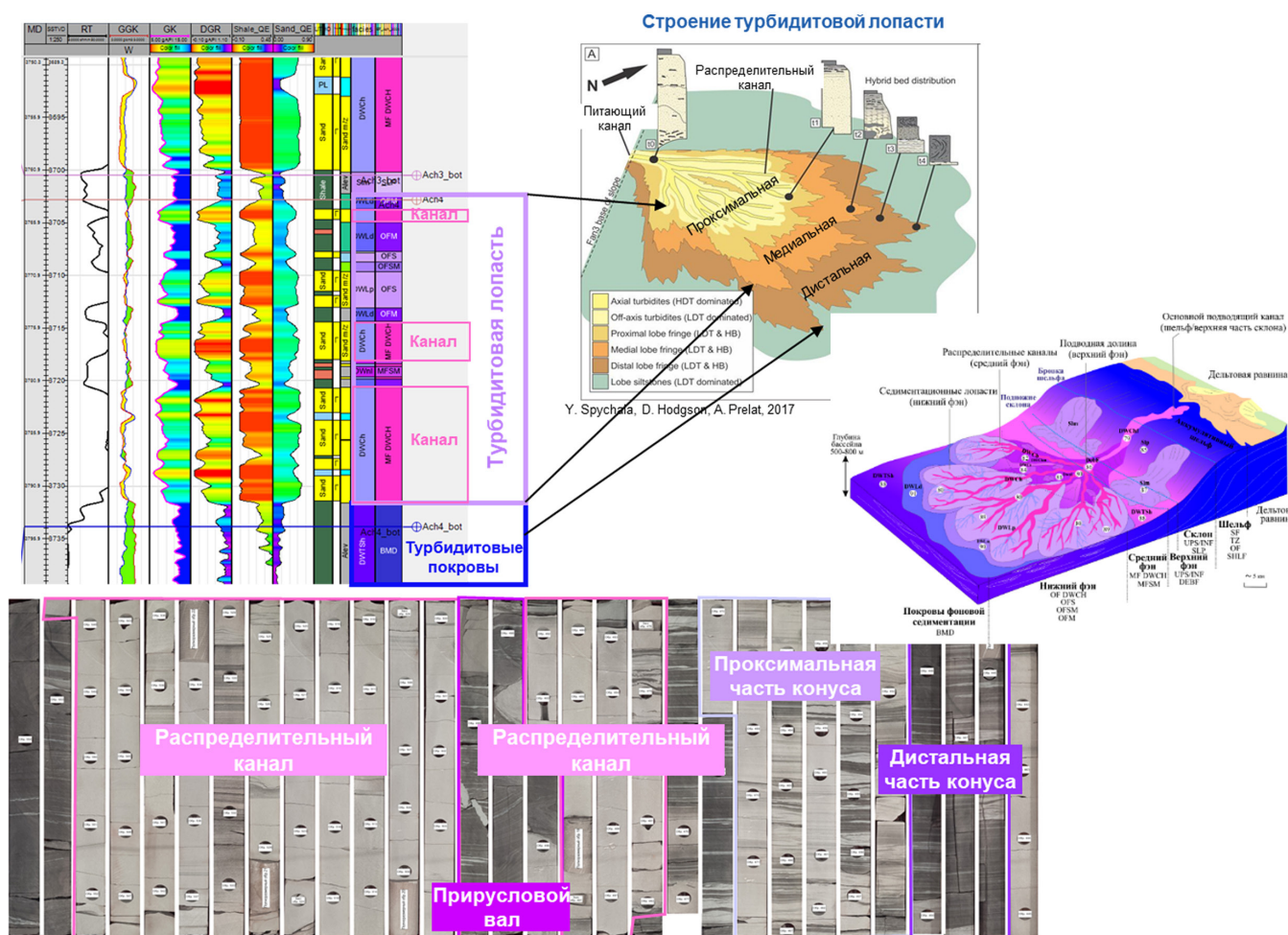


Рис. 1. Концептуальная модель формирования ачимовской толщи. Седиментологический анализ керна.

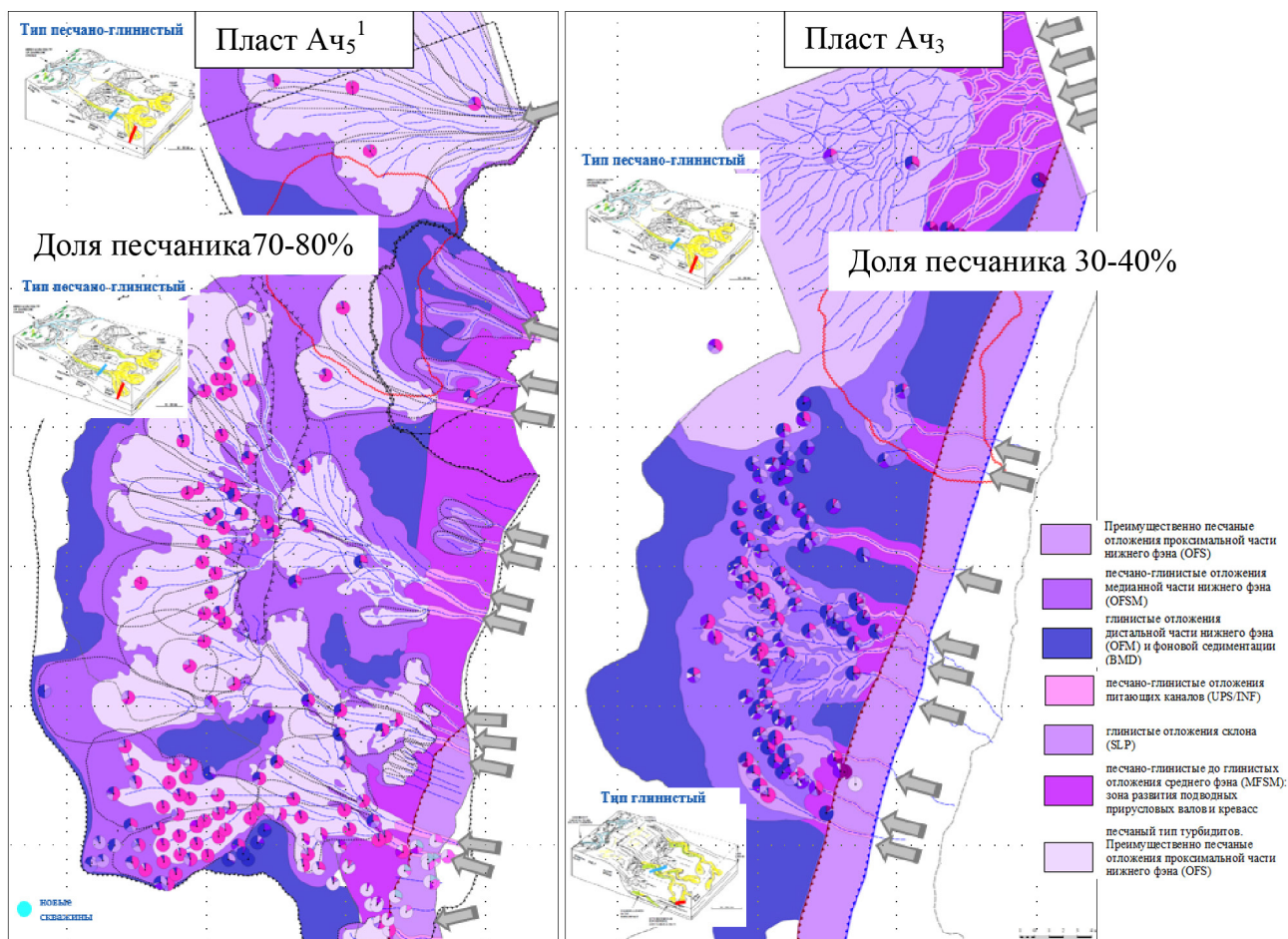


Рис. 2. Концептуальная модель формирования ачимовской толщи. Седиментологический анализ керна.

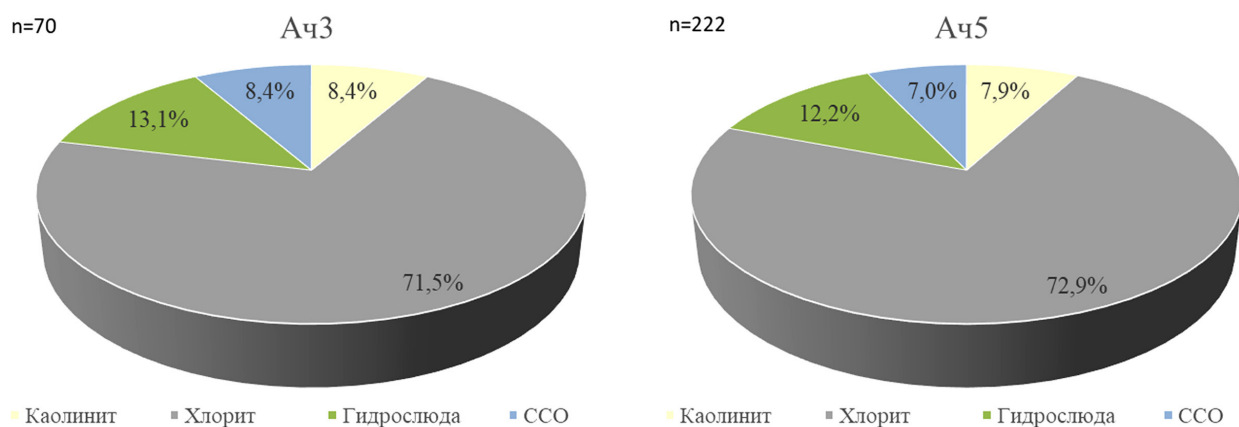


Рис. 3. Литологические составы продуктивных пластов Ач₃ и Ач₅¹, где n – количество исследованных образцов на минералогию

Параметры	Размерность	Ач₃	Ач₅¹
Коэффициент пористости, Кп	д.ед.	0,14	0,16
Коэффициент проницаемости, Кпр	мД	0,2	0,98

Табл. 1. Коллекторские свойства продуктивных пластов Ач₃ и Ач₅¹

Более «чистый» песчаник при той же пористости имеет более широкие поровые каналы, что напрямую увеличивает проницаемость, так при сопоставимой нефтегазонасыщенной толщине в одном и том же пласте продуктивность скважин может существенно отличаться.

Ещё одной особенностью ачимовских отложений является наличие аномально высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности от 1,60 до 1,65 д.ед., что объясняется такими факторами осадконакопления, как лавинообразный характер седиментации и надёжная глинистая изоляция.

Толщина непроницаемых разделов между пластами выдержана по площади и в целом составляет около 13–20 м (рис. 4), увеличиваясь на восток (в сторону склоновой части).

Низкие фильтрационные свойства продуктивного пласта Ач₃ (с $K_{пр} = 0,2$ мД) с нефтяной залежью делают невозможным реализацию поддержания пластового давления путем закачки воды, так как при абсолютной проницаемости менее 1 мД преобладает капиллярная пропитка с крайне низкой скоростью продвижения фронта воды (Чезганова и др., 2023). Низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) также диктуют необходимость использования регулярных сеток горизонтальных скважин с многостадийными и большеобъемными ГРП

для эффективной разработки залежей в плотных коллекторах независимо от характера их насыщения (Язьков и др., 2024).

Особенности физико-химических свойств УВС

В соответствии с классификацией добываемый флюид ачимовских отложений в пластовых условиях является тяжёлым (жирным) газоконденсатом с широким диапазоном по начальному PC_{5+} пластового флюида (от 420 до 930 г/м³ пластового газа), ниже по глубине плавно переходит в околокритический состояние с PC_{5+} 1000–1200 г/м³ и далее в особо лёгкую нефть.

Нефть и газовый конденсат ачимовских отложений имеют единую природу происхождения и отличаются только тяжёлыми компонентами, при этом с увеличением глубины массовая доля компонентов увеличивается и максимально приближается к компонентному составу нефти (рис. 5).

Увеличение доли тяжёлых компонентов (асфальтенов, смол, т.д.) влияет на цвет проб газового конденсата: от янтарно-желтого (массовая доля асфальтенов 0,01%) до черного (массовая доля асфальтенов 0,150%).

Несмотря на близость цвета проб газового конденсата и нефти и их компонентного и фракционного составов, результаты лабораторных экспериментов контактной

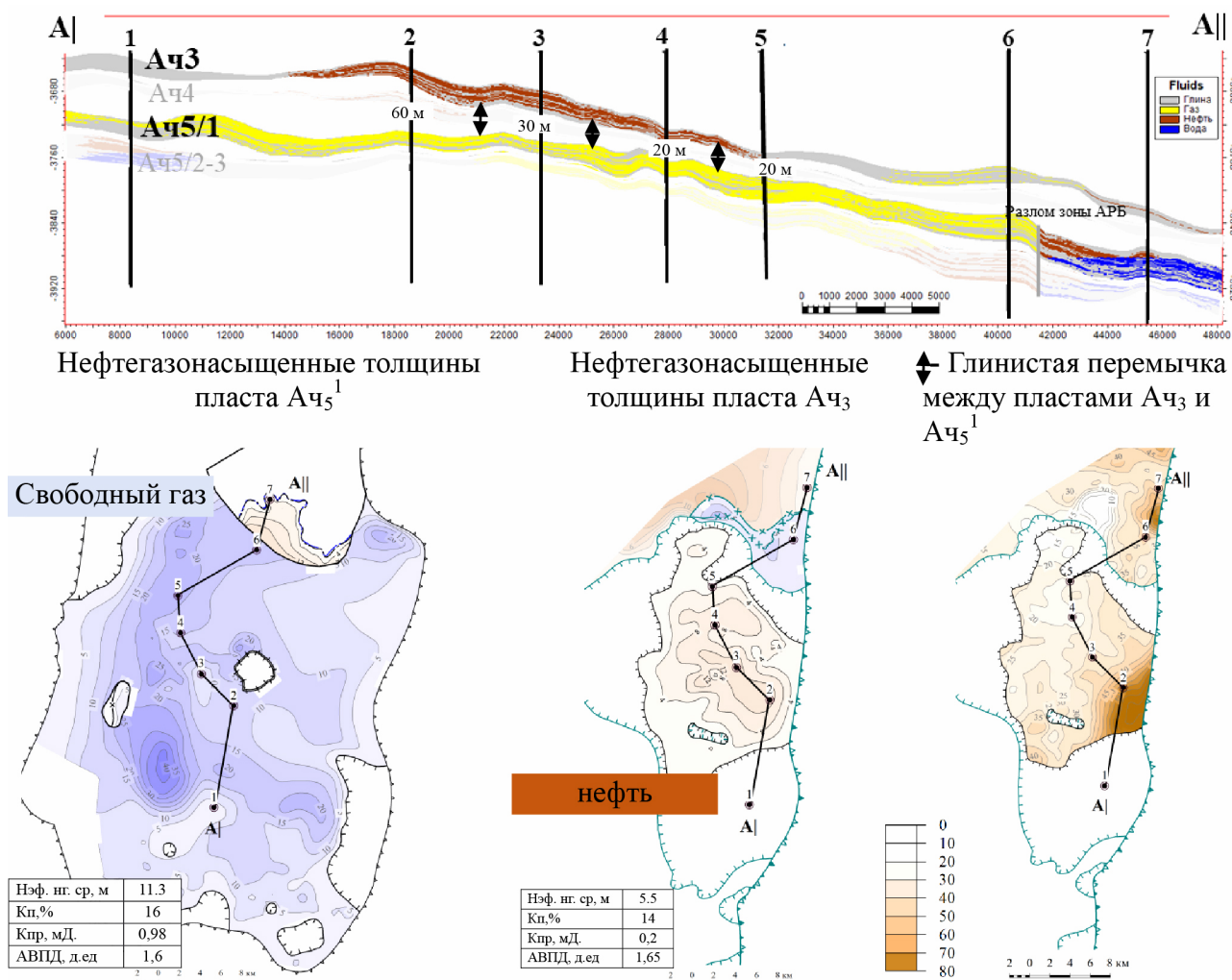


Рис. 4. Нефтегазонасыщенные толщины пластов Ач₅¹ и Ач₃

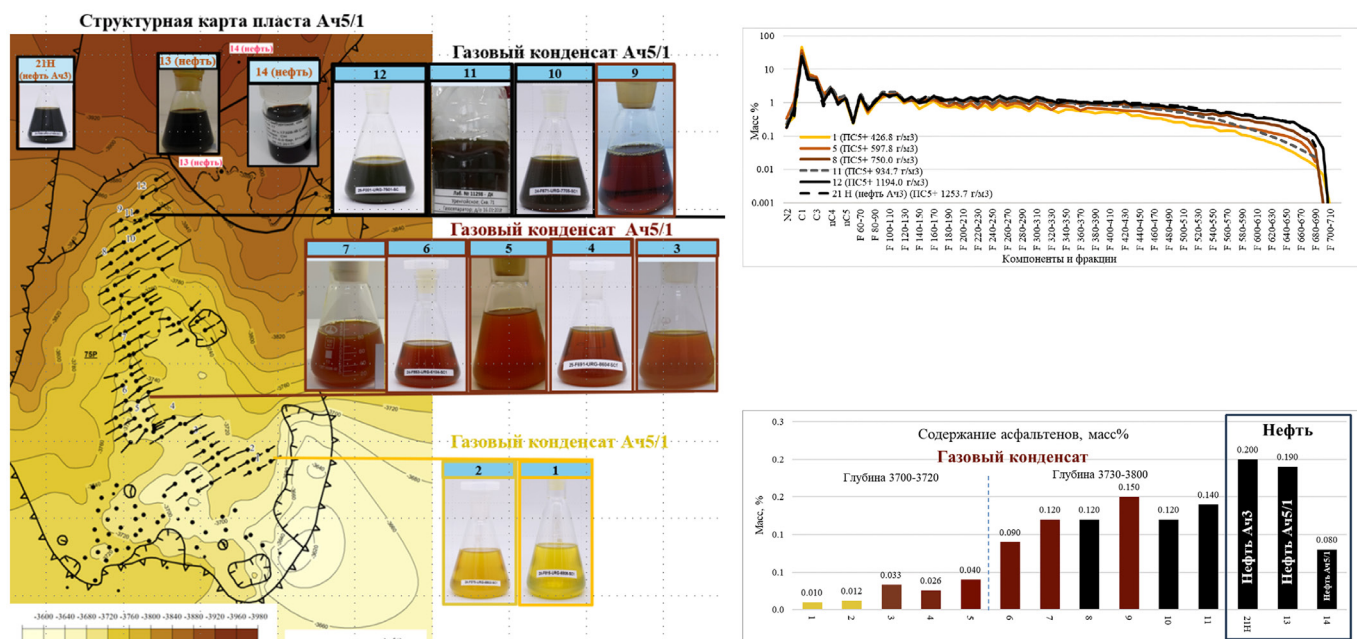


Рис. 5. Структурная карта пласта Ач₅¹ с пробами газового конденсата

конденсации (разгазирования) подтверждают, что черный по цвету газовый конденсат в пластовых условиях находится в газообразном состоянии:

- если при снижении давления ниже давления начала конденсации происходит накопление объема жидкости – флюид в газовом начальном состоянии;
- если при снижении давления ниже давления насыщения происходит снижение объема жидкости – флюид в жидком начальном состоянии.

Таким образом, характер насыщения пластов Ач₃ и Ач₅¹ соответствует околокритическому с близкими свойствами флюидов в пластовых условиях (табл. 2). После снижения пластового давления ниже давления точки росы (для Ач₅¹) и ниже давления насыщения для (Ач₃) пластовая система распадается на двухфазную систему в соотношениях примерно 50/50 согласно кривым изменения объемной доли жидкости в пластовой смеси от давления (рис. 6).

Из-за нахождения газоконденсатной смеси в околокритическом состоянии, близости физико-химических свойств (ФХС) и АВПД распределение свойств между газом и нефтью плавное, без четко-выраженного классического газонефтяного контакта (ГНК) (рис. 7). В таких условиях переходная околокритическая зона достигает 20–30 метров по вертикали.

Таким образом, близость составов и свойств нефти и газового конденсата в пластовых условиях как выше давления насыщения и давления точки росы, так и при переходе в двухфазное состояние не противоречит требованиям

Правил разработки (Правила разработки..., 2025) и Правил подготовки технических проектов на разработку месторождений УВС (Правила подготовки..., 2026) по возможности объединения в один эксплуатационный объект.

Предпосылки совместной разработки газоконденсатной залежи пласта Ач₅¹ и нефтяной залежи пласта Ач₃

Системы разработки плотных низкопроницаемых пластов как для нефтяного, так и для газоконденсатного насыщения не отличаются: это регулярные сетки горизонтальных скважин с многостадийными ГРП. Организация закачки для пластов с абсолютной проницаемостью ниже 1 мД неэффективна, т.к. скорость фронта воды определяется скоростью капиллярной пропитки, которая недостаточна для компенсации снижения пластового давления от добычи УВС (Чезганова и др., 2023). При разработке на истощение до достижения давления насыщения для нефти или давления начала конденсации для газа в пласте имеем однофазную систему без четкой границы фазового перехода между нефтью и газом. При дальнейшем снижении пластового давления менее чем на 10% ниже указанных давления насыщения и точки росы, как нефть, так и газ распадаются на жидкую и газовую фазы примерно в соотношении 50/50 (рис. 6). Свойства выпавшего в пласте Ач₅¹ конденсата и частично разгазированной нефти в Ач₃ очень близки (табл. 2). Соответственно и системы их разработки не должны отличаться.

	Вязкость мПа*с		Плотность, кг/м ³	
	Газовый конденсат	Нефть	Газовый конденсат	Нефть
Нач. пласт. условия	0,105*	0,165	465*	545
P _{заб} = 40 МПа	0,350**	0,200	650**	550
P _{заб} = 30 МПа	0,300**	0,270	600**	600
P _{заб} = 20 МПа	0,300**	0,350	650**	650

Табл. 2. Вязкость и плотность пластовых флюидов. *Газоконденсатная смесь, **выпавший конденсат в призабойной зоне.

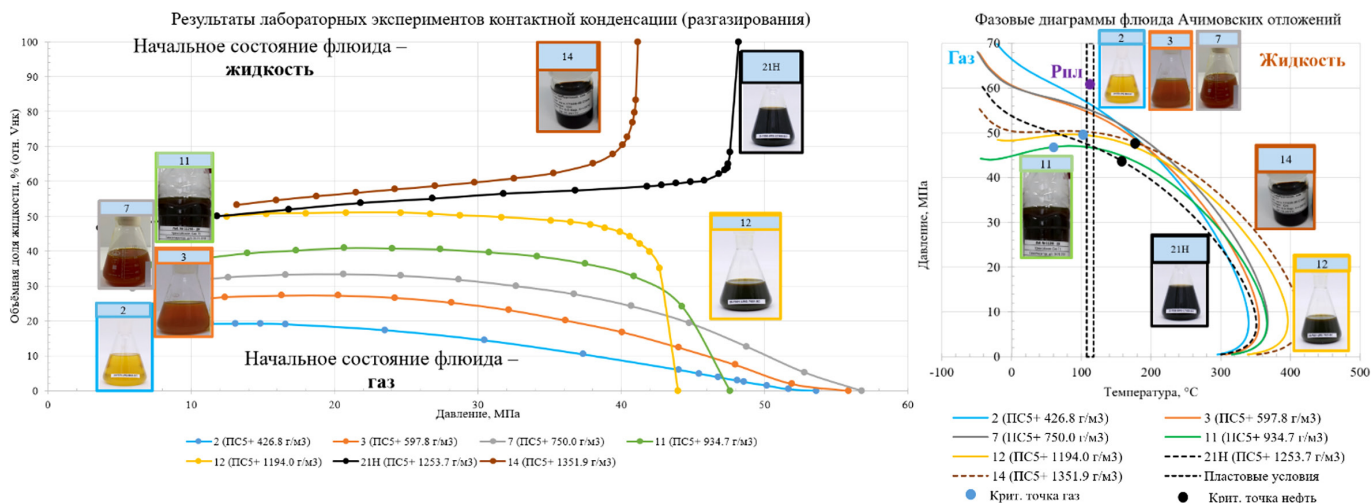


Рис. 6. Результаты лабораторных экспериментов контактной конденсации (разгазирования) и фазовые диаграммы флюидов ачимовских отложений

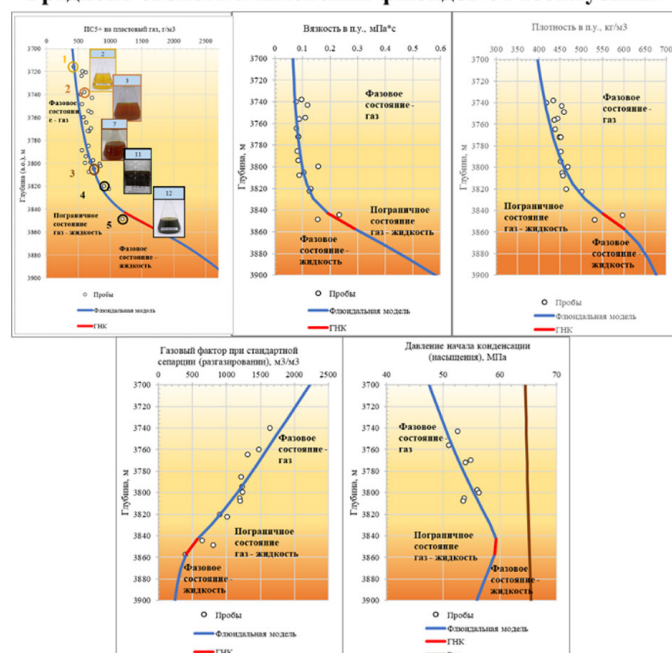


Рис. 7. Градиент свойств ачимовских флюидов от абсолютной глубины

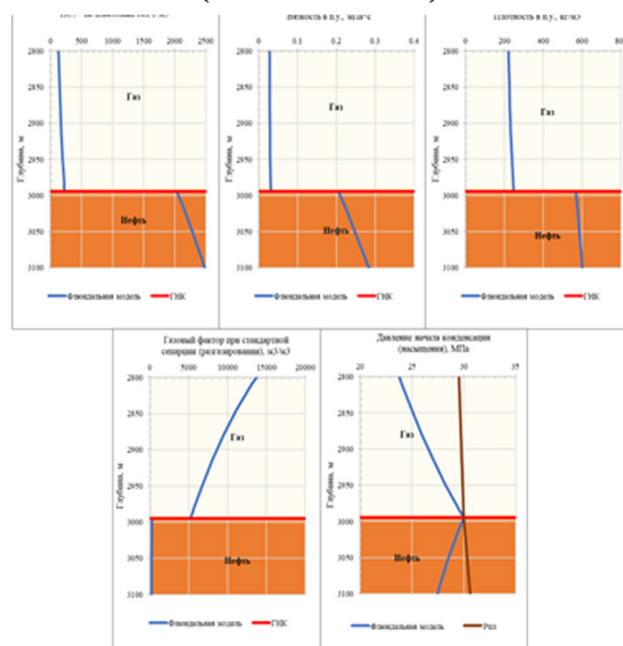
При этом формирование регулярной системы из целых скважин на нефтяные объекты с АВПД с эффективными толщинами менее 15 метров требует существенного утяжеления конструкции скважины и, как следствие, роста капитальных затрат, что выводит рентабельность эксплуатационного объекта в отрицательную зону.

Учитывая незначительную толщину перемычки, близость геолого-фильтрационных свойств и свойств насыщаемых флюидов, совместная разработка нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей/пластов становится полноценной заменой бурения скважин целевого фонда.

Формируется регулярная сетка горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка до 2000 м и от 10 до 20 стадий ГРП по 200 т проппанта каждая (рис. 7).

Приобщение нефтяной залежи пласта Ач₃ газоконденсатными скважинами пласта Ач₅¹ осуществляется за счёт:

Пример градиента свойств насыщенных залежей (классический ГНК)



- установки муфт, проведения ГРП в Ач₃ при его транзитном вскрытии целевыми скважинами пласта Ач₅¹;
- от 1 до 11 трещин ГРП из муфт Ач₅/1 при проведении МсГРП.

За счет большеобъемного ГРП (до 200 т проппанта на стадию) формируется регулярная сетка трещин ГРП в пласте Ач₃ с площадью притока от 700 до 1000 м² на каждую трещину. Это обеспечивает достаточно эффективную систему разработки пласта Ач₃, что позволяет обеспечить равномерное вовлечение запасов нефти в разработку.

Учитывая низкую проницаемость залежи пласта Ач₃ (0,2 мД) смыкание трещины ГРП проходит длительное время, что в свою очередь приводит к оседанию проппанта в нижней части трещины.

С целью повышения закрепления трещин МсГРП в пласте $Aч_3$ в части скважин (скважины КП 5) при МсГРП использовалось противоседиментационное волокно, что способствовало стабильному притоку нефти к нефтегазодобывающим скважинам.

С 2025 года по мере совершенствования технологии совместного вскрытия пластов $Aч_3$ и $Aч_5^1$ с установкой муфт ГРП в $Aч_3$, увеличением количества трещин в $Aч_3$ до 9–11 единиц, применением противоседиментационного волокна получаем систему равномерного дренирования нефтенасыщенных интервалов пласта $Aч_3$ (рис. 8).

Анализ результатов опытно-промышленных работ по совместной эксплуатации нефтяной и нефтегазоконденсатной залежей

В период с 2021 по 2026 год на месторождении осуществлялись опытно-промышленные работы (ОПР) по совместной эксплуатации нефтяной залежи пласта $Aч_3$ и нефтегазоконденсатной залежи пласта $Aч_5^1$ (рис. 8, 9). Пробурено 20 скважин с совместным вскрытием пластов. Для сопоставления с эффективностью целевой разработки пробурена горизонтальная скважина № 21н с МсГРП на пласт $Aч_3$ в район с максимальными нефтенасыщенными толщинами более 12 м. Скважина показала высокий стартовый дебит около 300 т/сут., но с высоким темпом его падения, за 6 месяцев дебит скважины по нефти упал в 5 раз, до 60 т/сут. Скважину остановили для исследований и восстановления пластового давления. При повторном запуске скважины через 4 месяца стартовый дебит составил 240 т/сут. с таким же высоким темпом падения: за 4–5 месяцев дебит упал и стабилизировался на величине 30–45 т/сут., что сопоставимо с дебитами скважин

совместного фонда. Однако дебиты совместных скважин по нефти остаются стабильными на протяжении 2–3 лет и по накопленной добыче они опережают целевую скважину № 21н. Эффективность совместной разработки подтверждается динамикой среднего дебита нефти пласта $Aч_3$ из совместных скважин (рис. 9).

Обоснование варианта совместной разработки нефтяной и нефтегазоконденсатной залежей

Для оценки экономической эффективности рассмотрено 5 вариантов разработки (таблица на рис. 10), которые направлены на увеличение рентабельного коэффициента извлечения за счёт отказа от строительства нерентабельных скважин целевого фонда на залежь пласта $Aч_3$. Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществляется с учетом критерия оптимальности $T_{\text{опт}}$, который является суммой нормализованного чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и нормализованного дисконтированного дохода государства (ДДГ) согласно Правил подготовки технических проектов на разработку месторождений УВС (Правила подготовки..., 2026).

Вариант № 1 предусматривает вовлечение запасов нефти 73-мя горизонтальными скважинами с МсГРП целевого фонда. Технологический КИН равен 0,142, при этом вариант характеризуется минимальным рентабельным коэффициентом извлечения, равным 0,015, который обусловлен добычей из фактически пробуренной скважины № 21н, а исторические затраты на бурение которой не учтены. Дальнейшее целевое бурение на пласт $Aч_3$ является убыточным. Вариант посчитан с учётом льготы по проницаемости менее 2 мД, $T_{\text{опт}} = 0,015$.

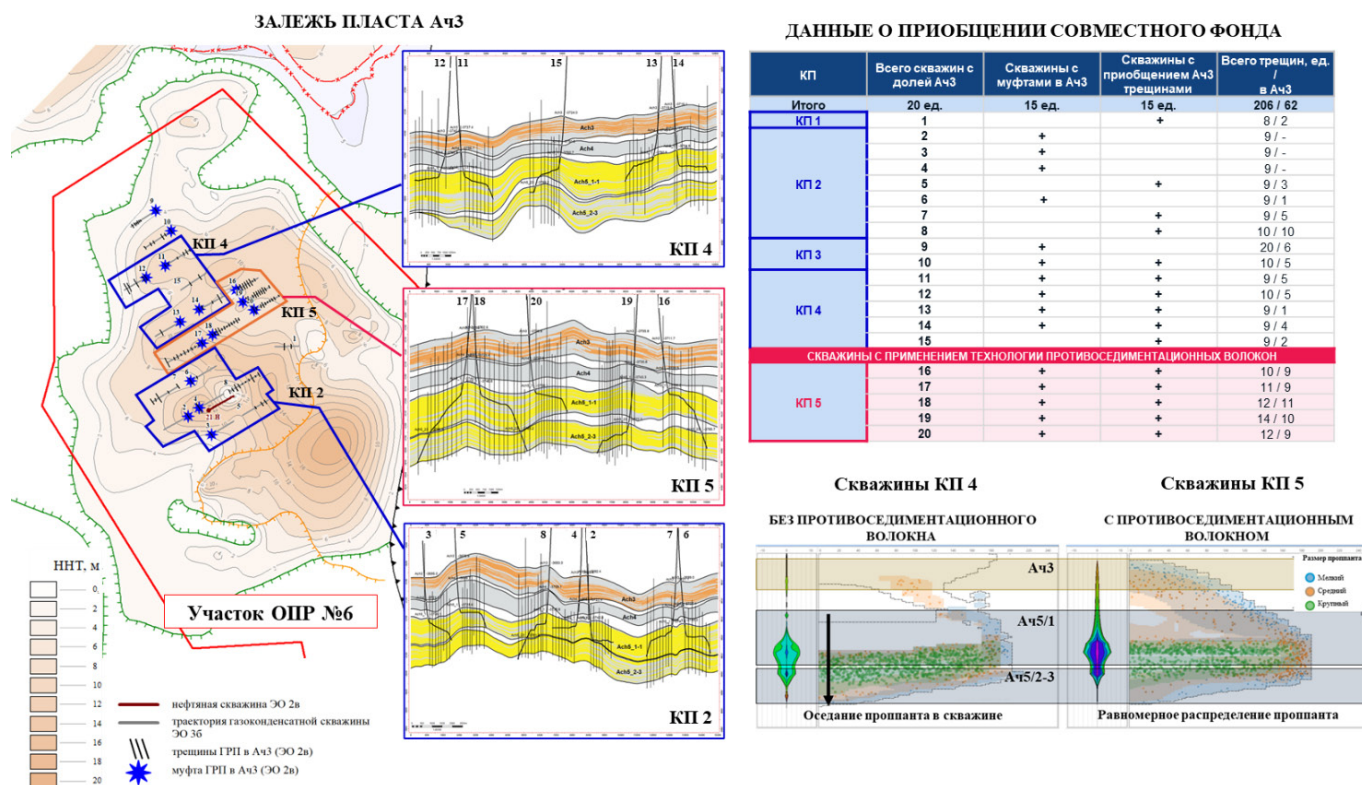


Рис. 8. Карта нефтенасыщенных толщин залежи пласта $Aч_3$ с муфтами, установленными в интервале данного пласта и трещинами МсГРП, прорвавшимися из муфт, установленных в интервале пласта $Aч_5^1$

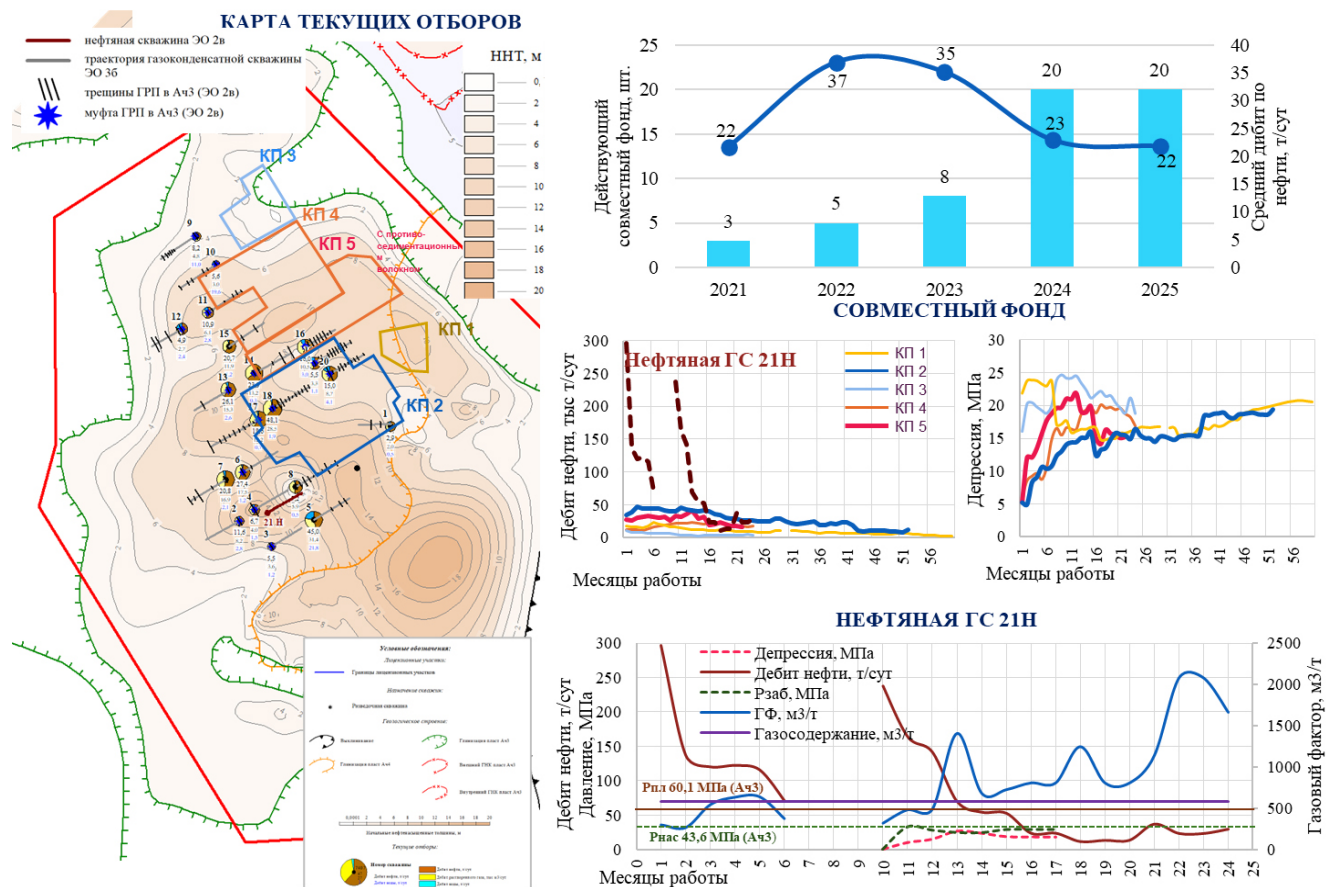


Рис. 9. Карта и профили текущих отборов нефти

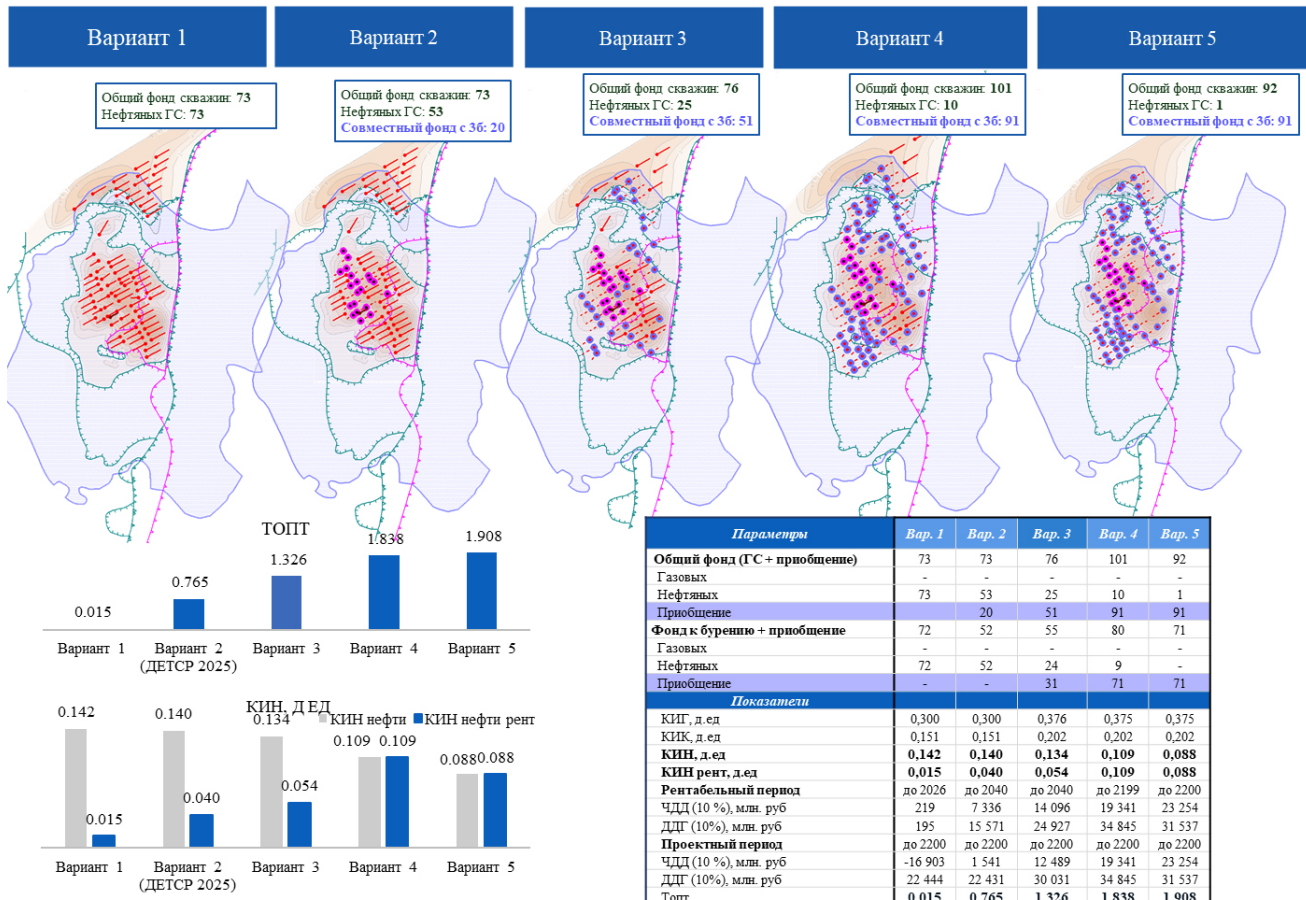


Рис. 10. Техничко-экономические показатели вариантов разработки

В варианте № 2 количество целевых скважин на пласт $Aч_3$ сокращено на 20 единиц и равно 53, за счет бурения 20 совместных скважин. Технологический КИН равен 0,14, рентабельный составляет 0,04, $T_{\text{опт}} = 0,765$.

В варианте № 3 количество целевых нефтяных скважин сокращено до 25, совместный фонд скважин увеличен до 51. Технологический КИН составит 0,134, рентабельный – 0,054, $T_{\text{опт}} = 1,326$.

В варианте № 4 количество целевых нефтяных скважин сокращено до 10, совместный фонд скважин увеличен до 91. Технологический КИН составит 0,109, рентабельный – 0,109, $T_{\text{опт}} = 1,838$.

В варианте № 5 количество целевых нефтяных скважин сокращено до 1 (пробуренной), совместный фонд также 91 скважина. Технологический КИН составит 0,088, рентабельный равен технологическому. Вариант характеризуется максимальным $T_{\text{опт}} = 1,908$, но более низким коэффициентом извлечения.

Вариант № 4 характеризуется максимальным ДДГ 34,8 млрд руб. и является оптимальным как с точки зрения налогооблагаемой базы, так и рентабельного коэффициента извлечения.

Анализ рассмотренных вариантов показал, что увеличение количества рентабельных скважин, совместно эксплуатирующих два эксплуатационных объекта, позволяет вовлечь в разработку нерентабельный объект и увеличить рентабельно извлекаемые запасы нефти. Другими словами, наличие рентабельного нефтегазоконденсатного объекта позволяет экономически эффективно разрабатывать нерентабельный объект при выполнении условий совместной эксплуатации, изложенных в п. 54 и 55 Правил разработки месторождений углеводородного сырья (Правила разработки..., 2025): «Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по составу коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, величинам начальных пластовых давлений. Продуктивные пласты, к которым приурочены залежи одного ЭО, должны иметь одинаковые литологические характеристики и близкие по значению фильтрационно-емкостные свойства».

Выводы

1. Совместная эксплуатация нефтяной и нефтегазоконденсатной залежей в низкопроницаемых пластах с близкими ФЕС и ФХС пластовых флюидов не противоречит Правилам проектирования и Правилам разработки месторождений УВС (Правила подготовки..., 2026; Правила разработки..., 2025).

2. Варианты разработки нефтяной залежи пласта $Aч_3$ самостоятельной сеткой скважин нерентабельны с учетом применения льготы по проницаемости (менее 2 мД).

3. Результаты ОПР с 2021 по 2026 годы доказали эффективность эксплуатации горизонтальных скважин совместного фонда с нефтегазоконденсатным эксплуатационным объектом пласта $Aч_3^1$ (близость ФЕС, ФХС УВС, применение большеобъемных многостадийных ГРП).

4. Равномерное вовлечение запасов нефти в разработку достигается за счёт формирования аналога регулярной системы разработки (площадная, рядная) посредством размещения отдельных муфт в пласте $Aч_3$ с трещиной ГРП и общих трещин ГРП в пластах $Aч_3$ и $Aч_3^1$ с противоседиментационным волокном.

5. Рассмотрены 5 вариантов разработки с различным соотношением целевого нефтяного и совместного фонда скважин для раздельной и совместной разработки нефтяной залежи пласта $Aч_3$ и нефтегазоконденсатной залежи пласта $Aч_3^1$. Оптимальным с точки зрения дохода государства и рентабельных извлекаемых запасов является вариант № 4.

6. Приобщение к эксплуатации нефтегазоконденсатной залежи пласта $Aч_3$ газоконденсатными скважинами на пласт $Aч_3^1$ является экономическим драйвером рентабельной разработки нефтяной залежи пласта $Aч_3$. Это позволяет увеличить рентабельно извлекаемые запасы за счет приобщения нерентабельного объекта с запасами ТРИЗ.

Литература

- Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Грамматчикова Е.Г. (2023). Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. *Георесурсы*, 25(1), с. 15–23. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>
- Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утверждены приказом Минприроды России (2026). № 639 от 20.09.2026, 211 с.
- Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утверждены приказом Минприроды России (2025). № 110/02 от 17.03.2025, 32 с.
- Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А. (2023). Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты. *Экспозиция Нефть Газ*, 8, с. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60
- Язьков А.В., Колбиков с.В., Шадчнев Н.А., Любимова о.В., Ибадуллаев П.Г. (2024). Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов. *Георесурсы*, 26(3), с. 22–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1>

Сведения об авторах

Сергей Валентинович Колбиков – начальник управления прогнозирования и проектирования разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия
e-mail: kolbikov@novatek.ru

Михаил Васильевич Никонов – эксперт отдела проектирования разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Виктория Федоровна Истишева – эксперт отдела проектирования разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Ирина Валерьевна Гейст – начальник отдела геологического моделирования месторождений Уренгойского блока, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Владимир Сергеевич Вокуев – эксперт отдела моделирования пластовых систем, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Дмитрий Юрьевич Воронцов – начальник отдела разработки Уренгойского блока, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Павел Владимирович Меркушин – главный специалист отдела проектирования разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Людмила Анатольевна Улыбина – эксперт отдела экономического моделирования, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Статья поступила в редакцию 07.07.2026;
Принята к публикации 25.08.2026; Опубликована 30.09.2026

Joint Development of Oil and Gas-Condensate Reservoirs With Near-Critical Reservoir Fluid States

S.V. Kolbikov^{1}, M.V. Nikonov², V.F. Istisheva², I.V. Gejst², V.S. Vokuev², D.Yu. Vorontsov², P.V. Merkushin², L.A. Ulybina²*

¹NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey V. Kolbikov, e-mail: kolbikov@novatek.ru

Abstract. The article substantiates the joint development of oil and gas-condensate reservoirs in low-permeability strata and with near-critical state of reservoir fluids. The justification of similarity of geological structure of the Achimov strata in the conditions of deep cones of sedimentary fans, as well as its lithologic composition and reservoir properties are provided. The similarity of physicochemical properties of reservoir fluids under various thermobaric conditions, caused by the proximity of composition and near-critical state, is illustrated. A comparison between the scenario of independent development of the oil saturated Ach₃ reservoir using a dedicated well pattern and the scenario of its joint development with the Ach₅¹ gas-condensate reservoir using a combined horizontal well pattern with multistage hydraulic fracturing clearly demonstrates the advantages of joint development.

Keywords: joint development, oil and gas-condensate reservoirs, Achimov strata, low reservoir properties, near-critical state of reservoir fluids, large-volume multistage hydraulic fracturing

Recommended citation: Kolbikov S.V., Nikonov M.V., Istisheva V.F., Gejst I.V., Vokuev V.S., Vorontsov D.Yu., Merkushin P.V., Ulybina L.A. (2026). Joint Development of Oil and Gas-Condensate Reservoirs With Near-Critical Reservoir Fluid States. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 9–18. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.6>

References

Brekhtunsov A.M., Nesterov I.I., Grammatichikova E.G. (2023). Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 15–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>

Chezhganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A. (2023). Comparison of development efficiency with reservoir pressure maintenance versus depletion drive for the low-permeability Tyumen Formation. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 8, pp. 56–60. (In Russ.) DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60

Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon fields, approved by Order of the Ministry of Natural Resources of Russia (2026). No. 639, 211 p. (In Russ.)

Rules for the development of hydrocarbon fields, approved by Order of the Ministry of Natural Resources of Russia (2025). No. 110/02, 32 p. (In Russ.)

Yazkov A.V., Kolbikov S.V., Shadchnev N.A., Luybimova O.V., Ibadullaev P.G. (2024). Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 7–12. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1>

About the Authors

Sergey V. Kolbikov – Head of the Field Development Forecasting and Design Department, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation
e-mail: kolbikov@novatek.ru

Mikhail V. Nikonov – Expert, Field Development Design Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Viktoria F. Istisheva – Expert, Field Development Design Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Irina V. Gejst – Head of the Field Geological Modeling Department (Urengoy Block), NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Vladimir S. Vokuev – Expert, Reservoir System Modeling Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Dmitry Yu. Vorontsov – Head of the Field Development Department (Urengoy Block), NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Pavel V. Merkushin – Chief Expert, Field Development Design Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Lyudmila A. Ulybina – Expert, Economic Modeling Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Manuscript received 7 July 2026;

Accepted 25 August 2026; Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Предпосылки нефтегазоносности палеозоя севера Западной Сибири (по данным плитотектонических реконструкций и сейсморазведки 3D)

Е.А. Потапова*, Р.Р. Шакиров, А.Г. Кошечев, Д.Л. Гендель
«НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

В работе продемонстрированы результаты регионального изучения особенностей тектонического строения Западно-Сибирской плиты и ее обрамления в связи с теоретическими представлениями о формировании истории континентов. Изучены основные закономерности размещения открытых залежей доюрского основания, особенности осадконакопления с учетом глобальной тектоники континентов. Выполнен анализ влияния рифтогенеза, сопровождающегося активным вулканизмом, на особенности строения геологического разреза доюрского комплекса. Выполнена палеорекострукция доюрских отложений на отдельных площадях севера Западной Сибири. Составлена схема геодинамических и геохимических процессов на территории севера Западной Сибири с момента формирования доюрского комплекса по настоящее время. На основе имеющейся информации определены условия осадконакопления в различные периоды формирования палеозойских отложений, и установлены территории со схожими процессами. Выполнена интерпретация отражающих горизонтов, сделаны предположения о возрасте отложений, которые они контролируют. Определены типы тектонических нарушений, установлена их связь с рифтогенезом и движением плит, сформирована детальная тектоническая модель на примере отдельных площадей севера Западной Сибири. Публикуемые результаты приведены в качестве обоснования сложного структурно-стратиграфического строения разреза, подтверждения возможности расширения перспектив нефтегазоносности доюрского основания.

Ключевые слова: доюрское основание, тектоника плит, палеозой, рифтогенез, структурно-тектонические особенности, фундамента, север Западной Сибири

Для цитирования: Потапова Е.А., Шакиров Р.Р., Кошечев А.Г., Гендель Д.Л. (2026). Предпосылки нефтегазоносности палеозоя севера Западной Сибири (по данным плитотектонических реконструкций и сейсморазведки 3D). *Георесурсы*, 28(3), с. 19–27. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.7>

Введение

Доюрский комплекс на территории Западной Сибири рассматривается как дополнительный потенциал ресурсной базы достаточно давно, накоплен значительный опыт его изучения и публикаций на эту тему (Бочкарев и др., 2003, 2007; Бородин и др., 2022; Воробьев и др., 2019; Конторович, Калинина, 2019; Шустер, Пуланова, 2021). Более 4200 скважин вскрыли доюрские образования, преимущественно в юго-западной и центральных частях. Вскрытые интервалы в большинстве скважин не превышают первые десятки метров, по отдельным скважинам вскрыто 1000–1500 метров (Тюменская СГ-6, Ен-Яхинская СГ-7).

Особый интерес представляют результаты исследования скв. 216 и 217 на Новопортовском месторождении, вскрывших карбонатные отложения. Так, в скв. 216 в интервале разреза 2940–3308 м из десяти опробованных интервалов получен газ дебитом до 582,1 тыс. м³/сут на диафрагме 20,2 мм. В скв. 217 в кровельной части карбонатов также получен приток газа дебитом 496,6 тыс. м³/сут на диафрагме 16,2 мм (Извеков, 2013).

Цель исследования – определить концептуальное строение палеозойских отложений. Задачи исследования заключались в следующем: определить, чем представлены коллектора и покрышки, слагающие разрез, и какие ожидаются типы ловушек, установить наличие нефтегазоматеринских пород.

Материалы и методы

В работе использованы данные скважин, вскрывающие изучаемый интервал на территории севера Западной Сибири (Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции), опубликованные данные исследований по ним в открытых источниках.

* Ответственный автор: Елена Александровна Потапова
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Построение сейсмогеологической модели доюрского комплекса выполнено на основе данных сейсморазведки МОГТ 2D и 3D. В процессе интерпретации стандартные подходы сочетались со специализированной постобработкой сейсмических записей, направленной на детализацию структурно-тектонических особенностей разреза. С целью согласования полученных результатов с региональной геологической концепцией использовались материалы грави- и магниторазведки (Куркин, Кузнецов, 2018). Дополнительно привлечены материалы восстановления истории формирования континентов и данные по глобальным тектоническим процессам в палеозойское время.

Исследование выполнялось на территории севера Западной Сибири (рис. 1) с целью установить наличие возможности формирования залежей в доюрском основании, которое представлено отложениями, сформированными в триасовый период мезозойской эры и в палеозойскую эру. Выполнен анализ имеющейся информации по данным скважин в пределах изучаемой территории, вскрывающих интересующий интервал, данных 2D и 3D

сейсморазведочных работ, региональных сейсмических профилей, а также имеющегося накопленного мирового опыта по восстановлению истории движения континентов и влияния этих процессов на осадконакопление.

Дополнительно привлекались геолого-геофизические данные соседних нефтегазоносных провинций (Тимано-Печорская провинция, Восточная Сибирь), где палеозойские отложения хорошо изучены, и открыты месторождения углеводородов. При изучении истории формирования палеозойских отложений с позиции связи с тектоникой плит, выполнялось сопоставление особенностей расположения территорий Восточной Сибири, Тимано-Печорской провинции и севера Западной Сибири с целью выявить закономерности размещения аналогичных отложений.

Согласно международной стратиграфической шкале, возраст начала формирования палеозойских отложений составляет приблизительно 535 млн лет назад и соответствует кембрийскому периоду. Согласно выполненным палеореконструкциям с использованием материалов виртуальных реконструкций движений плит Земного

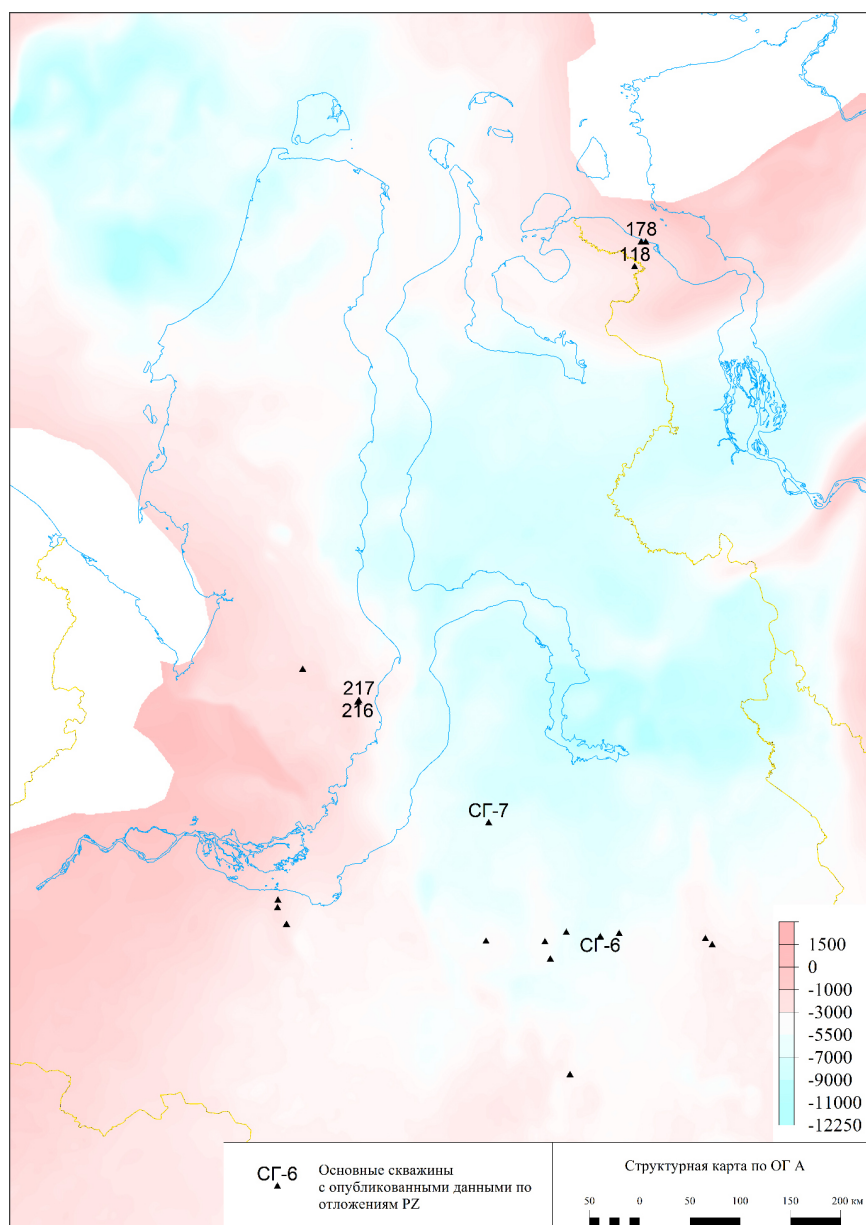


Рис. 1. Структурная карта по ОГ А в пределах изучаемой территории

шара (Müller et al., 2018), в кембрийский период территория севера Западной Сибири (СЗС) располагалась в пределах края карбонатной платформы Сибирского континента, в аналогичных условиях располагалась современная территория Тимано-Печорской провинции (ТПП), расположенной на Восточно-Европейском континенте. Восточная Сибирь (ВС) располагалась в пределах внутренней платформы Сибирского континента, где накапливались отложения сублиторали. В целом отложения того периода осадконакопления связаны с формированием карбонатной платформы в умеренно теплом климате. Дрейф континентов происходил на протяжении всей палеозойской эры, в периоды ордовика, силура, девона и карбона формировались отложения, связанные с процессами, происходящими в условиях карбонатной платформы. Основные коллектора здесь могут быть связаны с отложениями органогенных построек и покровных карбонатных отложений, покрышки и нефтегазоматеринские породы приурочены к глубоководным отложениям в периоды максимального уровня моря. Положения современных территорий СЗС, ТПП и ВС в то время позволяют сделать вывод о формировании схожих отложений. Следовательно для территории СЗС использование накопленного геолого-геофизического материала в качестве аналога на ТПП и ВС является обоснованным. Помимо этого, в результате бурения первой поисковой скважины на Лескинском лицензионном участке в левобережье Енисейского залива получена уникальная информация о составе, строении и вторичных преобразованиях карбонатных коллекторов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (Ершова и др., 2022). В скважине на нескольких стратиграфических уровнях палеозойского разреза по керну выделены интервалы вторичных доломитовых коллекторов. Образцы из скважины были изучены с помощью оптических методов (петрографической и катодоллюминесцентной микроскопии), растровой электронной микроскопии, микротомографии, получены данные о стабильных изотопах кислорода и углерода, а также предварительные данные по термобарометрии двухфазных газовой-жидкой включений. Интервалы с преимущественным распространением вторичных доломитовых коллекторов выделены в силурийско-нижнедевонском и эмско-верхнедевонском сейсмостратиграфических комплексах. Силурийские вторичные порово-каверновые доломитовые коллекторы приурочены к фациям рифового комплекса. Развитая система хорошо связанных вторичных пустот сформировалась по первично пористым и хорошо проницаемым рифогенным известнякам. В эмском интервале разреза кавернозные вторичные доломиты развиты по первично низкопроницаемым известнякам умеренно глубокой сублиторали; крупные каверны и полости сформировались здесь преимущественно в результате выщелачивания скелетов кораллов и строматопороидей. В верхнедевонских отложениях кавернозно-пористые вторичные доломиты замещают первично низкопористые и слабопроницаемые микробияльные известняки-ламиниты литорали. Для всех интервалов пород-коллекторов реконструирована последовательность вторичных изменений, и составлены парагенетические диаграммы.

Также по результатам поисково-разведочного бурения на Лескинской площади авторами (Морозов и др., 2022) охарактеризованы нефтегазоматеринские породы пермского, девонского и силурийского возрастов. Подтверждены нефтегазоматеринские породы с III типом органического вещества пермского возраста, и выделена ранее не изученная усть-енисейская свита (Slue), содержащая I-II тип органического вещества в граптолитовых сланцах лландоверийского и венлокского отделов нижнего силура (Морозов и др., 2022).

Аналогичные отложения коллекторов, покрышек и нефтегазоматеринских пород предполагаются на изучаемой территории. Для дополнительного подтверждения возможности существования единого бассейна седиментации в период осадконакопления были выполнены палеотектонические реконструкции.

На рисунке 2 приведена схема положения континентов и условия образования отложений от кембрийского до каменноугольного периодов для территорий ТПП, СЗС и ВС.

Слияние Сибирского и Восточно-Европейского континентов произошло в последующий пермский период, что привело к глобальным тектоническим процессам (коллизия), сопровождающимся активным вулканизмом, формированием островодужных систем, а также процессам сжатия, образования тектонических нарушений, закрытию океана (Бочкарев и др., 2007).

Здесь стоит отметить, что сближение континентов может сопровождаться двумя видами процессов: субдукции и обдукции. Главное отличие в том, что уничтожается океаническая кора, уходя под плиту, либо ее фрагменты переносятся на континент (табл. 1).

Офиолиты и другие мафит-ультрамафитовые комплексы, представляющие собой фрагменты земной коры океанического типа, достаточно широко развиты в фундаменте Западно-Сибирской плиты (особенно ее центральной и западной частях), они обычно располагаются вдоль крупных разломов, разделяющих структурно-формационные зоны разного типа (Иванов и др., 2012). Офиолиты представлены главным образом фрагментами, тектонически скученными с другими толщами. Наиболее представительный палеозойский офиолитовый комплекс, состоящий из меланжированных серпентинитов, габброидов, плагиогранитов и базальтов с прослоями яшм, описан между поселками Шаим и Супра, в пределах Шаимского нефтегазоносного района Приуральской мегазоны. Здесь в яшмах найдены позднеордовикские радиолярии и конодонты (Иванов и др., 2007). Нижний структурный элемент офиолитов – ультрабазиты, обычно полностью серпентинизированы, но местами содержат реликты исходных пород. Повсеместные находки офиолитов указывают на процессы обдукции во время сближения континентов.

Процессы закрытия океана всегда сопровождаются процессами рифтогенеза одного из континентов из-за большого напряжения при столкновении. Именно это обусловило в триасовом периоде формирование рифтовых зон в пределах современной территории Западно-Сибирской плиты и образование в последующем обширного юрского бассейна (Иванов и др., 2004). Сами процессы рифтогенеза сопровождаются активным вулканизмом, при этом образование вулканов на начальных стадиях образования рифта

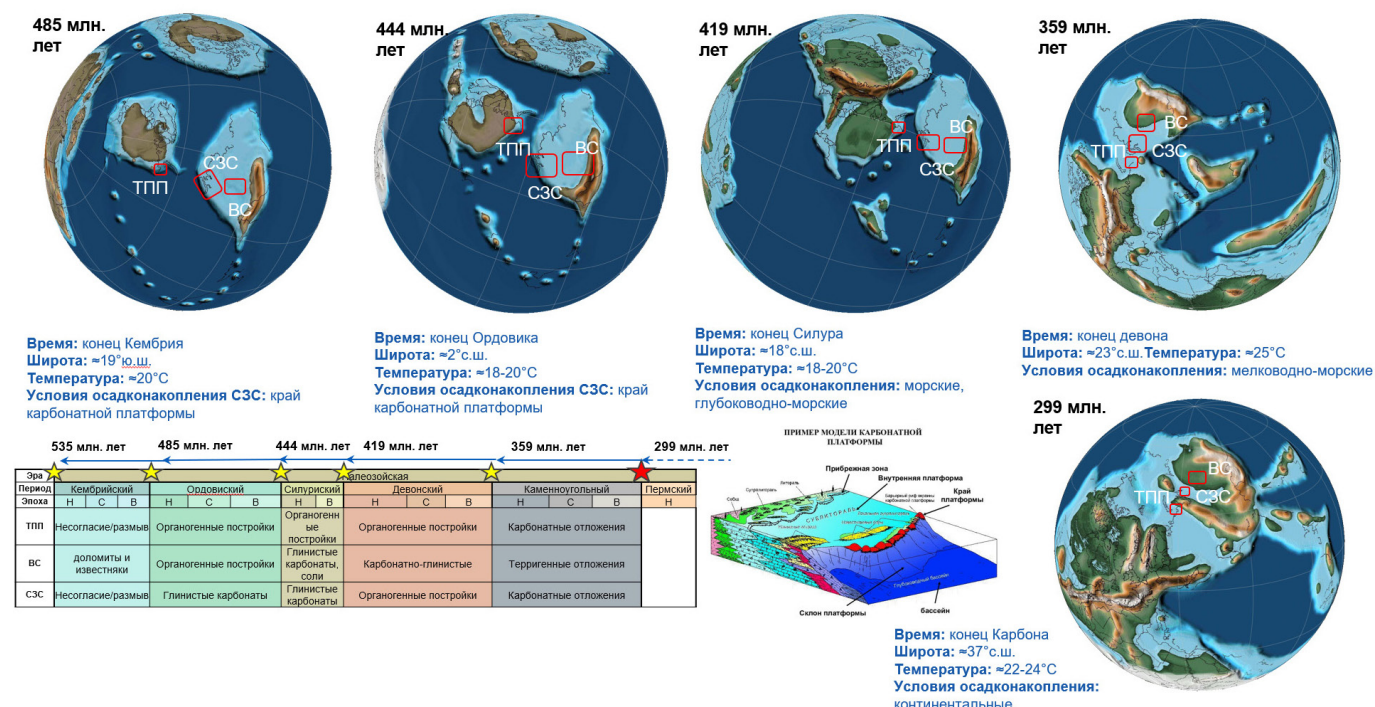


Рис. 2. Палеорекострукции положения континентов в кембрийский-каменноугольный период и особенности осадконакопления Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, севера Западной Сибири и Восточной Сибири во время формирования отложений

Критерий	Субдукция	Обдукция
Суть процесса	Одна плита погружается под другую	Часть океанической плиты надвигается на континентальную
Частота	Широко распространенный процесс	Очень редкий процесс
Геологические структуры	Глубоководные желоба, вулканические дуги, зоны землетресений	Офиолитовые комплексы на континентах
Баланс коры	Уничтожает океаническую кору	Переносит фрагменты океанической коры на континент

Табл. 1. Ключевые различия субдукции и обдукции

характерно для краевых зон, а на завершающих стадиях вулканизм в большей степени приурочен к центральным погруженным зонам рифта (Бочкарев, Нестеров, 1994).

Для рифтогенеза главной особенностью являются процессы растяжения, что повлияло на тектоническую модель палеозойских отложений, которые после активного сжатия подверглись повторным перестроениям и смещениям блоков, формируя структуры типа «домино» с вращением блоков, а также инверсионные перемещения по существующим разломам. Все эти процессы значительно осложнили строение палеозойских отложений и последующую их интерпретацию на сейсмических разрезах.

На рисунке 3 показаны основные процессы, которые обусловили формирование Западно-Сибирского бассейна в пермо-триасовый период.

После глобальных тектонических процессов установился длительный относительно спокойный период мезозойской эры, когда образованный новый Западно-Сибирский бассейн заполнялся осадками, при этом происходили обширные процессы эрозии и перераспределения отложений, разрушались возвышенные участки, и заполнялись погруженные области. Именно с этим

периодом связывают перспективные отложения триаса – формирование вулканогенных коллекторов в синрифтовых областях, а также появление обширных кор выветривания (Бородкин и др., 2022; Исаев, 2010; Байбародских и др., 1970). Формирование залежей здесь связывают с приконтактной зоной мезозойских и палеозойских отложений (Конторович, 2007).

Стоит отметить, что на основе изученных особенностей осадконакопления в палеозойскую эру есть основания полагать, что карбонатные отложения, сформированные во временные интервалы силур-девона на территории севера Западной Сибири, могут иметь большой потенциал содержания углеводородов, т.к. все процессы их формирования идентичны отложениям Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которая может являться прямым аналогом для оценки ресурсов. На рисунке 4 приведен пример интерпретации доюрского основания на одной из площадей СЗС, где по данным 3D сейсморазведки прослежены отражающие горизонты, маркирующие положение отложений палеозоя. Здесь интерпретируется наличие сбросов и надвигов, различного типа (с инверсией и без нее), наличие эрозионных процессов в кровле фундамента.

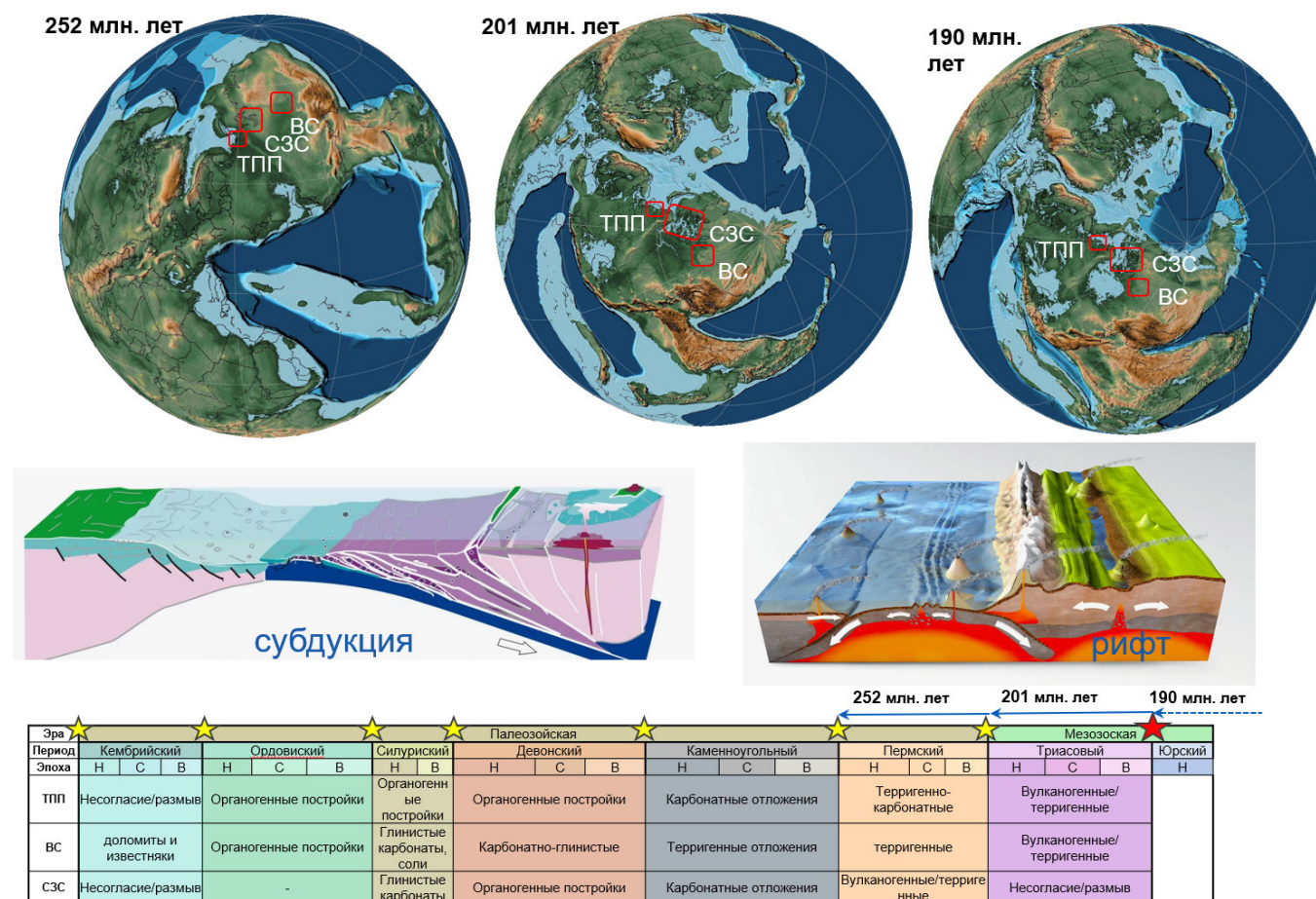


Рис. 3. Палеорекострукции положения континентов в пермский-триасовый период и особенности тектонических процессов территорий севера Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Восточной Сибири

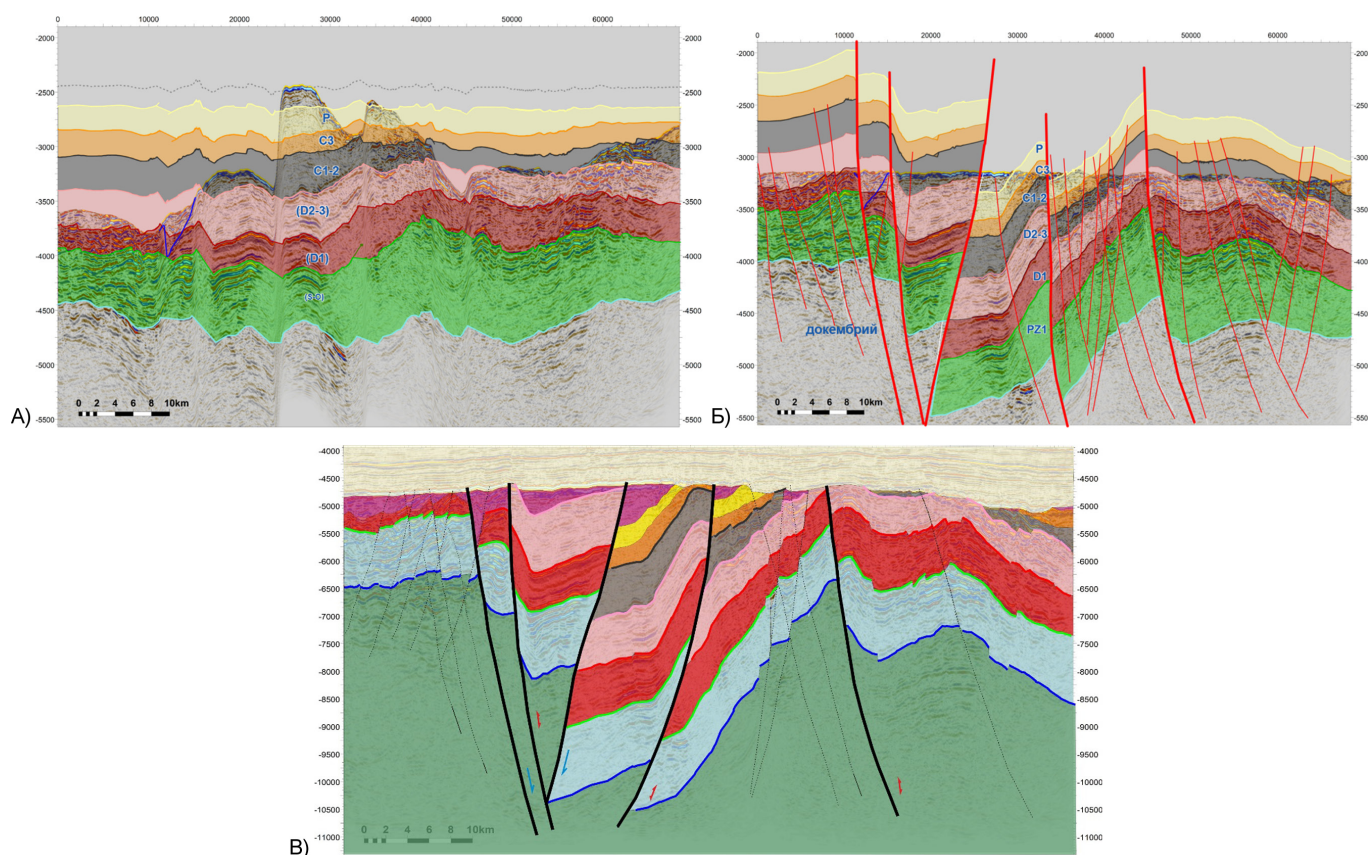


Рис. 4. Тектоническая модель фундамента на одной из площадей севера Западной Сибири: А) восстановленный палеорельеф; Б) после глобальных тектонических процессов; Б') современное положение

Учитывая карбонатный генезис слагающих отложений, а также установленное наличие покрывок и наличие нефтегазоносности в кровле каждого комплекса на соседних территориях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, предполагается, что большой потенциал могут содержать в себе структурно-стратиграфические ловушки.

Возраст комплексов установлен с помощью увязки отражающих горизонтов с соседними более изученными площадями, где имеются данные возрастных определений. Стоит отметить, что для пород фундамента доступны только косвенные методы определения возраста, по взаимному расположению с соседними образованиями. Из всего фонда скважин приблизительно 5% имеют возрастные определения по палеонтологическим остаткам; в настоящее время известно более 1000 точечных определений абсолютного возраста изотопными методами (U-Pb, Ar-Ar) (Панченко, 2025).

Обсуждение результатов

На рисунке 5 представлена сводная схема геодинамических и геохимических процессов, которая иллюстрирует возможность наличия углеводородов и их сохранность в отложениях палеозоя. Для составления этой схемы проанализированы данные по скважинам, вскрывающие доюрское основание на территории севера Западной Сибири, данные о тектонических процессах (воздымание, погружение) в последующие периоды, после формирования палеозойских осадков, а также накопленный опыт по изучению нефтегазоносности территории севера Западной Сибири (Воробьев и др., 2019; Шустер, Пуанова, 2021).

В период юрского осадконакопления происходило унаследованное воздымание, что обусловило закономерные процессы миграции, аккумуляции и сохранения углеводородов в палеозойских отложениях. Инверсионные движения в раннем мелу, вероятно, привели к разрушению первично сформированных залежей из-за образования новых систем разломов, в периоды последующего погружения залежи переформировывались и перераспределялись по разрезу. Следующее инверсионное воздымание произошло в раннемеловой период, запустив процессы переформирования залежей. В дальнейшем и до настоящего момента происходило унаследованное воздымание и больше не было критичных моментов для расформирования залежей. С учетом того, что генерация в палеозойских отложениях, вероятно, шла до палеогенового периода, залежи углеводородов имели все условия, чтобы сохраниться в ловушках палеозойских отложений.

Дополнительно проанализированы особенности залегания структурно-стратиграфических залежей палеозойских отложений с сопоставлением с открытыми месторождениями Тимано-Печорской провинции. Установлено, что мощности разновозрастных отложений сопоставимы, при этом мощность интервала не полностью является продуктивной, так из 4 пластов продуктивным является один, что говорит о наличии более сложного геологического строения и существовании покрывок внутри разновозрастного комплекса (рис. 6).

Анализируемый интервал на месторождении-аналоге содержит несколько пластов с разным насыщением, однако на исследуемой территории отдельно пласты проследить невозможно. По месторождениям аналогам все залежи с условным продуктивным уровнем (заполнение 100% по скважинам), статистика по заполнению отсутствует, так как нет скважин со смешанными притоками из одного пласта. В интервале одного возраста чередуются пласты с водой и пласты с продуктом. Исходя из этих данных, при оценке ресурсного потенциала необходимо закладывать риски на наличие насыщения и учитывать при дальнейшей вероятностной оценке с варьированием продуктивного объема.

Заключение

Представленная схема геодинамических процессов отражает полный набор необходимых критериев возможности наличия залежи: наличие коллектора, покрывки, нефтегазоматеринских пород, миграции и сохранности залежи.

На изучаемой территории отложения палеозоя не вскрыты, при этом выполненная интерпретация отражающих горизонтов по сейсмическим данным, увязанная с соседними территориями, позволяет делать выводы о наличии нескольких структурных этажей, связанных с формированием отложений девона, карбона и перми. Палеотектонический анализ, в том числе глобальных процессов при движении континентов, позволяет делать выводы о возможности использования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в качестве аналога фильтрационно-емкостных свойств, для последующего этапа оценки ресурсов.

На основании выполненного анализа сформулированы основные тезисы относительно перспектив доюрского основания севера Западной Сибири. Коллектора связаны с шельфовыми карбонатными платформами, рифовыми постройками и являются аналогами отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Покрывки связаны с глубоководными отложениями карбонатных платформ, вулканогенными отложениями. Наличие нефтегазоматеринских пород, установленное по результатам геохимических исследований, располагаются в нижней части комплекса пластов C2, верхней части комплекса пород C1, в интервале комплекса пластов D1, S1. Тип залежей – многопластовый, структурного и структурно-тектонического типа.

Необходимо оценивать ресурсы структурно-стратиграфического типа в каждом прослеженном комплексе, а не только в кровельной части фундамента, учитывая тот факт, что комплекс может содержать несколько пластов, чередующихся по насыщению. Так как реализовать более детальное прослеживание отражающих горизонтов на текущем этапе изученности невозможно, предлагается при последующей оценке ресурсов оценивать весь объем заполнения структуры, но учитывать коэффициент продуктивности интервала.

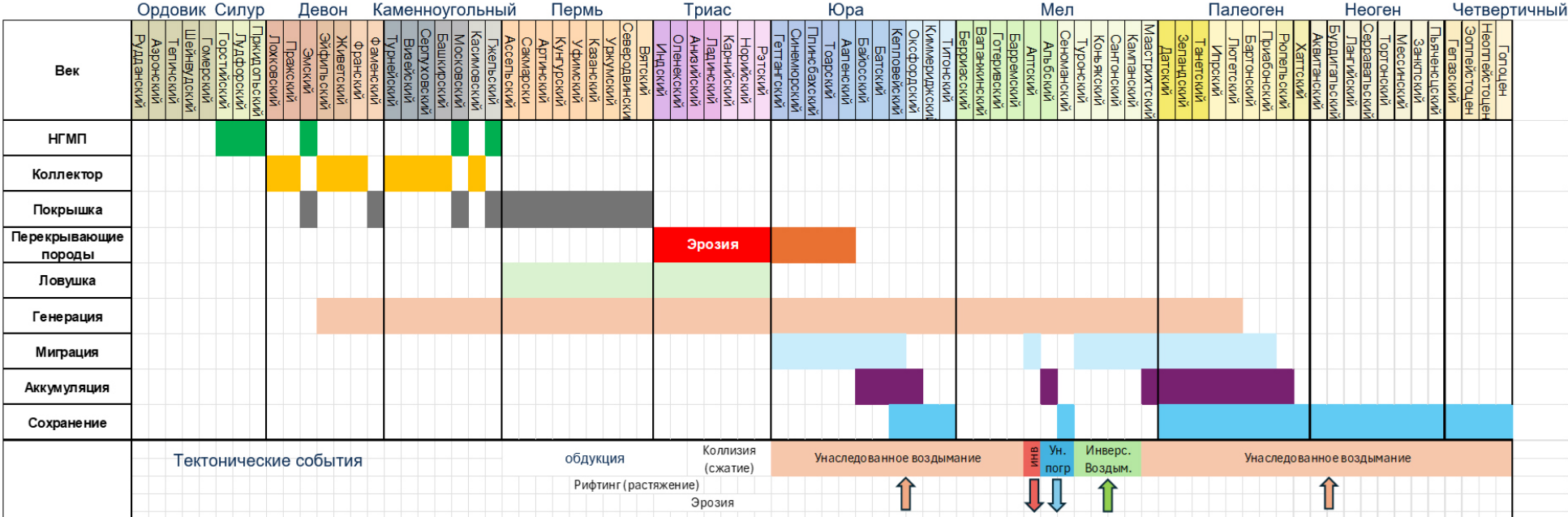


Рис. 5. Сводная схема геодинамических и геохимических процессов

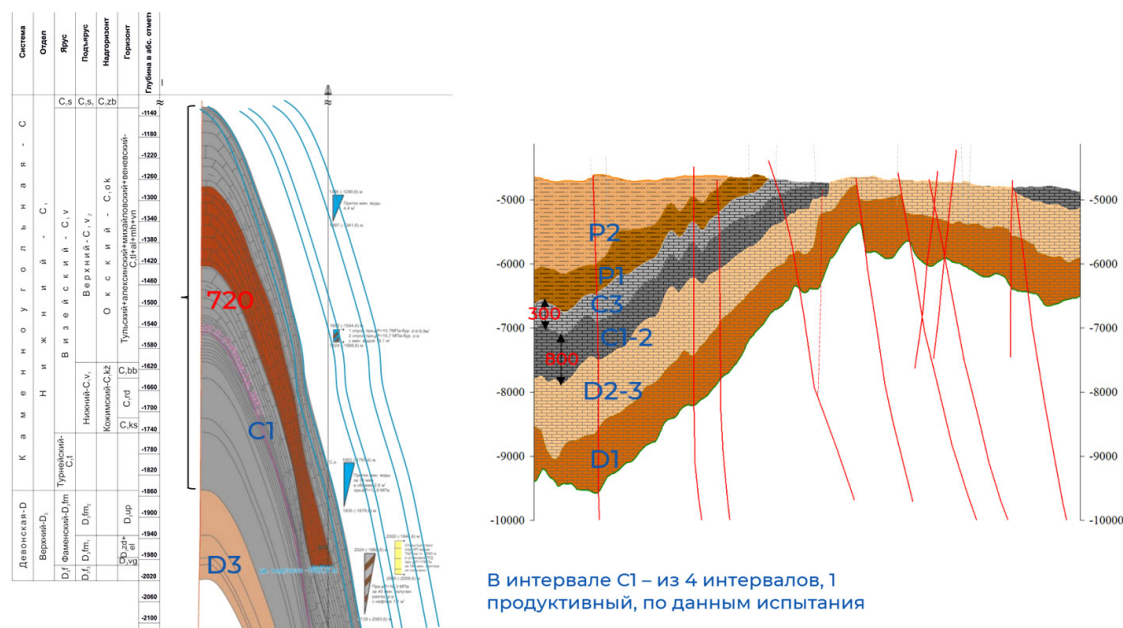


Рис. 6. Сопоставление продуктивных интервалов открытых залежей и перспективных интервалов изучаемой территории

Литература

Байбародских Н.И., Булыничкова А.А., Шарыгин Ю.А. (1970). К стратиграфии триасовых отложений Усть-Енисейского района. *Решения и труды межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности* (21-27 марта 1967 г.). Тюмень, Ч. II, с. 27–29.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. (2003). Палеозой и триас Западной Сибири (комплексные исследования). *Геология и геофизика*, 44(1-2), с. 120–143.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Лукомская К.Г., Черепанова Н.Л. (2007). Амфитеатр пермо-триасового магматизма северной Евразии. *Горные ведомости*, 7(38), с. 6–16.

Бочкарев В.С., Нестеров И.И. (1994). Геодинамические типы рифтогенеза Западной Сибири. В: *Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири*. М.: Наука, с. 35–40.

Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Тепляков А.А. (2022). Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D, 3D. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(2), с. 1–23. https://doi.org/10.17353/2070-5379/18_2022

Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В., Бембель С.Р. (2019). Уточнение палеотектонического развития северной части западно-сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время. *Успехи современного естествознания*, (10).

Ершова В.Б., Васильева К.Ю., Вилесов А.П., Михайлова К.Ю., Верещагин О.С. (2022). Особенности формирования вторичных коллекторов в карбонатных отложениях палеозоя западно-таймырского потенциально нефтегазоносного района. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*, 7(4(26)), с. 68–82

Иванов К.С., Коротеев В.А., Федоров Ю.Н., Кошечев В.Н., Кормильцев В.В., Печеркин М.Ф., Ерохин Ю.В., Погромская О.Э., Ронкин Ю.Л., Калеганов Б.А., Сурина О.В., Князева И.В. (2004). Строение зоны сочленения Приполярного Урала и Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Литосфера*, (2), с. 108–124.

Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Амон Э.О. и др. (2007). О возрасте и составе офиолитов фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. *Докл. АН*, 413(4), с. 535–540.

Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б. и др. (2012). Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, (4), с. 91–106.

Избеков И.Б. (2013). Закономерности размещения месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции. Научно-технический сборник. *Вести газовой науки*, 5(16), с. 74–80.

Исаев Г.Д. (2010). Геология и тектоника палеозоя западно-сибирской плиты. *Литосфера*, (4), с. 52–68.

Конторович В.А. (2007). Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений

Западной Сибири (на примере Чузиско-Чижалской зоны нефтегазоаккумуляции). *Геология и геофизика*, 48(5), с. 538–547.

Конторович В.А., Калинина Л.М. (2019). Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений. *Бурение и нефть*, (11), с. 18–25.

Куркин А.А., Кузнецов В.И. (2018). Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных. *Геология нефти и газа*, (3), с. 87–101.

Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Камполи И.А. и др. (2022). Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*, 7(4(26)), с. 109–123.

Панченко И.В., Смирнова М.Е., Куликов П.Ю. и др. (2025). Принципы выявления породно-вещественных единиц в доюрском комплексе Западной Сибири для формирования критериев поиска УВС. *Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы Двадцать восьмой научно-практической конференции*, 20–21 ноября 2024 г. Ханты-Мансийск: Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, с. 58–68.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2021). Перспективы нефтегазоносности глубоководных юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках. *Георесурсы*, 23(1), с. 30–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

Müller R.D., Cannon J., Qin X., Watson R.J., Gurnis M., Williams S. et al. (2018). GPlates: Building a virtual Earth through deep time. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 19. <https://doi.org/10.1029/2018GC007584>

Сведения об авторах

Елена Александровна Потапова – кандидат геол.-минерал. наук, начальник отдела поиска перспективных объектов Гыдан, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Равиль Рамильевич Шакиров – директор департамента ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Данил Леонидович Гендель – начальник отдела поиска перспективных объектов Ямал, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Андрей Георгиевич Кошечев – главный специалист отдела интерпретации Ямал, Гыдан, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Статья поступила в редакцию 30.06.2026;

Принята к публикации 13.08.2026; Опубликовано 30.09.2026

Prerequisites for Paleozoic Oil and Gas Potential in Northern Western Siberia (Based on Plate-Tectonic Reconstructions and 3D Seismic Data)

E.A. Potapova*, R.R. Shakirov, A.G. Koshcheev, D.L. Gendel

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Elena A. Potapova, e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Abstract. This paper presents the results of a regional study of the tectonic structure of the West Siberian Plate and its margins in the context of theoretical concepts regarding continental evolution. The main patterns governing the distribution of discovered pre-Jurassic basement deposits and the sedimentation peculiarities were studied, taking into account global plate tectonics. The study analyzes the impact of rifting - accompanied by active volcanism - on the structural features of the pre-Jurassic section. A paleoreconstruction of pre-Jurassic deposits was conducted for specific areas in northern Western Siberia. A schematic model illustrating geodynamic and geochemical processes in northern Western Siberia from the formation of the pre-Jurassic complex to the present day was developed. Based on available data, sedimentation conditions during various stages of Paleozoic deposit formation were determined, and areas sharing similar geological processes were identified. Reflecting horizons were interpreted, and assumptions were made regarding the age of the associated deposits. Tectonic fault types were identified and linked to rifting and plate movements, resulting in a detailed tectonic model made for specific areas in northern Western Siberia. The published results substantiate the complex structural-stratigraphic composition and confirm the potential for oil and gas prospects of the pre-Jurassic basement.

Keywords: pre-Jurassic basement, plate tectonics, Paleozoic, rifting, structural-tectonic features, basement, northern Western Siberia

Recommended citation: Potapova E.A., Shakirov R.R., Koshcheev A.G., Gendel D.L. (2026). Prerequisites for Paleozoic Oil and Gas Potential in Northern Western Siberia (Based on Plate-Tectonic Reconstructions and 3D Seismic Data). *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 19–27. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.7>

References

- Baiborodskikh N.I., Bulynnikova A.A., Sharygin Yu.A. (1970). On the stratigraphy of Triassic deposits in the Ust-Yenisei district. In: *Decisions and Proceedings of the Interdepartmental Meeting on Revising and Refining the Unified and Correlation Stratigraphic Schemes of the West Siberian Lowland* (March 21–27, 1967). Tyumen, Part II, pp. 27–29. (In Russ.)
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. (2003). Paleozoic and Triassic of Western Siberia (integrated studies). *Russian Geology and Geophysics*, 44(1–2), pp. 120–143. (In Russ.)
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Lukomskaya K.G., Cherepanova N.L. (2007). The amphitheater of Permian-Triassic magmatism in Northern Eurasia. *Gornye Vedomosti*, 7(38), pp. 6–16. (In Russ.)
- Bochkarev V.S., Nesterov I.I. (1994). Geodynamic types of rifting in Western Siberia. In: *Geology and Assessment of the Oil and Gas Potential of Western Siberia*. Moscow: Nauka, pp. 35–40. (In Russ.)
- Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Teplyakov A.A. (2022). Seismic-geological model and oil and gas prospects of Paleozoic-Mesozoic deposits in northern Western Siberia based on 2D and 3D seismic surveys. *Oil and Gas Geology: Theory and Practice*, 17(2), pp. 1–23. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/18_2022
- Ershova V.B., Vasilyeva K.Yu., Vilesov A.P., Mikhailova K.Yu., Vereshchagin O.S. (2022). Characteristics of secondary reservoir formation in Paleozoic carbonate deposits of the West Taymyr potential oil and gas region. *PROneft. Professionally about Oil*, 7(4(26)), pp. 68–82. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Koroteev V.A., Fedorov Yu.N., Koshevoy V.N., Kormiltsev V.V., Pecherkin M.F., Erokhin Yu.V., Pogromskaya O.E., Ronkin Yu.L., Kalganov B.A., Surina O.V., Knyazeva I.V. (2004). Structure of the junction

zone between the Subpolar Urals and the West Siberian oil and gas basin. *Litosfera*, (2), pp. 108–124. (In Russ.)

Ivanov K.S., Fedorov Yu.N., Amon E.O. et al. (2007). On the age and composition of ophiolites in the basement of the West Siberian oil and gas megabasin. *Doklady AN*, 413(4), pp. 535–540. (In Russ.)

Ivanov K.S., Erokhin Yu.V. et al. (2012). New data on the basement structure of the West Siberian Plate. *Litosfera*, (4), pp. 91–106. (In Russ.)

Izvekov I.B. (2013). Patterns of hydrocarbon deposit distribution in the junction zone of the Yamal, Gydan, and Nadym-Pur regions of the West Siberian megaprovince. *Vesti Gazovoy Nauki*, 5(16), pp. 74–80. (In Russ.)

Isaev G.D. (2010). Geology and tectonics of the Paleozoic of the West Siberian Plate. *Litosfera*, (4), pp. 52–68. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2007). Seismogeological criteria for the oil and gas potential of the contact zone between Paleozoic and Mesozoic deposits in Western Siberia (using the Chuzik-Chizhupka oil and gas accumulation zone as an example). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), pp. 538–547. (In Russ.)

Kontorovich V.A., Kalinina L.M. (2019). Geological structure and oil and gas potential of the Paleozoic in Western Siberia: models of reference fields. *Burenie i Neft*, (11), pp. 18–25. (In Russ.)

Kurkin A.A., Kuznetsov V.I. (2018). Refinement of the tectonic structure of the Yamal-Gydan region based on the results of integrated interpretation of geophysical data. *Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 87–101. (In Russ.)

Morozov N.V., Kalacheva D.Yu. et al. (2022). Oil and gas source rocks of the West Taymyr potential petroleum-bearing region based on drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*, 7(4(26)), pp. 109–123. (In Russ.)

Müller R.D., Cannon J., Qin X., Watson R.J., Gurnis M., Williams S. et al. (2018). GPlates: Building a virtual Earth through deep time. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 19. <https://doi.org/10.1029/2018GC007584>

Panchenko I.V., Smirnova M.E., Kulikov P.Yu., et al. (2025). Principles for identifying rock-material units in the pre-Jurassic complex of Western Siberia to establish criteria for hydrocarbon exploration. *Ways to Realize the Oil and Gas Potential of Western Siberia: Proceedings of the 28th Scientific and Practical Conference*, November 20–21, 2024. Khanty-Mansiysk: V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Subsoil Use, pp. 58–68. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):30–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

Vorobyev S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Bembel S.R. (2019). Refinement of the paleotectonic evolution of the northern part of the West Siberian Plate during the Mesozoic-Cenozoic. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, (10). (In Russ.)

About the Authors

Elena A. Potapova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Prospecting Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Ravil R. Shakirov – Head of the Resource Base Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Danil L. Gendel – Head of the Prospecting Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Andrey G. Koshcheev – Chief Researcher of the Interpretation Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Manuscript received 30 June 2026;

Accepted 13 August 2026; Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Подходы к интерпретации сейсмических данных 3D при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (Фроловская мегавпадина)

А.И. Хисамутдинова*, А.С. Гриневский, Д.Е. Мирошниченко, А.Ф. Романчук, А.А. Баранцев, Р.Ю. Бояркин, Т.Н. Кирьянова, А.А. Бакулин
Московский офис ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Доюрский комплекс (ДЮК) Фроловской мегавпадины Западной Сибири – перспективное направление наращивания ресурсной базы: на балансе числятся 68 месторождений с геологическими запасами около 965,5 млн т условного топлива. В работе обобщён опыт интерпретации данных широкоазимутальной сейсморазведки 3D для изучения строения и нефтегазоносности комплекса на площади, охарактеризованной 10 съёмками (более 2800 км²), 90 поисково-разведочными и свыше 500 эксплуатационными скважинами. Показано, что достоверная структурная модель ДЮК достигается за счёт полноазимутальной глубинной анизотропной миграции, улучшающей фокусировку наклонных отражений и подавление кратных волн в условиях эрозионного рельефа и коры выветривания. Для областей развития кислых вулканитов позднепермь–раннетриасового возраста установлена связь литологического состава (туфы, риодациты, метариодациты) с упругими свойствами: наиболее перспективные коллекторы – поровые туфы с пониженным акустическим импедансом, прослеживаемые по данным синхронной сейсмической инверсии; коллекторы сложного типа по упругим свойствам разделяются неуверенно. За пределами вулканитов предложен вероятностный прогноз вещественного состава прикровельной части ДЮК методом Гауссова дискриминантного анализа по картам продольного импеданса и отношения V_p/V_s , опирающийся на базу измерений упругих свойств керна (более 360 образцов, 10 петрокласов). Комплексирование сейсморазведки, петрофизики и вероятностного моделирования снижает геологические риски бурения и повышает эффективность геологоразведочных работ.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Фроловская мегавпадина, доюрский комплекс, триас, палеозой, сейсморазведка 3D

Для цитирования: Хисамутдинова А.И., Гриневский А.С., Мирошниченко Д.Е., Романчук А.Ф., Баранцев А.А., Бояркин Р.Ю., Кирьянова Т.Н., Бакулин А.А. (2026). Подходы к интерпретации сейсмических данных 3D при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (Фроловская мегавпадина). *Георесурсы*, 28(3), с. 28–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.8>

Введение

Интерес к залежам углеводородов, связанным с резервуарами доюрского основания Западно-Сибирской плиты, возник сразу же после открытия промышленных залежей газа и нефти в 60-х гг. прошлого столетия в Березовском и Шаимском районах, где уже первыми скважинами была установлена продуктивность верхней части палеозойских отложений. На данный момент триасовые и палеозойские разрезы доюрского комплекса (ДЮК) в Западной Сибири вскрыты более чем пятью тысячами скважин.

Доюрский комплекс Западной Сибири представляет собой сложнопостроенный ансамбль разновозрастных террейнов. Историю развития и особенности структурных взаимоотношений блоков фундамента молодой Западно-Сибирской плиты сложно описать ёмко и непротиворечиво. Наиболее масштабной региональной работой по обобщению накопленного материала изучения ДЮК явился отчёт по (Медведева, Цимбалюк, 2016). Скважинная информация (каротажные данные, описание керна), карты геофизических полей и, наконец, геологическая и литолого-фациальная карты доюрского основания Западно-Сибирской плиты позволили в настоящее время подойти к его изучению детально.

По данным на 2025 год в доюрском комплексе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) находятся на балансе 68 месторождений с геологическими запасами 965,5 млн тонн условного топлива.

* Ответственный автор: Айсылу Ильдаровна Хисамутдинова
e-mail: Aysylu.Khisamutdinova@lukoil.com

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

За почти 50 лет изучения и разработки комплекса наметилась корреляция между составом и продуктивностью комплекса. Ловушками могут выступать карбонатные блоки доюрского фундамента (например, Ханты-Мансийское, Арчинское месторождения и др.), кора выветривания по различным типам коренных пород (например, Восточно-Каменное, Даниловское, Северо-Варьганское месторождения). Отдельным и уникальным высокоперспективным объектом являются вулканогенные породы пермь-триасового возраста преимущественно кислого состава. Их разработка ведётся на Рогожниковском и Средне-Назымском месторождениях. Максимальные дебиты (свыше 180 т/сут) получены из прослоев кластолавы и туфов.

Цель исследования состояла в разработке и обосновании комплексной методологии интерпретации широкоазимутальных сейсмических данных 3D для построения достоверной структурной модели и прогнозирования коллекторских свойств доюрского комплекса в центральной части Фроловской мегавпадины Западной Сибири. Это снижает геологические риски при бурении и повышает эффективность геологоразведочных работ. Комплексный анализ скважинных данных и широкоазимутальной сейсморазведки позволяет охарактеризовать геологическое строение и нефтегазоносный потенциал доюрского комплекса.

Геологическое положение изучаемой площади

Описываемый район, согласно (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004), на схеме фациального районирования триасовых отложений Западной Сибири относится к Ляпинско-Шеркалинскому району. Он вскрыт 90 поисково-разведочными скважинами и более чем 500 эксплуатационными скважинами. В интерпретации участвовали данные по 10 современным сейсмическим съёмкам 3D площадью более 2800 км².

На карте аномалий магнитного поля, полученной по результатам интерпретации данных высокоточных аэросъёмки масштаба 1: 50 000, проводившихся в 1970–1990 годах, описываемый район располагается на границе трёх зон. На юге и на севере располагаются обширные зоны с отрицательными значениями аномального магнитного поля ΔT_a (100–200 нТл), в центральной части – протяжённый линейный элемент с положительными значениями магнитного поля. Линейные элементы с положительными значениями аномалий в целом для Широкого Приобья интерпретируются как области развития триасового рифтогенеза (Ступакова и др., 2015; Харахинов, 2019; Шадрин, 2009, 2018; Хромова и др., 2015; Latyshev et al., 2025; и др.) (рис. 1).

Доюрский комплекс делится по возрасту на два типа разреза: средне-позднепалеозойский и позднепермь–ранне-среднетриасовый (рис. 2).

Средне-позднепалеозойский тип в контуре исследуемой территории сложен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, редко встречаются отдельные прослои вулканических пород преимущественно основного (базальты), реже среднего (андезиты) состава, метаморфические породы зеленосланцевой фации метаморфизма.

Карбонатный тип разреза представлен биоморфно-детритовыми и пелитоморфными известняками, местами метаморфизованными до мраморов. Терригенные породы представлены песчаниками и алевролитами вторично изменёнными (Хисамутдинова и др., 2024).

Метаморфогенный тип разреза в средне-палеозойских блоках представлен сланцами светло-серого, светло-зелёного, тёмно-зелёного, чёрного цветов, метаморфизованными, кремнистого или глинистого состава, крепкими, плотными, трещиноватыми, с перемятым метаморфизованным углефицированным детритом, с прожилками кварцита.

По мнению большинства исследователей, терригенно-карбонатные отложения приурочены к блокам континентальной сиалической коры (плитам и микроплитам), а вулканогенные отложения – к островодужным системам. Все отложения палеозоя подвергнуты складчатости в позднекаменноугольно-раннепермское время с отдельными фазами внедрений гранитных интрузий (Конторович и др., 2024).

Центральная часть исследуемого участка попадает в зону развития формации кислых вулканитов, относимых к туринской серии раннего триаса. Это поле имеет юго-восток-северо-западное простирание, продолжаясь на северо-западе на Рогожниковскую группу месторождений (рис. 2).

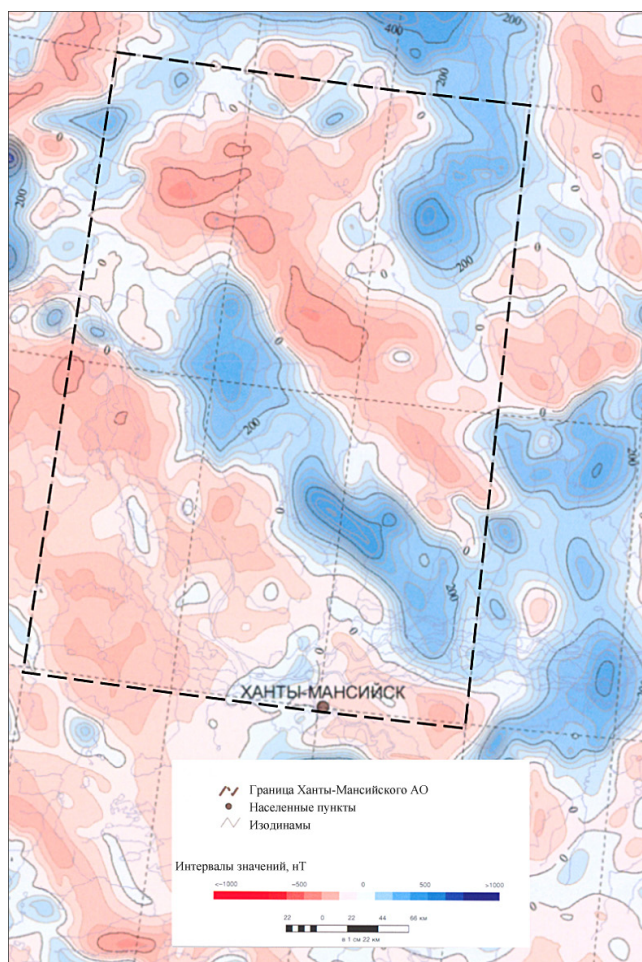


Рис. 1. Положение изучаемого участка недр на карте изодинам приращения полного вектора магнитного поля (Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа..., 2004)

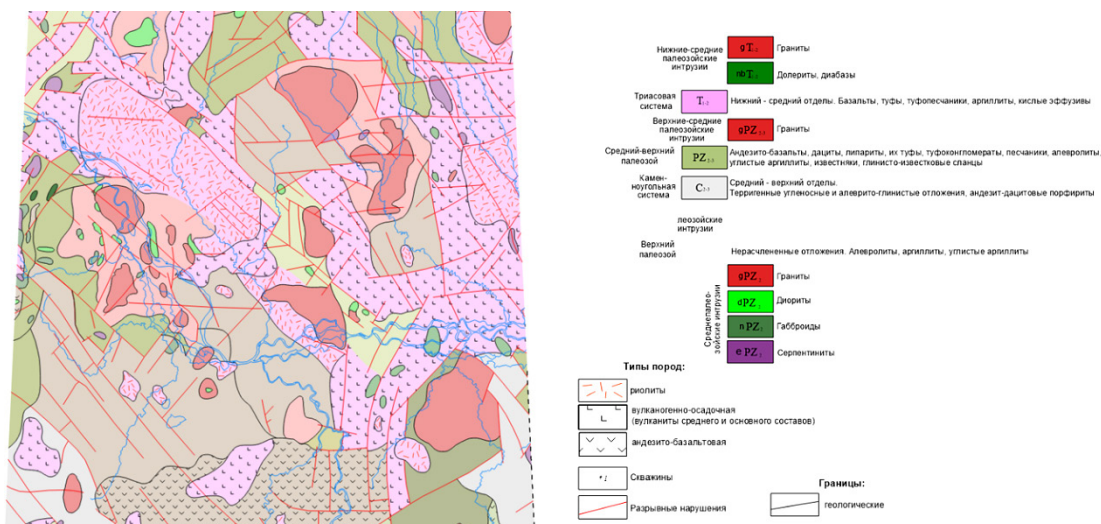


Рис. 2. Фрагмент геологической карты дююрского основания (Медведева, Цимбалюк 2016 г.)

Позднепермь-раннетриасовый тип разреза дююрского комплекса представлен преимущественно эффузивами кислого состава: лавами риодацитов, риолитов, дацитов, их туфовыми разностями, туфо- и лавобрекчиями, игнимбритами. Породы лавовых потоков массивные, реже деформированные, деформации разноориентированы. Эффузивные разности часто обладают перлитовыми текстурами. Несколькими скважинами в ареалах преобладания вулканитов кислой формации вскрыты локальные линзы базальтов мощностью ~ 5–10 м. Стратиграфическая приуроченность линз остаётся дискуссионной (Коровина и др., 2009; Добрыдень и др., 2024; Смирнова и др., 2024; Алексеев и др., 2025).

Детальное описание петротипов приведено в работах (Смирнова и др., 2024)

Согласно (Смирнова и др., 2024) основными петротипами кислой формации триасовых вулканитов, вскрытых на описываемой территории, являются:

- Риодацитовые лавы (массивные и флюидальные). Породы обладают порфировой структурой с вкрапленниками плагиоклаза, калиевого полевого шпата и кварца, а основная масса состоит из гранобластового агрегата кварца и глинистого материала. Характеризуются высокой плотностью ($>2,4 \text{ г/см}^3$) и высокими значениями сопротивления на каротаже. Преимущественно неколлектор;

- Риодацитовые лавы (коры выветривания). Первичная структура затусована интенсивными вторичными изменениями, при которых вкрапленники замещены каолинитом, гидрослюдами и хлоритом, а трещины заполнены кварцем и карбонатом. Формируется вторичная брекчиевидная текстура, а на каротаже наблюдается снижение плотности, нейтронного каротажа и сопротивления. Возможный коллектор;

- Риодацитовые лавы с перлитовой текстурой с концентрическими трещинами внутри округлых сфер, где пустотное пространство сосредоточено во внутренних частях перлитов. Основная масса сложена кварцем и буровато-зелеными глинистыми минералами. На каротаже эти породы характеризуются повышенным акустическим каротажем и сниженной плотностью. Коллектор;

- Риодацитовые туфы лапиллиево-пепловые. Состоят преимущественно из витрокластов (до 80%),

кристаллокластов и слабо раскристаллизованной стекловатой или глинисто-кварцевой основной массы с высокой пористостью. Это самые низкоплотные породы с самыми низкими значениями сопротивления и нейтронного каротажа, но высокими показателями проводимости. Коллектор;

- Риодацитовые туфы с обломками перлитовых лав. Обломочная часть включает до 80% литокластов перлитовых риодацитов, а основная масса неравномерно перекристаллизована, окварцована и замещена глинистыми минералами. На каротаже занимают промежуточное положение между пепловыми туфами и перлитовыми лавами, отличаясь структурной неоднородностью сопротивлений. Коллектор;

- Андезидацитовые лавы. Имеют порфировую структуру с корродированными вкрапленниками полевого шпата, интенсивно пелитизированными и замещенными вторичными минералами (хлорит, кальцит, сидерит). Отличаются высокой объемной плотностью и выдержанными низкими значениями радиоактивности и сопротивления, сопоставимыми с терригенными породами. Преимущественно неколлектор.

Породы дююрского основания, как правило, изменены процессами вторичных преобразований, по ним активно развивается кора выветривания.

Кора выветривания является континентальной формацией, образованной в результате изменения исходных горных пород под воздействием атмосферных и биогенных агентов. Её состав зависит от исходных пород палеозоя (преимущественно мергели, известняки, долериты, а также терригенные отложения – песчаники, конгломераты, глины) или мезозоя (преимущественно магматические и вулканические породы основного, реже – кислого состава). Кора выветривания имеет зональное строение и делится снизу вверх на зоны дезинтеграции, выщелачивания и гидролиза. Выделяются два геоморфологических типа кор выветривания: площадные и линейно-трещинные, обусловленные наличием разломов в прикровельной части дююрского комплекса. Возраст коры выветривания связан с возрастом субстрата, на котором она формируется и часто принимается условно в достаточно широком диапазоне. Детальное изучение коры выветривания

как продуктивного интервала приведено в работах (Губин, Канакова, 2013; Краснощекова и др., 2024; Лебедев и др., 2014; Конторович и др., 2024; и др.).

В пределах изучаемой территории отложения коры выветривания вскрыты спорадически и в большинстве случаев без отбора керна. В редких скважинах с отбором керна породы коры выветривания по кислым вулканитам представлены конглобрекцией, состоящей из светло-серого, почти белого выветрелого кислого эффузива (риодацит) и буровато-серой цементирующей массы с кусочками обугленной древесины (структурный эллювий кислых эффузивов). Мощность коры выветривания на описываемой площади составляет от 0 до ~10 м.

Обоснование возраста позднеперм–раннетриасового типа разреза

Возраст комплекса обоснован U-Pb датировками циркона по пробам из шести скважин 2012–2016 гг., вскрывших вулканогенный комплекс на сотни метров.

Во Всероссийском научно-исследовательском геологическом институте им. А.П. Карпинского в Центре изотопных исследований было проведено датирование монофракций цирконов из проб пород доюрского комплекса из 6 равноудалённых друг от друга скважин. Для определения абсолютного возраста вулканитов была применена методика SIMS (Точечные изотопно-геохимические измерения, определения изотопных отношений и массовых долей урана, тория и свинца методом масс-спектрометрии), исследование проводилось на вторично-ионном масс-спектрометре SHRIMP-II.

Цирконы из всех проб представляют собой гомогенные популяции с морфологическими особенностями, типичными для зёрен эффузивов кислого состава. Они относятся к единой геологической серии и представляют собой, по-видимому, практически непрерывную последовательность становления отдельных горизонтов (потоков, эксплозий). Геохимия цирконов, отражающая характеристики среды минералообразования, также однородна. Значимых вторичных изменений и унаследованных ядер нет. Отмечается (как и в цирконах из вулканических туфов) повышенное содержание нерадиогенного свинца, при обычном для кислых магматических пород Th/U отношений 0,3–0,6, большое количество газовой-жидких включений.

Согласно результатам исследований, возрастной диапазон отобранных образцов керна составляет $238 \pm 2,6$ – $248,4 \pm 2,5$ млн лет, что геохронологически соответствует рубежу раннего и среднего триаса оленёкским и анизийским векам.

Возраст комплекса по керну скважин 2020–2023 гг. бурения приведён в (Latyshev et al., 2025), по обновлённым данным U-Pb возраст изменяется в диапазоне от 253,69 до 248,21 млн лет, что соответствует позднепермскому–раннетриасовому времени.

Подходы к сейсмической интерпретации комплекса Качество сейсмических данных

Качество сейсмических данных имеет принципиальное значение для исследования доюрского комплекса, при этом важен не только исходный полевой материал,

но и граф обработки, а также ее интерпретационное сопровождение. Наиболее достоверный геологический результат достигается на данных широкоазимутальных съёмках, обработанных с применением глубинной миграции с сохранением относительных амплитуд (Гриневский и др., 2021). Важна совокупность характеристик: равномерность распределения удалений и азимутов, отношение сигнал/шум, ширина частотного диапазона и равномерность освещённости целевого интервала. Приведённые ниже параметры съёмки представляют собой пример системы наблюдений, апробированной для данных условий: кратность 144, коэффициент азимутальности – 0,96, шаг между ПВ и ПП – 50 м, расстояние между ЛП и ЛВ – 300 м, взрывной тип источника. Такое сочетание плотной пространственной дискретизации, высокой кратности и значительной апертуры наблюдений обеспечивает широкий диапазон направлений и углов освещения глубинных объектов, что особенно важно для сложнопостроенного доюрского комплекса с разноориентированными разломами, крутонаклонными границами и выраженной латеральной неоднородностью. Размер бина 25×25 м и шаг пунктов приёма и возбуждения 50 м создают благоприятные условия для сохранения пространственной детальности волнового поля и регистрации слабых дифрагированных и рассеянных составляющих, связанных с локальными нарушениями сплошности и неоднородностями ДЮК (Давлетова и др., 2020; Керусов и др., 2023; Бояркин и др., 2024). Большие удаления и многолинейная симметричная расстановка, в свою очередь, повышают полноту углово-азимутального освещения целевого интервала и создают необходимые предпосылки для последующей полноазимутальной глубинной миграции и анализа волнового поля в локально-угловой области. Применяемая расстановка оптимальна по удалениям, ее уплотнение не прибавит углов выхода отражений из-за скоростных характеристик разреза.

Для работы с доюрским комплексом выполняются следующие этапы: изотропная глубинная миграция Кирхгофа, томографическое уточнение скоростной модели, определение параметров VTI и дальнейшее выполнение анизотропной глубинной миграции до суммирования по алгоритму Кирхгофа с бином 25 на 25 метров. Построенная финальная анизотропная глубинно-скоростная модель (ГСМ), а также кубы анизотропных параметров и DAC (Dip, Azimuth, Continuity) атрибутов используются для выполнения полноазимутальной ТТИ (Tilted Transverse Isotropy) глубинной миграции EarthStudy 360 (Aspen).

Именно на уровне отложений доюрского комплекса преимущества этого подхода обеспечивают наибольший эффект, и причина этого заключается в различии скоростей продольных волн в ДЮК и вышележащей юрской толще. Учет влияния этого контраста на распространение сейсмических волн возможен только при использовании глубинной миграции. В результате улучшается и позиционирование, и динамическая выразительность отражений (особенно наклонных), а более корректный учет кинематики отражений позволяет надежнее подавить кратные отражения с помощью фильтра Радона (рис. 3).

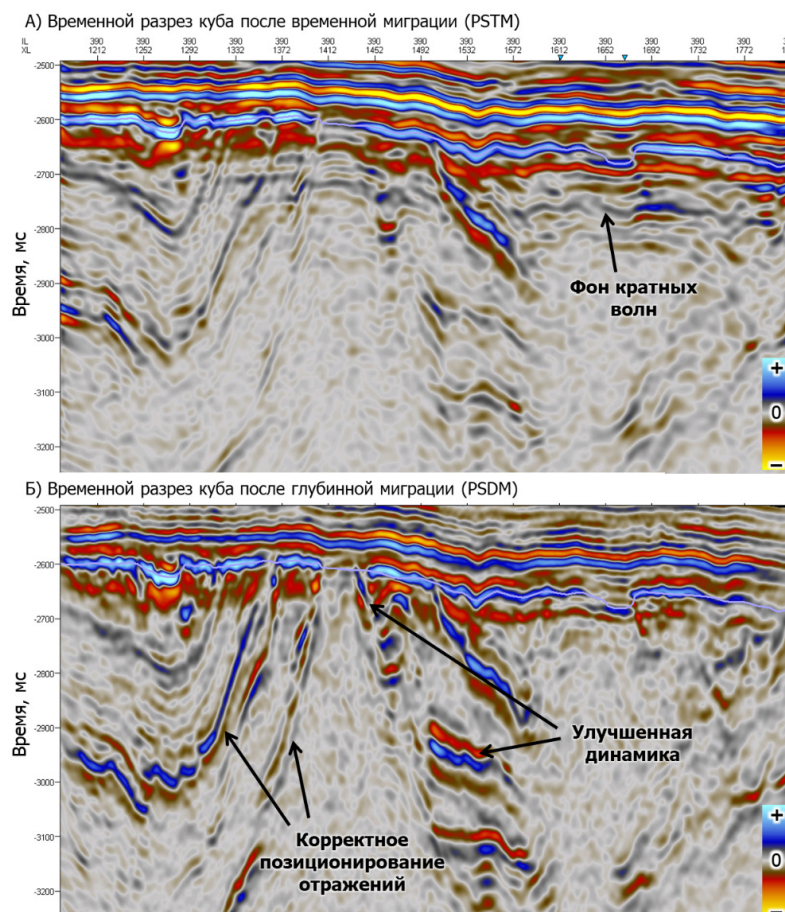


Рис. 3. Примеры сейсмических разрезов по кубам временной миграции (А) и глубинной миграции (Б)

*Кровля доюрского комплекса – опорный горизонт «А»
Неопределенности при прослеживании*

Опорный горизонт «А», маркирующий кровлю доюрского основания, представляет собой сложную сейсмогеологическую границу, формирование которой обусловлено резким скачком акустических свойств при переходе в невыветрелые породы фундамента. В сейсмическом поле он фиксируется как высокоамплитудное отражение положительной полярности, однако его корреляция сопряжена со значительными трудностями из-за интенсивной дислоцированности и тектонической раздробленности пород.

Ключевым фактором, усложняющим интерпретацию, является наличие коры выветривания, которая зачастую не формирует выраженного акустического контраста или проявляется как слабовыраженный отрицательный экстремум. Неравномерная степень выветрелости и изменчивый по латерали литологический состав комплекса приводят к неоднозначности корреляции подошвы юрских отложений и кровли акустически жёсткого фундамента.

Волновая картина горизонта «А» характеризуется изменчивой динамикой, особенно в зонах выступов фундамента с крутыми склонами, где фокусировка отражения традиционно недостаточна. Применение глубинной миграции позволяет существенно улучшить пространственную разрешающую способность и стабильность прослеживания границы по площади (рис. 4). Несмотря на это, надёжность корреляции отражения остаётся низкой из-за эрозионного характера рельефа кровли комплекса, наличия локальных структурных особенностей,

неоднозначности волновой картины в областях с параллельным характером несогласия в основании юрского терригенного комплекса.

Поэтому окончательная структурная модель строится преимущественно на основе данных миграции с предварительным использованием PSTM-куба лишь для построения начальных структурно-тектонических моделей.

Итоговая карта изохрон и структурная карта формируются исключительно по результатам ручной коррекции по кубу PSDM для сохранения локальных деталей рельефа. Контроль качества прослеживания производится с использованием карт толщин вышележащих компенсирующих юрских отложений, одним из инструментов анализа является оценка амплитуды структуры вверх по разрезу, при корректной корреляции амплитуда уменьшается от ОГ «А» к ОГ «Б».

Интерпретация опорного горизонта «А» требует комплексного подхода, сочетающего сейсмические данные с априорной геологической информацией о составе комплекса и наличии (по скважинным данным) коры выветривания.

Морфологические особенности кровли ДЮК

Геоморфологический анализ при картировании границ рифтовой долины играет одну из ключевых ролей. В пределах описываемого участка позднепермь–раннетриасового рифта этот анализ хорошо согласуется с волновой картиной в интервале ДЮК и литологическим составом комплекса. Например, на рис. 5 анализ кровли доюрского

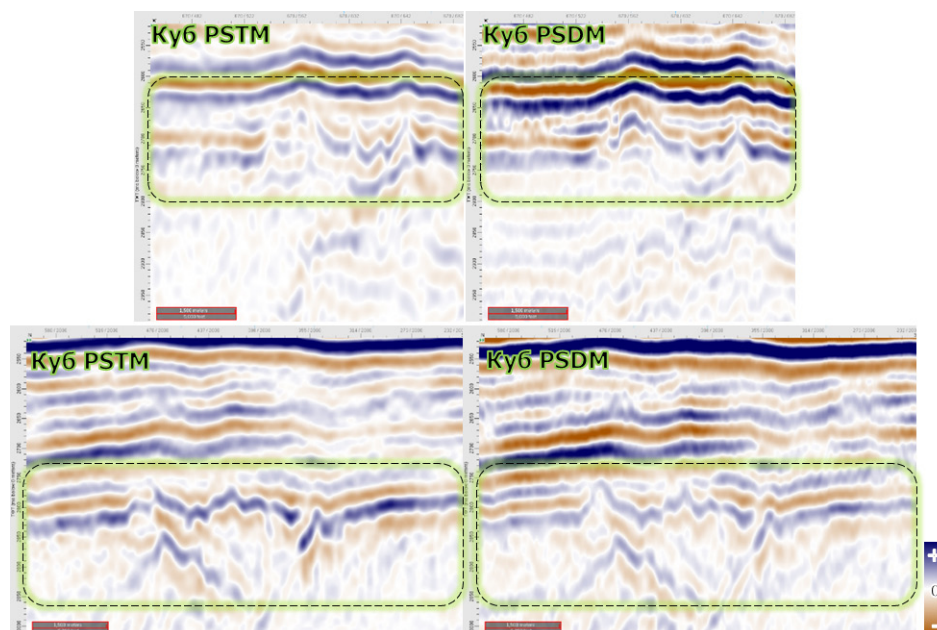


Рис. 4. Примеры сейсмических разрезов с улучшением фокусировки ОГ «А» по кубам временной миграции PSTM и глубинной миграции PSDM

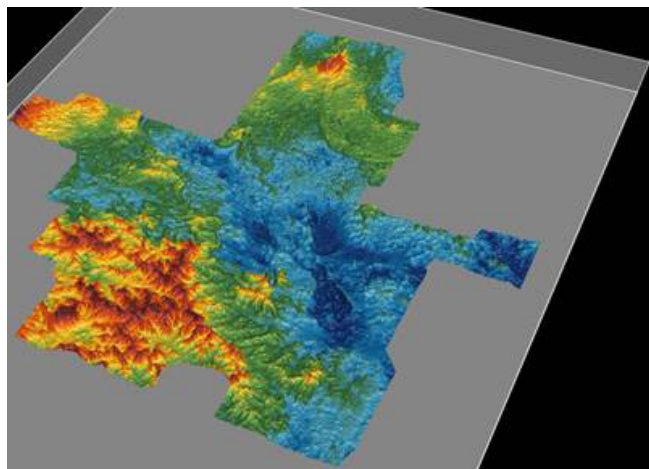


Рис. 5. Геоморфологические особенности кровли доюрского комплекса на ряде изученных участков

комплекса позволяет выделить три крупномасштабные зоны: «горную страну» – основную область развития вулканических пород, заметно пенепленизированный палеозойский блок (север–северо-восток), а также расположенная в центральной части зона развития пермь-триасовых вулканитов с цепочкой эродированных жерл палеовулканов, граничащих с крупными впадинами, маркирующими восточный борт рифтовой долины. Возможные эродированные жерла вулканов выглядят на сейсмических разрезах как зоны волнистых, низкоамплитудных, прерывистых непрослеживаемых отражений. На восточном борту рифта присутствуют крутопадающие к центральной части отражения, маркирующие границу блоков фундамента. Отметим, что жерла и магмаподводящие каналы – это не зоны полной акустической прозрачности, как предполагалось ранее (Курышева, 2005).

Однако, не всякая «горная страна» и не всякий акустически контрастный сейсмический облик является

прямым признаком развития кислой формации вулканитов пермь-триасового возраста. Подобный облик характерен и для областей развития базальтового вулканизма пермь-триасового возраста в пределах центральной части Западно-Сибирского бассейна. Только совместный анализ волновой картины, скважинной информации, керновых исследований и особенностей морфологии эрозионной кровли доюрского комплекса помогает решить задачу его районирования.

Сейсмическая интерпретация в областях развития вулканогенного типа разреза

Само по себе изучение и интерпретация доюрского комплекса Западной Сибири по сейсмическим данным вряд ли может быть подчинено единой методике ввиду региональных особенностей литофациального и тектонического строения. Различные подходы к интерпретации сейсмических материалов для исследования ДЮК изложены, к примеру, в работах (Конторович и др., 2024; Ахиярова, 2023; Курышева, 2005).

Одной из основных трудностей является неоднозначность при сопоставлении и привязке сейсмических и скважинных данных в интервале доюрского комплекса. Она вызвана, во-первых, малой глубиной вскрытия скважинами и недостаточным качеством записи методов ГИС, а во-вторых, нерегулярной и зачастую «немой» сейсмической волновой картиной с отсутствием выдержанных отражений. Это сводит интерпретацию к, фактически, структурно-тектоническому анализу, а изучение вещественного состава ограничивается сопоставлением сейсмообразов на качественном уровне и их типизации (табл. 1).

В противовес этому, во Фроловской мегавпадине Елизаровского прогиба встречены области развития вулканогенно-осадочной толщи с коррелируемыми отражениями внутри ДЮК, что указывает на ритмичность формирования слагающих его пород и комплексов.

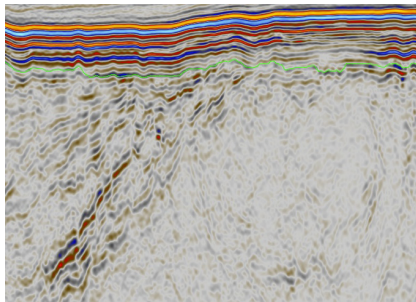
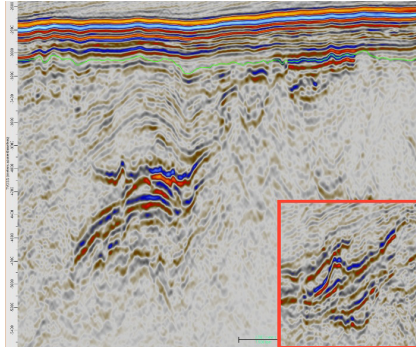
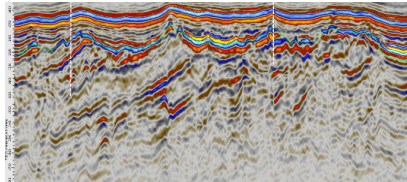
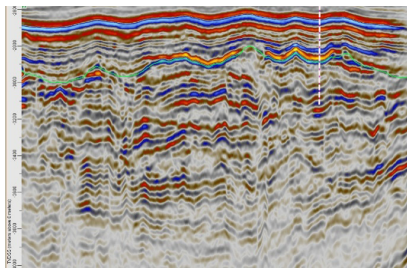
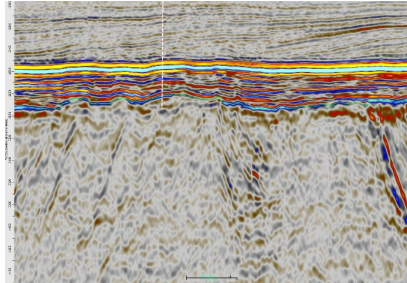
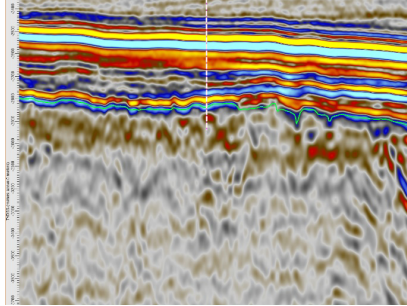
Сейсмический признак	Сейсмический облик	Интерпретация	Альтернативная интерпретация	Скважинное подтверждение
Круто наклонные параллельные, динамически изменчивые высокоамплитудные отражения на границе с акустически прозрачной областью		Граница интрузивного тела	Граница блока фундамента	Не подтверждено
«Антиклинальные» и конические, динамически изменчивые непротяжённые отражения		Погребённая вулканическая постройка / группа вулканических построек	Антиклинальные складки палеозойских отложений	Не подтверждено
Субпараллельные, слабонаклонные, динамически изменчивые, высокоамплитудные отражения		Область развития эффузивных пород кислого состава: туфов и лав вблизи вулканической постройки	В зонах развития базальтового вулканизма переслаивание вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород	Подтверждено многочисленными поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами
Высокоамплитудные выдержанные отражения внутри ДЮК		Область развития эффузивных пород кислого состава: туфов и лав на удалении от вулканической постройки	В зонах развития базальтового вулканизма переслаивание вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород	Подтверждено многочисленными поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами
Пакет прерывистых волнистых низкоамплитудных отражений/хаотическая форма записи, ограниченный крутопадающими интенсивными отражениями		Жерловая фация / магмаподводящий канал	Зона интенсивной трещиноватости для вулканического типа разреза / палеозойский блок с осадочным, магматическим или метаморфическим типом разреза	Подтверждено несколькими поисково-разведочными скважинами
Переход прерывистых, волнистых низкоамплитудных отражений к более амплитудным в верхней части комплекса		Палеозойский блок с осадочным, магматическим или метаморфическим типом разреза, кровля блока претерпела эрозионную переработку		Подтверждено поисково-разведочными скважинами

Табл. 1. Сейсмический облик доюрского комплекса, встреченного в центральной части Фроловской мегавпадины, и его интерпретация

В волновом поле отчётливо прослеживаются отражения, соответствующие в разрезах скважин пропласткам туфов, являющихся коллекторами УВ (Шмаков и др., 2023; Алексеев и др., 2025; Ростовцева и др., 2025). Этот факт, с одной стороны, обуславливает повышенный интерес к изучению доюрского комплекса, а с другой стороны, открывает возможности для детального анализа толщи по сейсмическим данным с применением всего арсенала методов, включая сейсмическую инверсию.

Границы распространения толщи триасовых вулканитов, предположительно, контролируются границами существовавшей во время их формирования рифтовой долины. При горизонтальном растяжении её осевой зоны и активном прогреве мантийным диапиром, формируются магмаподводящие каналы разного размера и эпизодов активности. Они могут быть условно выделены по сейсмическим данным – по крутонаклонным отражениям, формирующимся в бортах интрузии, при этом область самого канала может выглядеть как пакет обрывистых, волнистых, низкоамплитудных отражений (рис. 6, табл. 1) (Хисамутдинова и др., 2021).

Из этих магмаподводящих каналов формируются вулканические постройки центрального типа, активно извергавшиеся в течение 10–20 млн лет на границе пермско-триасового времени. Они формируют мощный комплекс переслаивающихся продуктов кислого вулканизма – неупорядоченно расположенных и латерально невыдержанных потоков лав, кластолав, протяжённых или, напротив, локальных тел туфов, тела игнимбритов и т.д. Сформированные пачки, линзы, пласты, покровы и потоки обладают очень сложной формой, взаимоотношением, раздувами мощностей, возможными локальными корами выветривания на поверхностях долго экспонированных в зоне эрозии потоков и покровов (табл. 1).

Неравномерно слоистый, условно стратифицированный разрез, сформированный вулканогенными породами с контрастными акустическими свойствами, обуславливает возможность его расчленения. Сейсмическая корреляция отражающих горизонтов внутри доюрского интервала выполняется по наиболее высокоамплитудным и выдержанным по горизонтали фазам. На отдельных участках площади она достаточно уверенная, на других

участках – имеет условный характер, с переходами с фазы на фазу с опорой на сейсмофациальные изменения волновой картины. Это свидетельствует о чередовании выдержанных горизонтально-слоистых коллекторов и вмещающих пород с угловыми несогласиями, вертикальными неоднородностями и резкими прекращениями распространения отдельных геологических тел.

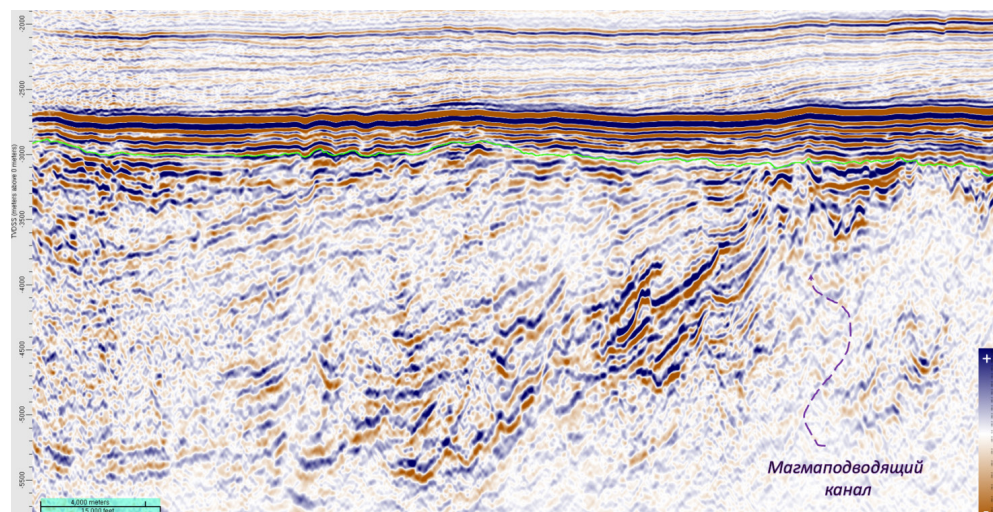
В большей части скважин в интервале доюрского комплекса выполнен акустический и плотностной каротаж, что даёт возможность выполнить детальную привязку их разрезов к волновому полю (рис. 7).

Петрофизическое обоснование прогноза коллекторских свойств в вулканогенном типе разреза. Сейсмическая инверсия

Для петрофизического обоснования возможности прогноза коллекторских свойств с использованием упругих характеристик проводился анализ гистограмм распределений упругих свойств для категорий литотипы, коллектор/неколлектор по измеренным кривым, прошедшим процедуры нормировки и коррекции.

В рассматриваемых скважинах отложения доюрского комплекса сложены туфами, риолитами и метариолитами. Наибольшими средними значениями объёмной плотности, скорости продольных волн и акустического импеданса обладают метариолиты, несколько ниже средние значения упругих параметров в риолитах, и наименьшими средними величинами упругих свойств характеризуются туфы (рис. 8). В последовательности литотипов метариолиты → риолиты → туфы происходит уменьшение значений плотности, скорости продольных волн и акустического импеданса. Анализ связи литологических и упругих свойств показывает возможность разделения в поле упругих параметров (V_p и акустический импеданс) области туфов и риолитов/метариолитов. Наибольший интерес представляют туфы, в которых сосредоточена большая часть коллекторов.

В класс коллекторов выделены породы преимущественно порового типа, обладающие необходимой и достаточной для фильтрации флюидов емкостью (пористостью выше граничного значения).



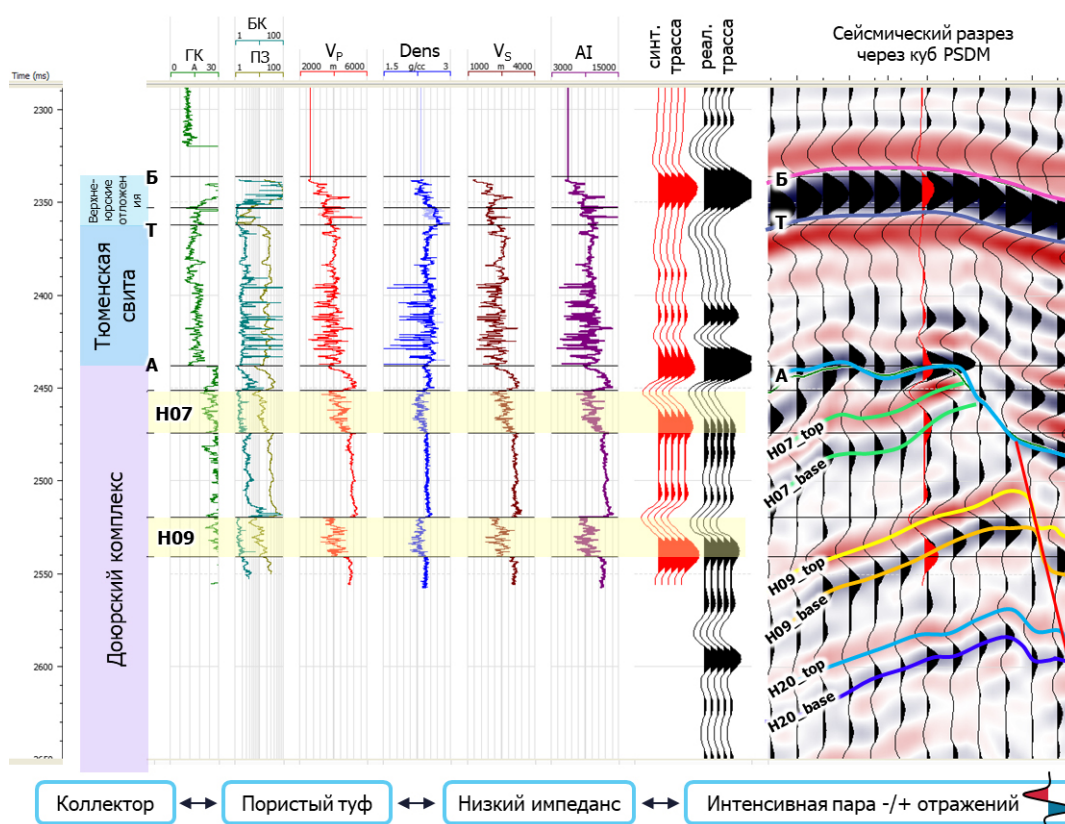


Рис. 7. Пример привязки сейсмического волнового поля к разрезу скважины в доюрском комплексе. H07 и H09 – условные номера туфовых пакет

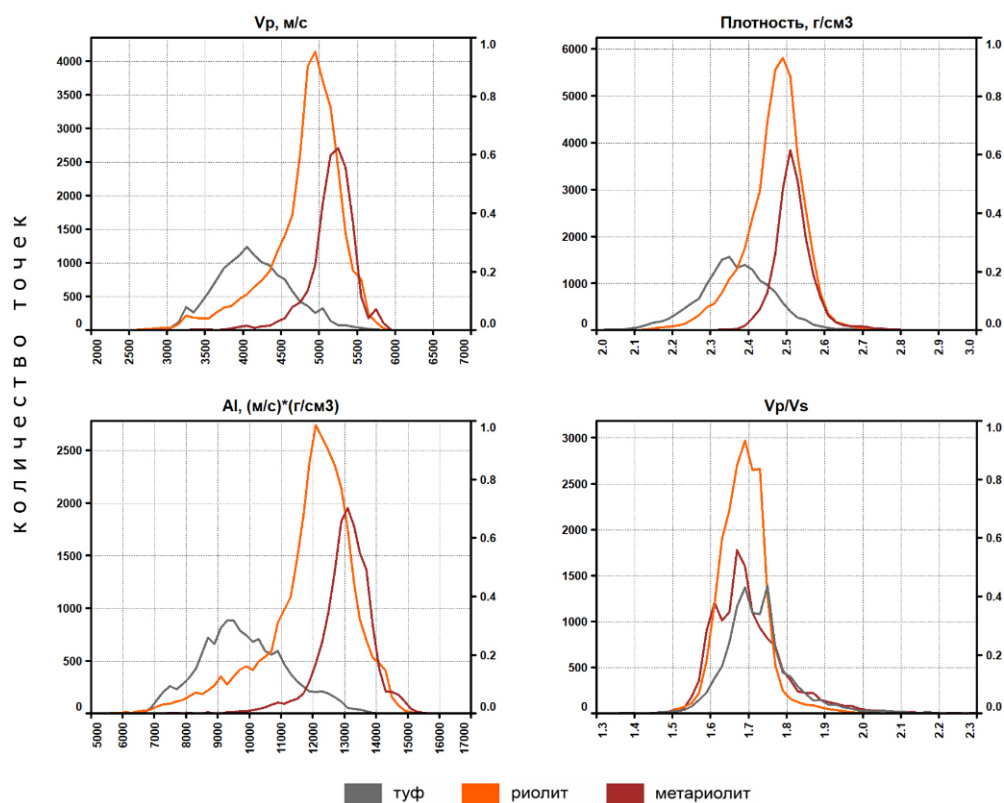


Рис. 8. Упругие свойства вулканогенных литотипов в интервале доюрских отложений

Коллекторы со сложным типом порового пространства, имеющие пористость ниже граничного значения, характеризующиеся наличием качественных признаков, отнесены в класс возможных коллекторов. В класс неколлекторов попадают оставшиеся плотные, жёсткие породы с низкой емкостью и проницаемостью (рис. 9).

Согласно рис. 10, коллекторы характеризуются пониженными значениями скорости продольных волн, объемной плотности и акустического импеданса. Разделение пород на коллектор и неколлектор по величине отношения V_p/V_s отсутствует. Коллекторы со сложным типом порового пространства имеют, в целом, пониженные средние значения скорости V_p , плотности и акустического импеданса относительно неколлекторов, но полностью попадают в зону неколлекторов по упругим характеристикам как в одномерной, так и двумерной параметризации. Кросс-плот K_p - AI демонстрирует закономерное уменьшение величины акустического импеданса с ростом пористости пород (коэффициент корреляции составляет 0,82).

Исходя из характера распределения значений упругих свойств в коллекторах и неколлекторах, наблюдаемой тесной связи пористости пород и акустического импеданса, мощностей отдельных тел коллекторов, превышающих 10 м, есть предпосылки для прогноза интервалов поровых коллекторов и их пористости в межскважинном пространстве по величине акустического импеданса, получаемого в результате сейсмической инверсии.

Сейсмическая инверсия, позволяющая восстановить куб импеданса из волнового поля, является весьма эффективным методом для идентификации и прослеживания туфовых пачек в объеме, а также прогноза их коллекторских свойств. Высокая амплитуда и устойчивость отражений позволяет также полагаться на сейсмическое волновое поле при построении модели тектонических дислокаций (рис. 11). Все эти данные в совокупности позволяют построить трехмерную геологическую модель отложений доюрского комплекса и затем использовать ее для оценки запасов и ресурсов, планирования геологоразведочных работ (ГРП).

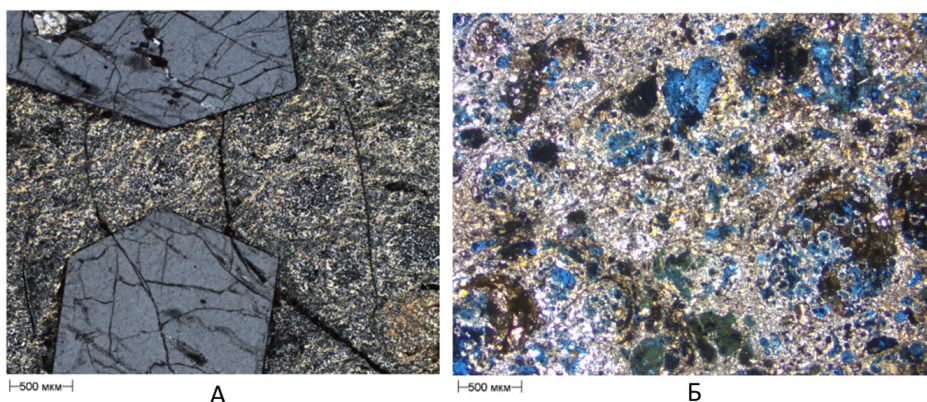


Рис. 9. Облик неколлектора А (риолит, николи X) и коллектора Б (вторично изменённый туф с фрагментами перлитов, николи X, шлиф покрашен)

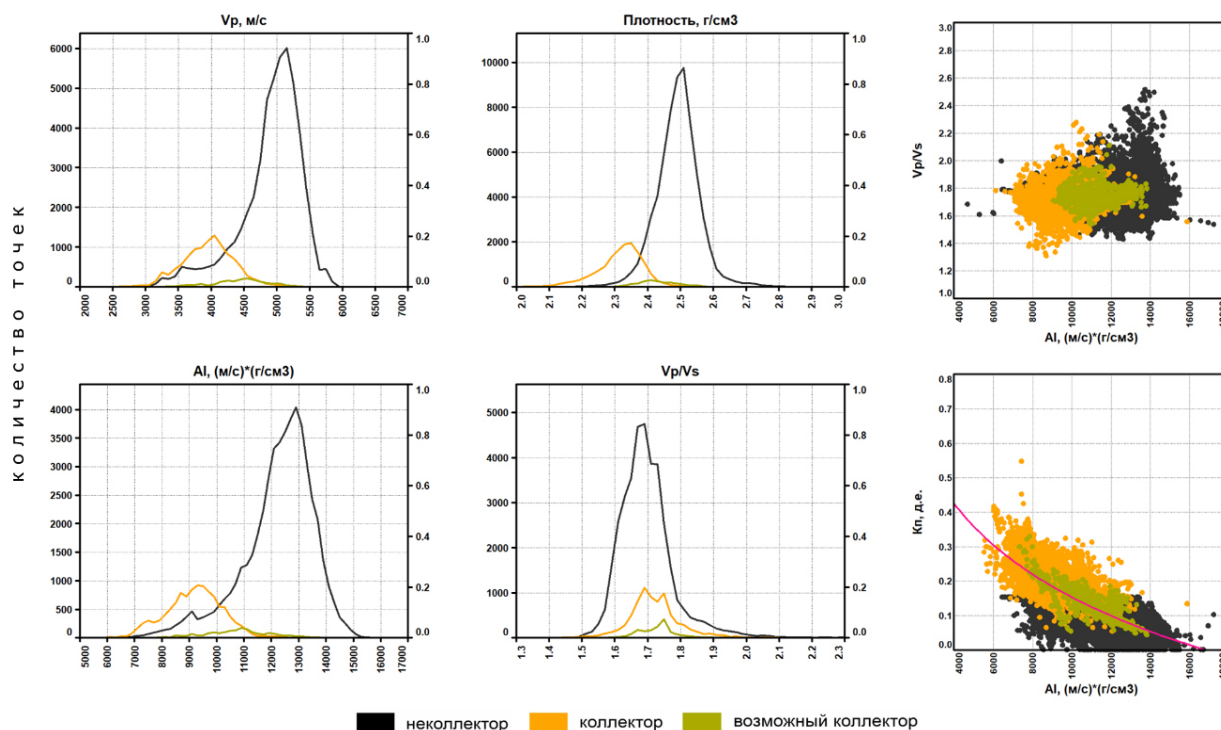


Рис. 10. Упругие свойства вулканогенных коллекторов и неколлекторов в интервале доюрских отложений

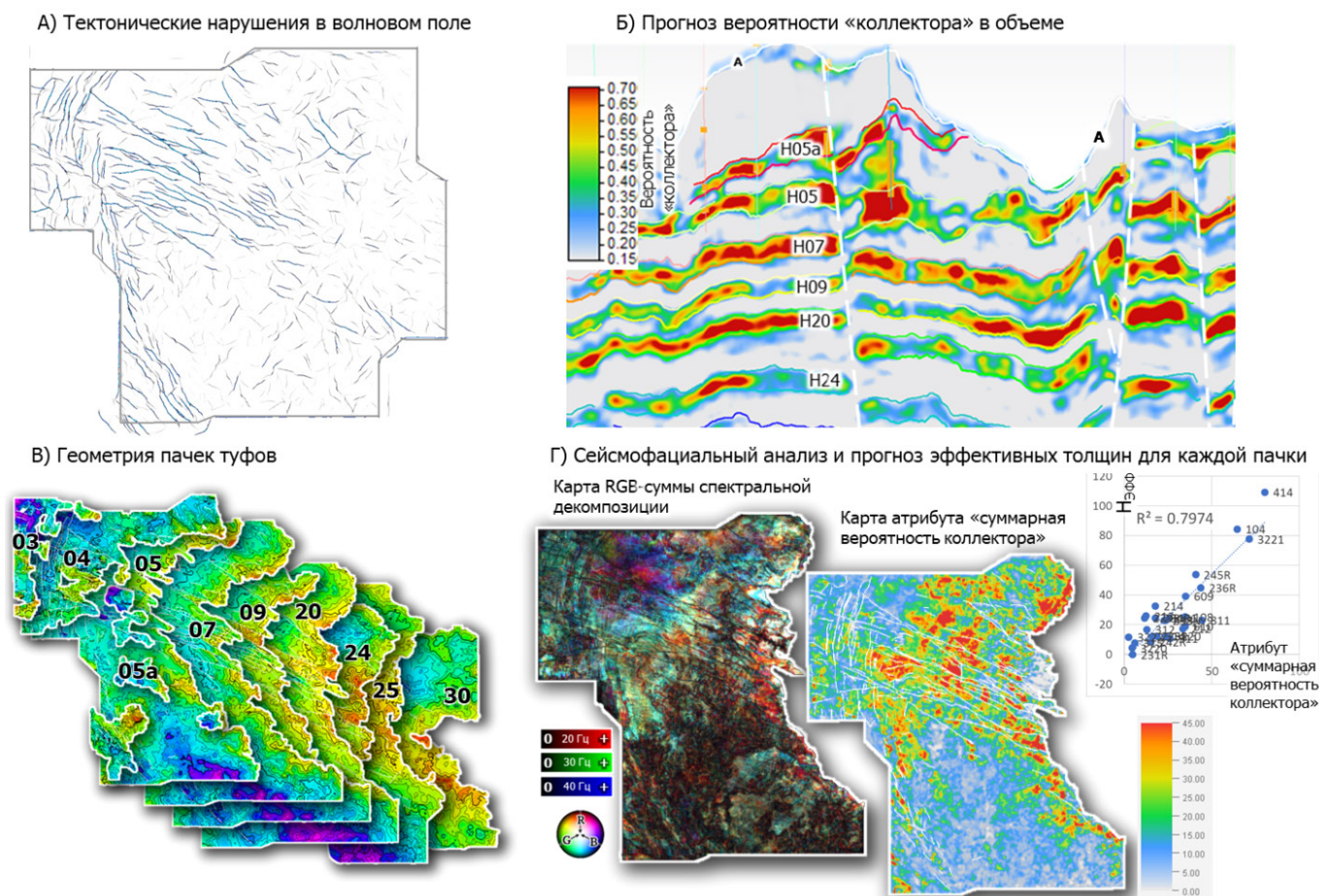


Рис. 11. Комплекс результатов сейсмической интерпретации, информативный в областях развития вулканитов доюрского комплекса

Сейсмическая инверсия в интервале ДЮК рассчитывалась в рамках двухчленной аппроксимации уравнения Цёппригца по угловым суммам в диапазоне углов падения до 30–35 градусов.

Построение фоновой модели доюрского комплекса представляет собой сложную геофизическую задачу, требующую специализированных исследований. Основными ограничениями являются недостаточная плотность разведочного бурения (небольшое количество скважин, вскрывших фундамент на значительную глубину), что затрудняет прямую интерполяцию скважинных данных, а также сложность прослеживания отражающих горизонтов в интервале доюрского комплекса.

В зависимости от решаемых геолого-геофизических задач применялись два различных подхода к формированию фоновой модели:

1. Прогноз туфовых коллекторов. В этом подходе использовался метод последовательной адаптации. На первом этапе модель задавалась глубинным трендом импеданса, рассчитанным по самым глубоким скважинам только по породам-неколлекторам: риодацитам и риолитам. Выполнялась сейсмическая инверсия с последующей корректировкой результатов. Значения импеданса, полученные в ходе инверсии и оказавшиеся ниже исходной фоновой модели, интегрировались в неё; значения выше – исключались. Контроль качества проводился по данным глубоких скважин. Оптимальное совпадение расчётной модели с данными ГИС было достигнуто после второй

итерации процесса инверсии. Применённый подход позволяет учесть структурные особенности отложений ДЮК в рамках инверсионной модели без необходимости корреляции отдельных сейсмических горизонтов.

2. Для оценки вещественного состава вблизи кровли ДЮК применялся алгоритм, основанный на анализе контраста акустических жесткостей. Первоначально выполнялась инверсия для количественной оценки контраста на границе кровли ДЮК. Модель строилась исключительно на основе импедансов в интервале тюменской свиты. Для высокоамплитудного отражения (ОГ «А») рассчитывался коэффициент контраста ДЮК. На его основе вычислялась карта импеданса верхних 100–150 метров отложений ДЮК, которая калибровалась по скважинным данным с использованием линейных коэффициентов регрессии. На глубинах более 200 м от поверхности ОГ «А» акустические жесткости пород ДЮК принимались за константу, а пространственное распределение определялось методом интерполяции. Для решения поставленной задачи этого достаточно. Здесь снова нет необходимости использовать для построения модели ОГ в ДЮК.

Объёмное распределение вероятности коллекторов неоднократно подтверждено результатами бурения скважин (рис. 12). Сам факт наличия туфового пропластка при его толщине более 10–15 м прогнозируется вполне устойчиво. Это позволяет исследовать наличие гидродинамической связи между отдельными скважинами, разобщенность между залежами в различных тектонических блоках

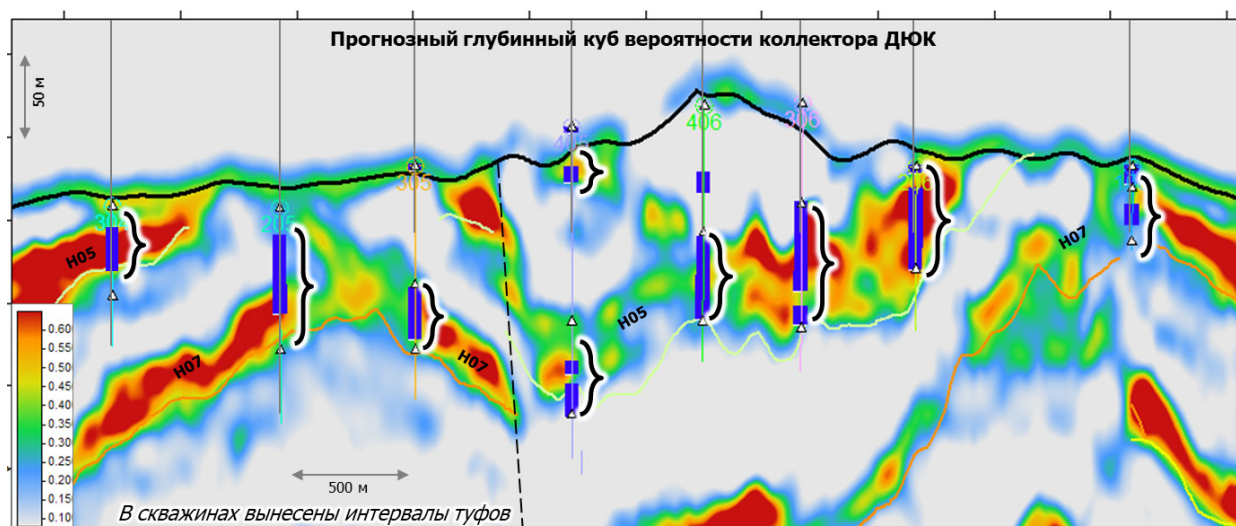


Рис. 12. Верификация прогнозного куба вероятности коллектора бурением новых скважин

и т.д. Прогноз применим к коллекторам порового типа; коллекторы со сложным типом порового пространства по упругим свойствам от неколекторов не разделяются, что ограничивает область применения метода. На количественном уровне при прогнозировании мощностей туфов и коллекторов в них наблюдаются погрешности до 25%.

Вероятностный прогноз вещественного состава отложений ДЮК за пределами областей развития вулканитов

Отдельной задачей, решаемой на протяжении последних лет, является оконтуривание вулканогенного разреза ДЮК и прогноз литологии палеозойских блоков фундамента в прикровельной части доюрского комплекса на основе сейсморазведки.

Прогноз и классификация отложений в доюрском комплексе затруднен тем, что зачастую в пределах месторождения они вскрыты в небольшом количестве скважин. Не во всех из них по данным ГИС измерены одновременно скорости продольных и поперечных волн, а также плотности. Из-за этого чаще всего отсутствует возможность идентифицировать отдельные петротипы в поле упругих параметров (Z_p – акустический импеданс, V_p/V_s – отношение скоростей продольных и поперечных волн), получаемых в результате AVA инверсии. Поэтому была собрана база данных, основанная на измерениях упругих свойств (V_p , V_s и плотность), выполненных на более чем 360 образцах керна из 50 скважин, расположенных на 30 лицензионных участках и месторождениях.

Всего по детальному описанию керна и шлифов в интервале ДЮК было описано 39 петротипов. Для получения статистически представительных выборок детальные описания были обобщены и укрупнены до петрокласов, которые объединяют породы, близкие по вещественному составу и/или упругим свойствам. В результате было сформировано 10 петрокласов, состоящих из различного числа петротипов. Так, например, петрокласы риолитов и габбро состояли из одного одноименного петротипа, а петроклас «кислые магматические породы» объединил в себе сразу 8 петротипов: аплиты, граниты,

гранодиориты, граносиениты, кварцевые диориты, кварцевые сиениты, лейкограниты и сиениты.

На кросс-плотах упругих свойств (Z_p и V_p/V_s) видно, что облака точек, отвечающие разным петрокласам (рис. 13), перекрываются друг с другом, поэтому для площадного прогноза применяется вероятностный подход, предполагающий использование функций плотности вероятности (ФПВ). Для двух переменных она имеет вид:

$$f(x_1, x_2) = \frac{1}{2\pi\sigma_1\sigma_2\sqrt{1-\rho^2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2(1-\rho^2)} \left[\frac{(x_1 - \mu_1)^2}{\sigma_1^2} - \rho \frac{2(x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)}{\sigma_1\sigma_2} + \frac{(x_2 - \mu_2)^2}{\sigma_2^2} \right] \right\}.$$

где x_1 – продольный импеданс, x_2 – отношение V_p/V_s , μ_1 и μ_2 – математические ожидания, σ_1^2 и σ_2^2 – дисперсии, $\sigma_1^2\sigma_2^2$ – ковариация, $\rho = \sigma_1^2/(\sigma_1^2\sigma_2^2)$ – коэффициент корреляции случайных величин. Необходимые ФПВ параметры, вычисляются по соответствующим точкам (Z_p , V_p/V_s), полученным по измерениям на керне.

Следующей проблемой вероятностного прогноза ДЮК является априорное соотношение петрокласов на заданном месторождении. Только по соотношению числа образцов керна его определить невозможно, так как такая выборка статистически не представительна. Без него при прогнозе будет предполагаться, что все петрокласы с равной вероятностью представлены на исследуемом участке. Но это не учитывает геологические особенности строения доюрского комплекса в пределах полигона исследований, что некорректно. Поэтому предварительно на исследуемом участке геолог определяет количество и соотношение петрокласов, возможно разделяет полигон на отдельные зоны, с разными соотношениями петрокласов.

Площадная классификация выполняется методом Гауссова дискриминантного анализа на базе карт продольного импеданса и отношения V_p/V_s , рассчитанных по кубам упругой AVA инверсии вблизи кровли ДЮК. Сама инверсия рассчитывается модель-базируемым методом в диапазоне углов падения 10–35 градусов с импульсом,

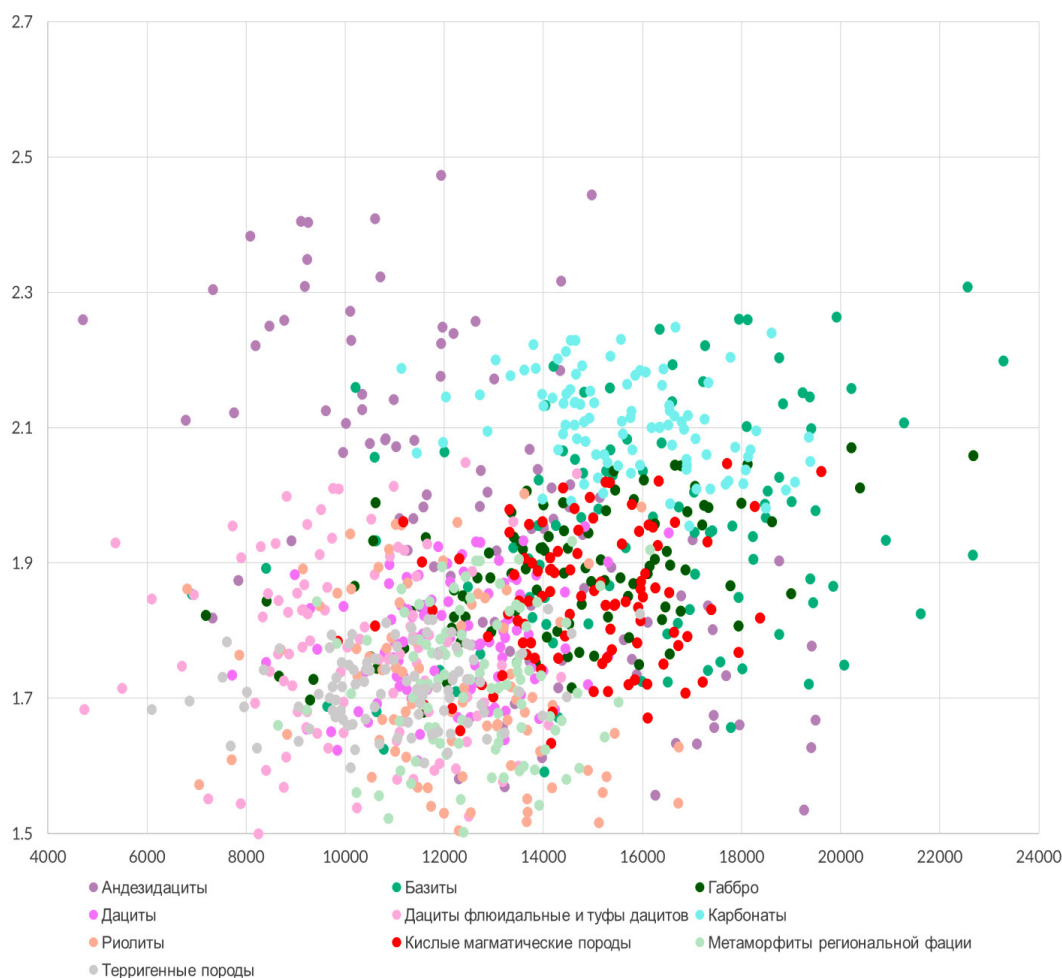


Рис. 13. Кросс-плоты $Z_p - V_p/V_s$ петрокласов в ДЮК по данным исследования кернa

оцененным статистическим методом. Для каждого петрокласа в поле упругих свойств $Z_p - V_p/V_s$ рассчитывается соответствующая дискриминантная функция (ДФ): отношение значения ФПВ для отдельного петрокласа к сумме значений всех функций плотности вероятности (рис. 13). На основе дискриминантных функций строится функция классификации (ФК): номер петрокласа с максимальным значением ДФ.

С помощью дискриминационных функций значениям двух карт упругих параметров (Z_p и V_p/V_s), рассчитанных в результате упругой инверсии, в любой точке исследуемой площади может быть сопоставлена серия значений вероятности присутствия каждого из возможных петрокласов (рис. 14–16). Функция классификации в свою очередь каждой точке карты сопоставляет номер петрокласа с максимальным значением ДФ, т.е. пересчитывает упругие параметры в прогнозную дискретную карту петрокласов.

Заключение

Изучение доюрского комплекса (ДЮК) Фроловской мегападины подтверждает его стратегическую значимость и высокую нефтегазоносность. На текущий момент на балансе стоят 68 месторождений с запасами около 1 млрд тонн условного топлива, что делает его одним из ключевых направлений для расширения ресурсной базы Западно-Сибирского НГБ.

Ключевым технологическим решением в изучении комплекса является применение широкоазимутальной сейсморазведки 3D с обработкой в «истинных амплитудах» с полноазимутальной глубинной анизотропной миграцией. Этот подход позволяет сократить неопределенности корреляции опорного горизонта «А» – кровли ДЮК, характеризующейся резкими акустическими контрастами, эрозионным рельефом и наличием коры выветривания. Глубинная миграция обеспечивает точное позиционирование наклонных отражений и подавление кратных волн, что критически важно для построения достоверной структурной модели.

В статье приведены результаты изучения вулканогенного типа разреза пермь-триасового возраста. Благодаря высокой пористости и низким значениям акустического импеданса, пористые вулканические разности туфовой пачки (включая туфы и кластолавы кислого состава) демонстрируют улучшенные коллекторские свойства. Проведенный петрофизический анализ показал четкую связь между литологическим составом пород и их упругими свойствами. Эта закономерность позволяет использовать результаты сейсмической инверсии для прогноза интервалов поровых коллекторов, связанных с идентифицированными в скважинах туфовыми пачками. Выявленная тесная связь между акустическим импедансом и пористостью дает возможность выделять продуктивные пачки туфов в межскважинном пространстве.

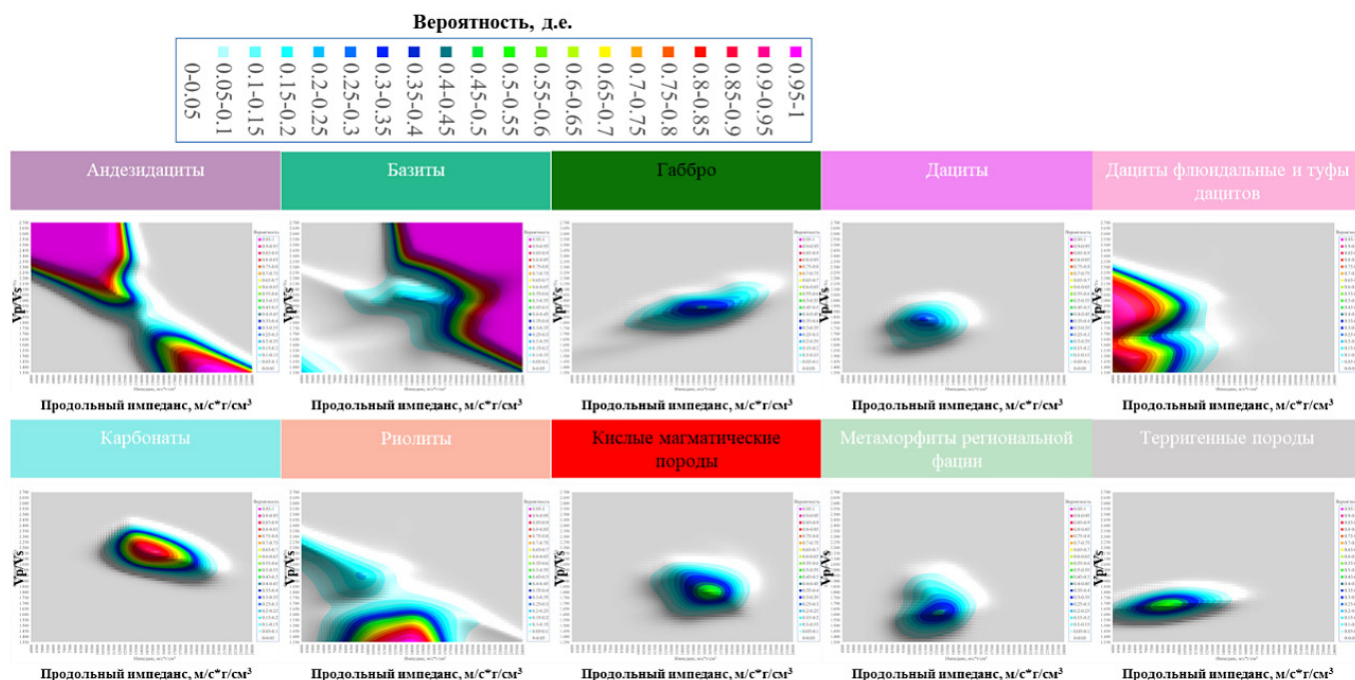


Рис. 14. Дискриминантные функции петрокласов в ДЮК

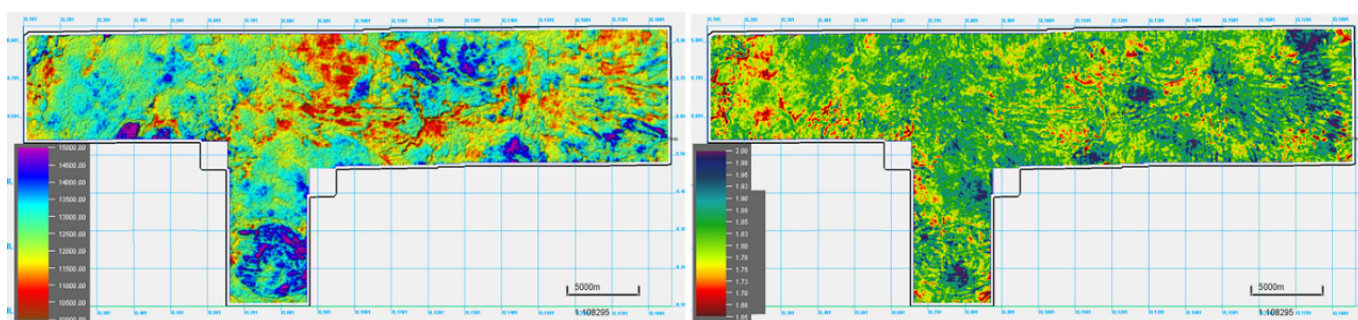


Рис. 15. Расчётные карты продольного импеданса (слева) и отношения V_p/V_s (справа), по кубам упругой AVA инверсии

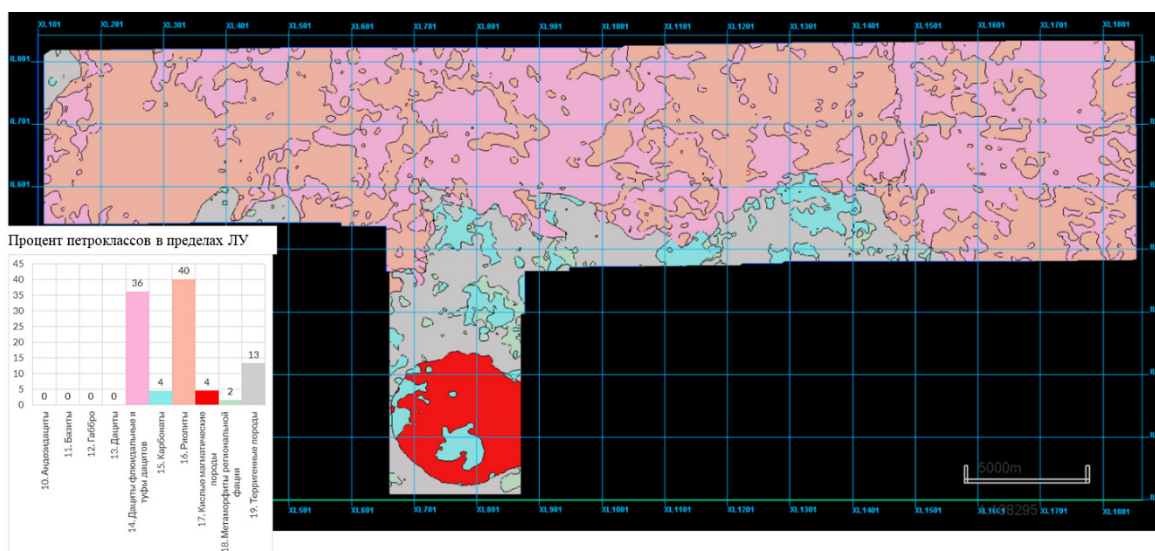


Рис. 16. Пример классификации отложений вблизи кровли ДЮК

Для решения проблемы прогноза состава прикровельной части доюрского комплекса по сейсмическим данным предложен вероятностный метод классификации. На основе базы данных измерений акустических свойств на керне (более 360 образцов) сформированы функции плотности вероятности для 10 петрокласов. Использование Гауссова дискриминантного анализа по картам продольного импеданса и отношения V_p/V_s позволяет прогнозировать распределение различных типов пород в прикровельной части ДЮК и оценивать перспективность того или иного блока фундамента.

Обобщая накопленный опыт, можно утверждать, что только комплексный подход, а именно:

- анализ локализации площади исследований в региональном геологическом плане;
- проектирование современной съёмки 3D и проведение полевых работ с высоким качеством; обработка сейсмических данных по современному графу с глубинной миграцией;
- сейсмостратиграфический анализ с детальным расчленением интервала доюрского комплекса;
- подробный литологический анализ по керну состава вулканогенных пород, слагающих комплекс, установление основных закономерностей их формирования и пространственного соотношения;
- петрофизический анализ и установление взаимосвязей с упругими свойствами пород по данным ГИС и исследований керна в границах сейсмостратиграфической иерархии;
- увязка сейсмических данных и данных бурения скважин для выделения объектов детального атрибутного анализа в масштабах отдельных пачек и продуктивных пластов;
- атрибутный анализ и синхронная упругая инверсия;
- вероятностный геостатистический прогноз наличия коллекторов в границах условной сиквенс-стратиграфической схемы расчленения ДЮК на пласты или пачки;

поможет в решении нетривиальной задачи прогнозирования коллекторов в вулканогенном комплексе отложений позднепермь–триасового возраста Западной Сибири. Подход переносим к областям развития рифтогенных кислых вулканитов пермь–триасового возраста; для карбонатных и метаморфических блоков фундамента требуются иные схемы прогноза.

Интеграция современной 3D сейсморазведки, современного графа обработки, детального петрофизического анализа и вероятностного моделирования создает надежную методологическую базу для снижения неопределенностей при бурении и повышения эффективности разведки ресурсов доюрского основания Западной Сибири.

Финансирование/Благодарности

Благодарим компанию ПАО «ЛУКОЙЛ» за возможность публикации материалов. ООО «НК «Югранефтепром» за многолетнее плодотворное сотрудничество, междисциплинарную команду специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», работающих на объектах Фроловской мегападины, за обсуждение полученных результатов, критические замечания, совместную проработку стратегии и анализ результатов бурения. Спасибо рецензентам

за ценные замечания, которые помогли улучшить рукопись. Отдельную благодарность выражаем Керусову И.Н., Кучерявенко Д.С., Панченко И.В., Куликову П.Ю., Гаврилову С.С.

Литература

- Алексеев А.Д., Немова В.Д., Сапогова Е.Е., Ростовцева Ю.В. (2025). Изучение природных резервуаров вулканогенно-осадочного доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Russian Journal of Earth Sciences*, 25. ES4014. DOI: 10.2205/2025es001043. EDN: KJDUFZ
- Ахиярова Е.Р. (2023). Методика динамического анализа сейсмических данных для изучения строения доюрского комплекса Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири: *диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук*. 118 с. EDN: WLIWBK
- Бояркин Р. Ю., Керусов И.Н., Хисамутдинова А.И. (2024). Построение объёмных полей дифрагированных волн в области углов отражения, настроенных на интервал доюрского комплекса Западной Сибири. *Геофизика*, 6, с. 2–10. DOI 10.34926/geo.2024.44.31.001. EDN: IPXUVK
- Губин И.А., Канакова К.И. (2013). Сейсмогеологическая модель и прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений южной части Горелоярского куполовидного мезоподнятия (Верхнекомбарская площадь, Томская область). *Геология нефти и газа*, 5, с. 56–64.
- Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас (2004). Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпилемана. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 148 с.
- Гриневский А.С., Хисамутдинова А.И., Бояркин Р.Ю., Керусов И.Н., Мирошниченко Д.Е., Алексеева П.А., Кучерявенко Д.С. (2021). Возможность широкоазимутальной сейсморазведки для исследования перспектив среднеюрского и доюрского комплексов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5(353), с. 30–39. DOI 10.33285/2413-5011-2021-5(353)-30-39. EDN: DFHISQ
- Давлетова Л.И., Бояркин Р.Ю., Микеров Г.А., Керусов И.Н., Хисамутдинова А.И., Мирошниченко Д.Е. (2020). Изучение тектонических нарушений доюрского комплекса Западной Сибири методом дифракционной визуализации. *Экспозиция Нефть Газ*, 2, с. 16–19.
- Добрыден С.В., Ефимов В.А., Кондаков А.П., Туренко С.К. (2024). Петрофизика вулканогенно-осадочной толщи Красноленинского свода. Тюмень: ТИУ, 162 с.
- Керусов И.Н., Бояркин Р.Ю., Хисамутдинова А.И. (2023). Интерпретация сейсмических дифрагированных волн для изучения доюрского комплекса на участке Фроловской мегападины. *ГеоЕвразия-2023. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес: труды VI Международной геолого-геофизической конференции*. Тверь, Т. II(III), с. 131–134. EDN: ATEJNA
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф. (2024). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Юго-восточных районов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 65, 1, с. 72–100. DOI 10.15372/GiG2023181. EDN: OWCTPK
- Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н. и др (2009). Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ). *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. Двенадцатая научно-практическая конференция*. Ханты-Мансийск, Т. 1, с. 214–218.
- Краснощечкова Л.А., Вологодина И.В., Гарсия Бальса А.С. (2024). Кора выветривания доюрского комплекса Калиновского месторождения углеводородов Томской области: особенности состава и строения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 335(6), с. 160–174. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4699
- Курышева Н.К. (2005). Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках: *диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук*. Тюмень, 236 с. EDN: NNMSSF
- Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневич Р.Б. (2014). Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьёганского месторождения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 3, с. 4–12.

Медведева Т.Ю., Цимбалюк Ю.А. (2016). Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных. Итоговый геологический отчет по государственному контракту Тюмень: ФГБУ «ЗапСибНИИГ».

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (2004). Ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучева, Б.Н. Шурыгин и др. Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.

Ростовцева Ю. В., Немова В. Д., Немченко Н. В., Томасенко С. В., Пустыльников В. В. (2025). Петрогенетическая типизация кислых вулканитов кровли нефтеносного доюрского комплекса месторождения в Елизаровском прогибе Западно-Сибирской плиты. *Russian Journal of Earth Sciences*, 25, ES4013. DOI: 10.2205/2025es001042. EDN: DMLDTW

Смирнова М.Е., Панченко И. В., Куликов П. Ю., Латышев А. В., Токмакова А. И., Трушкова Ю. И., Сапогова Е. Е., Бакулин А. А., Шамаков В. Д. (2024). Строение, петротипы и коллекторские свойства измененных пермско-триасовых рифов в грабенах Фроловской мегаплатины Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 245–276. DOI: 10.31857/S0024497X24020065. EDN: ZBSZGR

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2(61), с. 63–76. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

Харахинов В.В. (2019). Нефтегазовая геодинамика Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. *Геология нефти и газа*, 2, с. 5–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-5-21

Хисамутдинова А.И., Алексеева П.А., Романчук А.Ф., Мирошниченко Д.Е., Керусов И.Н., Бакулин А.А., Кучерявенко Д.С., Кирьянова Т.Н. (2021). Строение и прогноз коллекторов доюрского комплекса на одном из участков Елизаровского прогиба Фроловской мегаплатины по данным сейсморазведки 3D в условиях отсутствия скважинной информации. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(4). http://www.ngtp.ru/pub/2021/38_2021.html

Хисамутдинова А.И., Гриневский А.С., Романчук А.Ф., Мирошниченко Д.Е., Касков Н.Р., Шорохова А.П., Бакулин А.А. (2024). Строение и перспективы доюрского комплекса северной части Фроловской мегаплатины (Елизаровский прогиб) по данным сейсморазведки 3D. *Сборник материалов конференции «Геонауки: современные вызовы и пути решений»*, Санкт-Петербург, с. 301–305.

Хромова И.Ю., Кунин К.Н., Кашеев Д.Е., Хромова Е.В., Бакулин А.А. (2015). Создание модели продуктивности отложений доюрского комплекса на одном из месторождений Западной Сибири. *Доклад для Российской нефтегазовой технической конференции SPE*.

Шадрина С.В. (2009). К вопросу о геодинамической обстановке образования магматитов Рогожниковского ЛУ по новым геохимическим данным. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. Двенадцатая научно-практическая конференция*. Ханты-Мансийск, 1, с. 219–223.

Шадрина С.В. (2018). Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Краснотенинского свода. *Геология нефти и газа*, 4, с. 27–33.

Шамаков В.Д., Касков Н.Р., Бакулин А.А., Шорохова А.П. (2023). Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения. *Георесурсы*, 25(3), с. 111–118. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14>

Latyshev A., Panchenko I., Smirnova M., Kulikov P., Trushkova Y., Sapogova E., & Bakulin A. (2025). The Permian-Triassic volcanic activity in the West Siberian basin: A buried silicic LIP coeval to the Siberian Traps. *Gondwana Research*, 141, pp. 246–264. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2025.02.019>

Сведения об авторах

Айсүлу Ильдаровна Хисамутдинова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий геолог Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Aysylu.Khisamutdinova@lukoil.com

Антон Сергеевич Гриневский – кандидат тех. наук, ведущий геофизик Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Anton.Grineskiy@lukoil.com

Дмитрий Евгеньевич Мирошниченко – кандидат физ.-мат. наук, Начальник отдела экспертизы, разработки и внедрения методологических решений Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Dmitriy.Miroshnichenko@lukoil.com

Айгуль Фадисовна Романчук – кандидат геол.-мин. наук, ведущий геофизик Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Aigul.Romanchuk@lukoil.com

Алексей Андреевич Баранцев – ведущий геофизик Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Alexey.Barancev@lukoil.com

Роман Юрьевич Бояркин – главный специалист Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Roman.Boyarkin@lukoil.com

Татьяна Николаевна Кирьянова – начальник Управления сейсмических исследований по методологии, приоритетным и морским проектам, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Tatyana.Kiryanova@lukoil.com

Алексей Александрович Бакулин – руководитель проекта Центра развития и разработки ТРИЗ, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: Alexey.Bakulin@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 15.07.2026;
Принята к публикации 04.09.2026; Опубликовано 30.09.2026

Approaches to 3D Seismic Data Interpretation in the Study of the Pre-Jurassic Complex of Western Siberia (Frolovskaya Megadepression)

A.I. Khisamutdinova*, A.S. Grinevsky, D.E. Miroshnichenko, A.F. Romanchuk, A.A. Barantsev, R.Yu. Boyarkin, T.N. Kiryanova, A.A. Bakulin

Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Aysylu I. Khisamutdinova, e-mail: Aysylu.Khisamutdinova@lukoil.com

Abstract. The pre-Jurassic complex (PJC) of the Frolovskaya mega-depression in Western Siberia is a promising direction for expanding the resource base: 68 fields are currently on the state balance, holding geological reserves of approximately 965 million tonnes of oil equivalent. This paper summarizes experience in interpreting wide-azimuth 3D seismic data to study the structure and petroleum potential of the complex over an area characterized by 10 surveys (covering more than 2800 km²), 90 exploration wells, and over 500 production wells. It is shown that a reliable structural model of the PJC is achieved through full-azimuth anisotropic depth migration, which improves the focusing of dipping reflections and the suppression of multiples under conditions of erosional relief and a weathering crust. For areas of acid volcanic rocks development of Late Permian–Early Triassic age, a relationship has been established between lithological composition (tuffs, rhyolites, metarhyolites) and elastic properties: the most promising reservoirs are porous tuffs with reduced acoustic impedance, traceable from simultaneous seismic inversion data; reservoirs with a complex pore-space type are not reliably distinguished by elastic properties. Beyond the volcanic areas, a probabilistic forecast of the compositional makeup of the PJC's near-top section is proposed, using Gaussian discriminant analysis applied to P-impedance and Vp/Vs maps, based on a core elastic-property database (more than 360 samples, 10 petroclasses). The integration of seismic exploration, petrophysics, and probabilistic modeling reduces drilling geological risks and improves the efficiency of exploration operations.

Keywords: Western Siberia, Frolovskaya mega-depression, pre-Jurassic complex, Triassic, Paleozoic, 3D seismic survey

Recommended citation: Khisamutdinova A.I., Grinevsky A.S., Miroshnichenko D.E., Romanchuk A.F., Barantsev A.A., Boyarkin R.Yu., Kiryanova T.N., Bakulin A.A. (2026). Approaches to 3D Seismic Data Interpretation in the Study of the Pre-Jurassic Complex of Western Siberia (Frolovskaya Megadepression). *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 28–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.8>

Acknowledgements

We thank PJSC LUKOIL for the opportunity to publish this material, and LLC NK Yugraneftprom for years of fruitful cooperation. We also extend our gratitude to the multidisciplinary team of specialists from LLC LUKOIL-Engineering working on projects in the Frolovskaya Mega-Depression for discussing the findings, offering critical insights, and collaborating on strategy development and the

analysis of drilling results. We thank the reviewers for their valuable comments, which helped improve the manuscript. Special thanks go to I.N. Kerosov, D.S. Kucheryavenko, I.V. Panchenko, P.Yu. Kulikov, and S.S. Gavrilov.

The authors also wish to thank the anonymous reviewers for their valuable comments and suggestions, which helped improve the quality of the work.

References

- Alexeev A.D., Nemova V.D., Sapogova E.E., Rostovtseva Yu.V. (2025). Study of natural reservoirs of the volcanogenic-sedimentary pre-Jurassic complex of the West Siberian petroleum-bearing basin. *Russian Journal of Earth Sciences*, 25, ES4014. (In Russ.) DOI: 10.2205/2025es001043
- Akhieva, E.R. (2023). Methodology for dynamic analysis of seismic data to study the structure of the pre-Jurassic complex of the Nyurolian structural-facies zone of Western Siberia. Cand. geol. and mineral. sci. diss. (In Russ.)
- Boyarkin R. Yu., Kerosov I.N., Khisamutdinova A.I. (2024). Construction of volumetric fields of diffracted waves in the region of reflection angles tuned to the interval of the pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Geofizika*, 6, pp. 2–10. (In Russ.) DOI 10.34926/geo.2024.44.31.001
- Gubin I.A., Kanakova K.I. (2013). Seismo-geological model and prediction of oil and gas potential of Paleozoic deposits in the southern part of the Goreloyarsky dome-shaped meso-high (Verkhnekombars area, Tomsk region). *Oil and Gas Geology*, 5, pp. 56–64. (In Russ.)
- Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug: atlas (2004). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)
- Grinevsky A.S., Khisamutdinova A.I., Boyarkin R.Yu., Kerosov I.N., Miroshnichenko D.E., Alekseeva P.A., Kucheryavenko D.S. (2021). Opportunities of wide-azimuth seismic exploration for studying the prospects of the Middle Jurassic and pre-Jurassic complexes of the West Siberian petroleum province. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 5(353), pp. 30–39. (In Russ.) DOI 10.33285/2413-5011-2021-5(353)-30-39
- Davletova L.I., Boyarkin R.Yu., Mikerov G.A., Kerosov I.N., Khisamutdinova A.I., Miroshnichenko D.E. (2020). Study of tectonic faults in the pre-Jurassic complex of Western Siberia using the diffraction imaging method. *Expozitsiya Neft Gas*, 2, pp. 16–19. (In Russ.)
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Ed. F.G. Gurari, N.K. Mogucheva, B.N. Shurygin et al. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 114 p. (In Russ.)
- Dobryden S. V., Efimov V. A., Kondakov A. P., Turenko S. K. (2024). Petrophysics of the volcanogenic-sedimentary sequence of the Krasnoleninsky arch: monograph. Tyumen: TIU, 162 p. (In Russ.)
- Kerosov I.N., Boyarkin R.Yu., Khisamutdinova A.I. (2023). Interpretation of seismic diffracted waves for the study of the pre-Jurassic complex in a sector of the Frolovskaya mega-depression. *GeoEurasia-2023. Geological Exploration Technologies: Science and Business: Proceedings of the VI International Geological and Geophysical Conference*. Tver, Vol. II (III), pp. 131–134. (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Ayunova D.V., Ibragimova S.M., Burshtein L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakova K.I., Kostyreva E.A., Solovyev M.V., Filippov Yu.F. (2024). Geological structure and oil and gas potential of Paleozoic deposits in the southeastern regions of Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 65(1), pp. 72–100. (In Russ.) DOI 10.15372/GiG2023181
- Korovina T.A., Kropotova E.P., Minchenkov N.N. et al. (2009). Pre-Jurassic basement (PSSE) in Western Siberia – an object of new concepts on the nature of oil and gas potential (from research experience and practical

development of Rogozhnikov LU). *Ways to realize the oil and gas and mineral potential of KhMAO – Yugra. Twelfth scientific-practical conference*. Khanty-Mansiysk, Vol. 1, pp. 214–218. (In Russ.)

Krasnoschekova L.A., Vologdina I., Garcia Balza A.S. (2024). Weathering crust of the pre-Jurassic complex of the Kalinovo hydrocarbon field in the Tomsk region: composition and structure features. *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Engineering of GeoResources*, 335(6), pp. 160–174. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4699

Kuryshcheva N.K. (2005). Forecasting and mapping of oil and gas accumulations in the upper part of the pre-Jurassic complex based on seismo-geological data in the Shaima petroleum-bearing district and adjacent areas. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Tyumen. (In Russ.)

Lebedev M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. (2014). Methodology and results of reservoir prediction in the weathering crust of the Severo-Varyeganskoye field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 3, pp. 4–12. (In Russ.)

Kharakhinov V.V. (2019). Oil and gas geodynamics of the West Siberian sedimentary megabasin. *Oil and Gas Geology*, 2, pp. 5–21. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-5-21

Khisamutdinova A.I., Alekseeva P.A., Romanchuk A.F., Miroshnichenko D.E., Kerusov I.N., Bakulin A.A., Kucheryavenko D.S., Kiryanova T.N. (2021). Structure and reservoir prediction of the pre-Jurassic complex in one of the areas of the Elizarovsky depression of the Frolov megabasin based on 3D seismic data in the absence of well information. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 6(4). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2021/38_2021.html

Khisamutdinova A.I., Grinevsky A.S., Romanchuk A.F., Miroshnichenko D.E., Kaskov N.R., Shorokhova A.P., Bakulin A.A. (2024). Structure and prospects of the pre-Jurassic complex of the northern part of the Frolov megabasin (Elizarovsky depression) based on 3D seismic data. *Conference proceedings "Geosciences: modern challenges and solutions"*, St. Petersburg, pp. 301–305. (In Russ.)

Khromova I.Yu., Kunin K.N., Kashcheev D.E., Khromov E.V., Bakulin A.A. (2015). Creation of a productivity model of pre-Jurassic complex deposits at one of the fields in Western Siberia. *Russian SPE Technical Conference*. Moscow: SPE. (In Russ.)

Latyshev A., Panchenko I., Smirnova M., Kulikov P., Trushkova Y., Sapogova E., & Bakulin A. (2025). The Permian-Triassic volcanic activity in the West Siberian basin: A buried silicic LIP coeval to the Siberian Traps. *Gondwana Research*, 141, pp. 246–264. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2025.02.019>

Medvedeva T.Yu., Tsybalyuk Yu.A. (2016). Creation of geological and geophysical models of the Jurassic basement of Western Siberia for identifying new oil and gas prospective areas based on innovative technologies for processing and interpretation of geological and geophysical data. Geological report under State Contract. Tyumen: ZapSibNII G. (In Russ.)

Rostovtseva Yu.V., Nemova V.D., Nemchenko N.V., Tomasenko S.V., Pustynnikova V.V. (2025). Petrogenetic typification of acidic volcanics of the roof of the oil-bearing pre-Jurassic complex of a field in the Elizarovsky depression of the West Siberian Plate. *Russian Journal of Earth Sciences*, 25, ES4013. (In Russ.) DOI: 10.2205/2025es001042

Shadrina S.V. (2009). On the question of the geodynamic setting of magmatite formation in the Rogozhnikov LU based on new geochemical data. *Ways to realize the oil and gas and mineral potential of HMAO – Yugra. XII scientific-practical conference*. Khanty-Mansiysk, pp. 219–223. (In Russ.)

Shadrina S.V., Kritskiy I.L. (2012). Reservoir formation in volcanogenic rocks under the influence of hydrothermal solutions. *Oil Industry*, 8, pp. 18–21. (In Russ.)

Shadrina S.V. (2018). Composition, structure, age of rocks of the pre-Jurassic basement of the northeastern margin of the Krasnoleninsky arch. *Oil and Gas Geology*, 4, pp. 27–33. (In Russ.)

Shmakov V.D., Kaskov N.R., Bakulin A.A., Shorokhova A.P. (2023). Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymkoye oil field (Western Siberia): new data. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 111–118. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14>

Smirnova M.E., Panchenko I.V., Kulikov P.Y., Latyshev A.V., Tokmakova A.I., Trushkova Yu. I., Sapogova E.E., Bakulin A.A., Shmakov V.D. (2024). Structure, petrotypes and reservoir properties of altered Permian-Triassic rhyodacites in the grabens of the Frolov megabasin of Western Siberia. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2, pp. 245–276. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0024497X24020065

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 63–76. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

About the Authors

Aysylu I. Khisamutdinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Geologist at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Aysylu.Khisamutdinova@lukoil.com

Anton S. Grinevskiy – Cand. Sci. (Engineering Sciences), Senior Geophysicist at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Anton.Grinevskiy@lukoil.com

Dmitry E. Miroshnichenko – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Expertise, Development, and Implementation of Methodological Solutions Department at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Dmitry.Miroshnichenko@lukoil.com

Aigul F. Romanchuk – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Geophysicist at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Aigul.Romanchuk@lukoil.com

Alexey A. Barantsev – Senior Geophysicist at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Alexey.Barantsev@lukoil.com

Roman Yu. Boyarkin – Chief Specialist at the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Roman.Boyarkin@lukoil.com

Tatyana N. Kiryanova – Head of the Seismic Research Department for Methodology, Priority, and Offshore Projects, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Tatyana.Kiryanova@lukoil.com

Alexey A. Bakulin – Project Manager of the Tight Oil Reserves Development and Implementation Center, Moscow Office of LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

e-mail: Alexey.Bakulin@lukoil.com

Manuscript received 15 July 2026;

Accepted 4 September 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Объёмное выделение палеорусловых тел в интервале интересов по сейсмическим данным на основе синтетического обучения нейронной сети

А.Е. Сорокин*, Р.Р. Шакиров
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Выделение палеорусловых тел по сейсмическим данным остаётся одной из практических задач прогноза литолого-фациальной неоднородности терригенных коллекторов. В работе рассмотрена методика послойного выделения палеорусловых объектов в интервале исследований, ограниченном двумя отражающими горизонтами, с применением нейронной сети, обученной на синтетических примерах, и последующим построением объёмной модели вероятности наличия палеорусел. Целевой интервал разбивается между опорными горизонтами на пропорциональные срезы; для каждого уровня формируется композит, где цветовые каналы R, G и B заполняются амплитудами соседних уровней. Важно отметить, что такой подход лучшим образом отражает вертикальную изменчивость волнового поля, в отличие от частотно-цветовых композитов, получаемых методом спектральной декомпозиции. После чего рассчитывается вероятностная карта объектов руслового типа. Обучающая выборка создаётся путём наложения шаблонов современной речной морфологии, подготовленных на основе открытых источников, на реальные сейсмические фоны с вариациями масштаба, контраста, яркости, инверсии и шума. На этапе применения сопоставляются глобальный и локальный прогнозы, используются тестовая аугментация, несколько вариантов локального контрастирования, скользящее окно с весовой функцией Ханна и морфологическая постобработка. Итогом является серия карт вероятности наличия русловых тел, которую можно использовать для предварительного прослеживания внутри пласта. Методика рассматривается как инструмент поддержки интерпретатора сейсмических данных и седиментолога, а не как самостоятельная замена геолого-геофизического анализа.

Ключевые слова: палеорусло, палеорусловые системы, сейсмическая интерпретация, объёмный прогноз, нейронные сети, искусственный интеллект, синтетическое обучение

Для цитирования: Сорокин А.Е., Шакиров Р.Р. (2026). Объёмное выделение палеорусловых тел в интервале интересов по сейсмическим данным на основе синтетического обучения нейронной сети. *Георесурсы*, 28(3), с. 46–53. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.9>

Введение

Прибрежно-морские и континентальные осадочные комплексы играют ключевую роль в формировании нефтегазоносных систем крупных осадочных бассейнов, поскольку именно в них концентрируются наиболее продуктивные, хорошо отсортированные, выдержанные по разрезу терригенные коллекторы, приуроченные к русловым отложениям. Дельтовые, эстуарные и флювиально-прибрежные системы, развивающиеся в условиях колебаний относительного уровня моря, создают сложные фациальные архитектуры, контролирующее пространственное распределение песчаных тел (Posamentier, 2001; Boyd et al., 2006). При этом успешный

прогноз литолого-фациальной неоднородности такого разреза невозможен без детального понимания морфологии палеорусловых систем, что требует системного применения методов прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки и фациального моделирования (Catuneanu et al., 2011).

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция служит характерным примером бассейна, где значительная часть запасов нефти и газа связана с нижнемеловыми и среднеюрскими прибрежно-континентальными отложениями, сформировавшимися в условиях чередования флювиальных, дельтовых и лагунно-эстуарных сред (Конторович и др., 2013; Конторович и др., 2014). Высокая латеральная и вертикальная изменчивость терригенных коллекторов, обусловленная цикличностью осадконакопления и трансформацией палеорусловых систем, делает детальное изучение их фациального строения и геометрии необходимым условием для уточнения геологической модели месторождений и повышения эффективности геологоразведки.

* Ответственный автор: Андрей Евгеньевич Сорокин
e-mail: sorandr_01@mail.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Палеорусловые системы относятся к числу значимых элементов строения терригенных осадочных комплексов (Posamentier et al., 2007). В зависимости от условий седиментации и последующих преобразований они могут быть связаны с коллекторами высокой латеральной неоднородности. Поэтому их выделение имеет практическое значение для детализации фациального строения, снижения неопределённости при прогнозе коллекторов и оптимизации заложения скважин.

На сейсмических данных такие объекты часто проявляются не как единичная амплитудная аномалия, а как протяжённые зоны со специфической морфологией: вытянутостью, извилистостью, локальным ветвлением (Hart, 2008) и изменением сейсмического образа внутри ограниченного стратиграфического интервала. Сейсмический образ русловых отложений и роль плановой морфологии таких объектов подробно рассматривались в работах по сейсмовидению и морфометрическому анализу палеорусел (Ольнева, Жуковская, 2016; Ольнева и др., 2018, 2024). Ручной анализ большого числа стратиграфических сечений трудоёмок и во многом зависит от опыта интерпретатора; сейсмические атрибуты помогают сузить область поиска (Chopra, Marfurt, 2007), однако их результат также нуждается в геологической проверке.

Отечественные исследования уже показывали возможность использования нейронных сетей для выделения литологических объектов по данным 3D-сейсморазведки. Близкая постановка задачи представлена в работе (Алексеева и др., 2022), где палеорусла в отложениях тюменской свиты выделялись с применением алгоритмов машинного обучения. Дальнейшее развитие этого направления представлено в работе (Мирошниченко и др., 2024), где свёрточная нейронная сеть U-Net использовалась для построения вероятностных карт русловых объектов по сейсмическим атрибутам и их объёмного представления по серии срезов. Вместе с тем задача остаётся методически открытой: для производственного применения важно не только получить контур на отдельном уровне, но и проследить объект внутри целевого интервала, сохранить связь с горизонтами и обеспечить перенос результата в интерпретационную среду.

Методы компьютерного зрения могут быть полезны для первичного распознавания объектов, имеющих выраженную форму. В сейсмической интерпретации их применение ограничивается прежде всего дефицитом размеченных данных. Подготовка экспертной разметки по большому числу срезов требует значительных затрат и не всегда напрямую переносится на новые участки. При этом машинное обучение уже применяется в отечественной геолого-геофизической практике, в том числе при интерпретации данных геофизических исследований скважин (Сахнюк и др., 2022), а в мировой практике – для анализа геологических и сейсмических данных (Bergen et al., 2019; Dramsch, 2020).

В настоящей работе используется синтетическое обучение: шаблоны русловой морфологии накладываются на реальные сейсмические фоны, после чего нейронная сеть обучается выделять обобщённый русловый образ. Аналогичный принцип использования синтетических

данных показал эффективность в задачах сегментации объектов на 3D-сейсмических данных (Wu et al., 2019). Отличие рассматриваемой схемы состоит в том, что прогноз выполняется не для одного среза, а для серии пропорциональных уровней внутри интервала между двумя отражающими горизонтами. Это даёт возможность собрать объёмное представление выделенных объектов и затем проверить его на результатах комплексной интерпретации.

Цель работы – описать методику объёмного автоматизированного выделения палеорусловых тел в интервале исследований, ограниченном двумя отражающими горизонтами, на основе синтетического обучения свёрточной нейронной сети и показать возможность внедрения инструмента в технологический цикл интерпретации сейсморазведочных работ.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. обосновать геолого-геофизическую постановку задачи объёмного выделения палеорусловых тел на основе анализа их морфологических признаков на сейсмических временных уровнях;
2. разработать алгоритм создания пропорциональных срезов в интервале исследований и формирования многоканальных RGB-композиций для повышения контрастности выделяемых объектов;
3. сформировать синтетическую обучающую выборку путём наложения масок современной речной морфологии на реальные сейсмические фоны с применением аугментации;
4. обучить и апробировать модель семантической сегментации (U-Net) на реальных сейсмических данных с оценкой устойчивости прогноза в объёме.

Исходные данные и общая схема

В качестве исходных данных использовались 3D-сейсмический куб в формате SEG-Y, два опорных горизонта, ограничивающих целевой интервал, набор сейсмических фонов и маски русел. Апробация методики выполнена на примере юрских интервалов разреза Западной Сибири.

Рабочая схема была разделена на два блока: обучение и применение. На этапе обучения формируется синтетическая выборка, и обучается модель семантической сегментации. На этапе применения обученная модель обрабатывает серию RGB-композиций внутри целевого интервала и формирует последовательность вероятностных карт. Основные этапы включают:

- загрузку сейсмического куба, горизонтов и координатной информации;
- создание пропорциональных срезов целевого интервала между верхним и нижним отражающими горизонтами;
- формирование RGB-композиций из соседних пропорциональных срезов внутри пласта;
- нейросетевой прогноз объектов руслового типа для каждой временной поверхности;
- морфологическую постобработку и экспорт результатов в интерпретационные форматы (рис. 1).

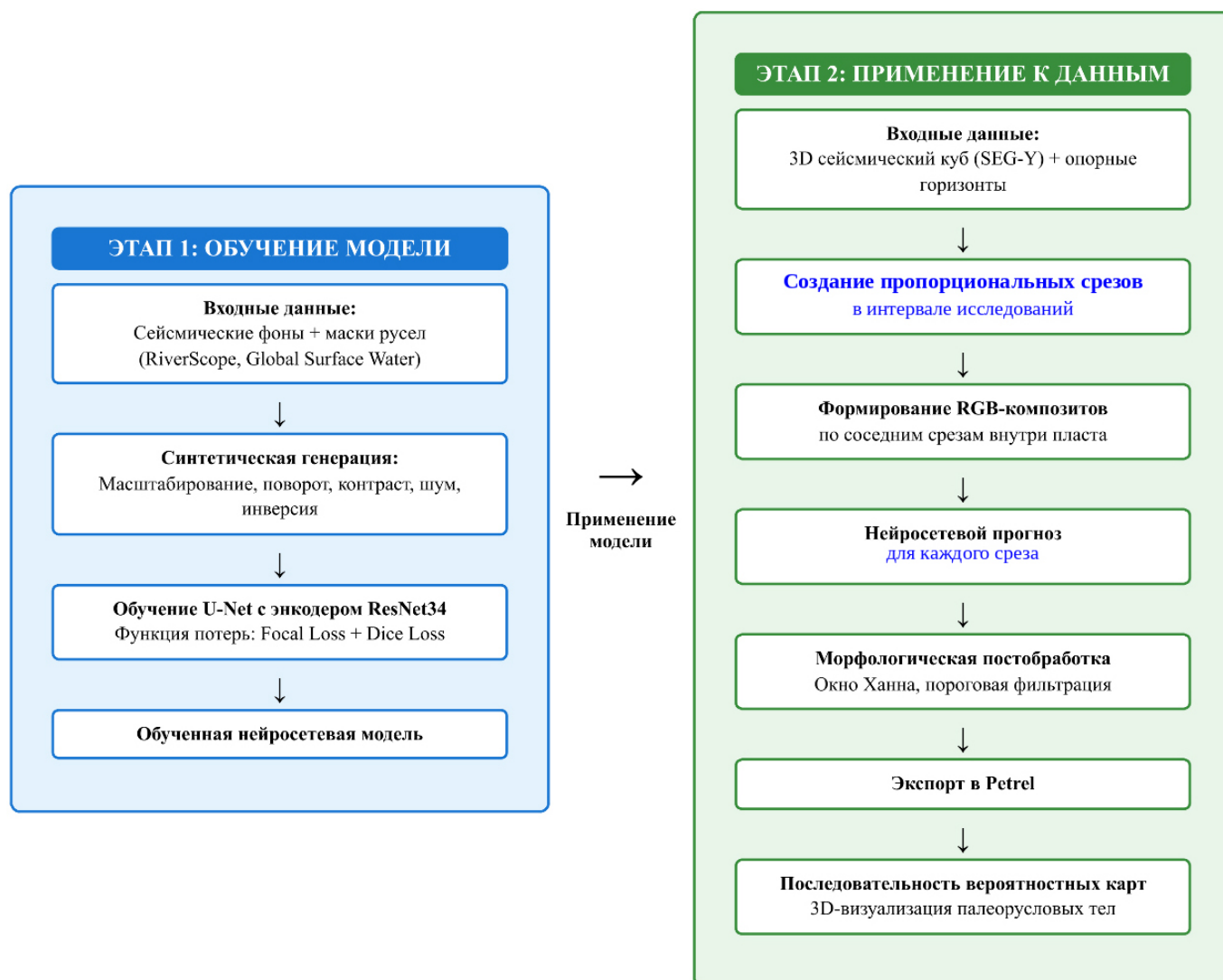


Рис. 1. Общая схема методики: синтетическое обучение, создание пропорциональных срезов пласта, нейросетевой прогноз, постобработка и экспорт результатов

Геолого-геофизическая постановка задачи

В рамках методики палеорусловое тело рассматривалось по совокупности признаков, видимых на сейсмических срезах. Основное значение имеют форма объекта, его протяжённость, извилистость и амплитудный контраст относительно окружающего фона. Поэтому задача модели формулировалась не как поиск отдельных ярких или тёмных пятен, а как выделение участков, которые по геометрии сопоставимы с русловой формой. Морфометрическая оценка палеорусловых систем и анализ их параметров по сейсмическим данным являются важным направлением развития объектно-ориентированной интерпретации (Куприянова и др., 2020; Ольнева и др., 2024):

- вытянутая или извилистая форма;
- локальное ветвление или разделение на рукава;
- латеральная ограниченность;
- контрастность относительно вмещающего фона;
- повторяемость или постепенная трансформация образа на соседних срезах.

Палеорусло не всегда уверенно проявляется на одном стратиграфическом сечении, поэтому в работе анализируется весь объем целевого интервала между двумя

отражающими горизонтами. Нейронная сеть строит последовательность вероятностных карт по пропорциональным срезам, что помогает проследить объекты внутри пласта. Полученная карта не трактуется как прямой прогноз коллектора: она используется как вспомогательный слой и требует проверки по атрибутам, скважинам и геологической модели.

Создание пропорциональных срезов

Целевой интервал задаётся верхним и нижним отражающими горизонтами. Для каждой точки сейсмической сетки рассчитываются промежуточные временные поверхности. Положение i -го среза внутри интервала задаётся выражением:

$$T_i(x, y) = T_{\text{top}}(x, y) * (1 - \alpha_i) + T_{\text{bot}}(x, y) * \alpha_i,$$

где $T_{\text{top}}(x, y)$ – время верхнего горизонта; $T_{\text{bot}}(x, y)$ – время нижнего горизонта; α_i – относительное положение i -го среза внутри интервала, изменяющееся от 0 до 1.

Вдоль каждого пропорционального среза извлекаются значения амплитуд. Далее формируется RGB-композит: цветовые каналы R (красный), G (зелёный) и B (синий)

заполняются амплитудными значениями пропорциональных срезов с индексами $i - 1$, i и $i + 1$ соответственно. Такое объединение трёх соседних уровней позволяет отразить вертикальную изменчивость сейсмического образа на каждом временном отсчёте. Использование частотных или фазовых атрибутов не обеспечивает столь же наглядной визуализации пространственной связности русловых форм и их вертикальной изменчивости. Перед сохранением композита амплитуды нормализуются, а слабоконтрастные элементы усиливаются (рис. 2).

Синтетическая обучающая выборка

Для уменьшения зависимости от ручной разметки использовано синтетическое обучение. В качестве исходных морфологических шаблонов применялись данные из открытых источников. Набор RiverScope (Daroya et al., 2025) содержит высокоразрешающие изображения речных систем с экспертной сегментационной разметкой. Для расширения разнообразия выборки дополнительно использованы данные Global Surface Water (Pekel et al., 2016), включающие контуры водных поверхностей по всему миру. Чтобы сохранить преимущественно мандрирующие русла, протоки и разветвлённые участки, разработан инструмент фильтрации по эксцентриситету, позволяющий исключить озёра из исходных данных.

Полученные контуры современной речной морфологии использовались не как прямой геологический аналог

конкретного пласта, а как морфологические шаблоны. В процессе синтетической генерации они масштабируются, поворачиваются, частично обрезаются, изменяются по контрасту и накладываются на реальные сейсмические фоны (рис. 3). Такой подход позволяет обучать модель на разнообразных вариантах русловой геометрии в условиях сейсмического изображения. При генерации выполняются:

- изменение масштаба и ориентации русловой формы;
- варьирование яркости и контраста объекта и фона;
- инверсия изображения и перевод в оттенки серого;
- добавление шума, размытия, пустых примеров и областей no-data;
- имитация краевых эффектов и выхода объекта за пределы изображения.

Модель и параметры обучения

Для сегментации была выбрана архитектура U-Net с энкодером ResNet34. Такая архитектура подходит для задач, где необходимо сохранить пространственную локализацию объекта и одновременно учитывать контекст изображения (Ronneberger et al., 2015). На вход модели подаётся RGB-изображение размером 1024×1024 пикселей, на выходе формируется одноканальная карта вероятности принадлежности пикселя к объекту руслового типа.

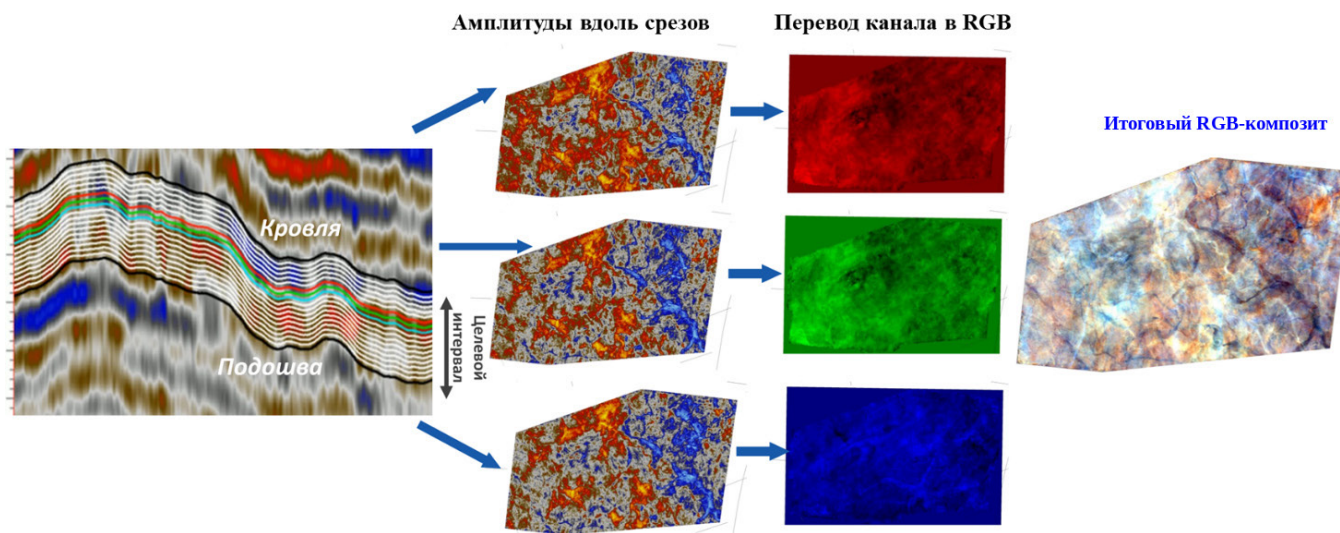


Рис. 2. Принцип создания пропорциональных срезов в интервале интересов и формирования RGB-композитов

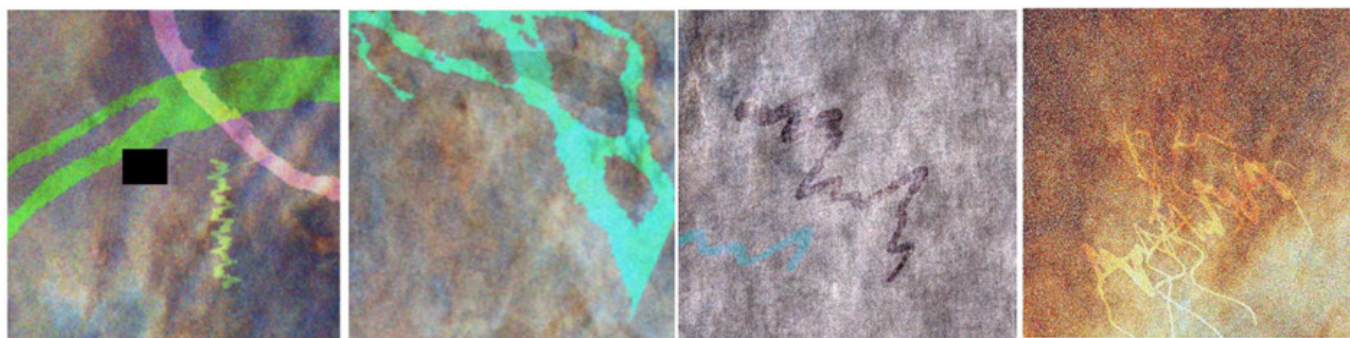


Рис. 3. Примеры синтетических обучающих изображений: результаты наложения шаблона русла на сейсмическое изображение

Обучение выполнялось с использованием комбинации Focal Loss и Dice Loss. Первая функция потерь помогает учитывать дисбаланс между фоном и объектом, вторая направлена на улучшение пространственного совпадения предсказанной и целевой масок (Lin et al., 2017). Основные параметры обучения модели представлены в табл. 1.

Параметр	Значение
Размер входного изображения	1024 × 1024
Число входных каналов	3
Размер батча	6
Скорость обучения	1×10^{-4}
Доля валидационной выборки	20%
Оптимизатор	Adam
Ранняя остановка	40 эпох без улучшения

Табл. 1. Основные параметры обучения модели

Прогноз и постобработка

После обучения модель применялась к RGB-композитам, сформированным по реальным данным куба амплитуд в целевом интервале. Для повышения устойчивости результата сопоставлялись два режима прогноза. В глобальном режиме весь композит масштабируется до входного размера модели, что помогает учитывать общую геометрию крупных протяжённых объектов. В локальном режиме изображение анализируется скользящим окном 256×256 пикселей с шагом 32 пикселя; этот режим повышает чувствительность к слабоконтрастным фрагментам, но требует последующего сглаживания результата.

Для уменьшения швов между окнами используется весовая функция Ханна: центральная часть окна получает больший вес, а края – меньший. Дополнительно применяются тестовая аугментация, инверсия изображения и несколько вариантов локального контрастирования. Финальная карта в этой реализации рассчитывается как взвешенная сумма глобального и локального прогнозов:

$$P_{final} = w_g * P_{global} + w_l * P_{local}$$

где P_{global} – карта глобального прогноза; P_{local} – карта локального прогноза; w_g, w_l – параметрические веса, задаваемые вручную, для глобального и локального прогнозов соответственно.

После объединения прогнозов выполняется морфологическая фильтрация: удаляются мелкие изолированные объекты, заполняются внутренние разрывы, значения ниже выбранного порога вероятности обнуляются, а результат ограничивается полигоном анализа. Пороговые значения при этом следует рассматривать как настраиваемый параметр, зависящий от качества сейсмического изображения и цели интерпретации.

Результаты

Методика была применена к юрскому интервалу разреза одного из месторождений севера Западной Сибири, а именно к отложениям малышевской свиты. В результате обработки были сформированы 30 RGB-композитов (максимально возможное количество с учётом шага дискретизации) и соответствующих вероятностных карт для этого целевого интервала. Пример прогноза для отдельного уровня показан на рис. 4. На ряде уровней оконтурены протяжённые извилистые аномалии, плановая геометрия которых однозначно указывает на морфологию палеорусловой системы.

Более уверенно интерпретировались объекты, которые проявлялись на нескольких соседних срезах и сохраняли согласованную в плане форму. Единичные локальные области повышенной вероятности, наблюдаемые только на одном уровне, рассматривались осторожно, поскольку они могут быть связаны с шумом, артефактами обработки или объектами нерусловой природы.

В ходе анализа полученные карты сопоставлялись с исходными RGB-композитами. Наиболее убедительными выглядели те участки, где повышенная вероятность не возникала как одиночное пятно, а сопровождалась протяжённой извилистой формой и сохранялась хотя бы на нескольких соседних уровнях. Каждый срез имеет собственное положение между верхним и нижним горизонтами, поэтому набор карт может быть собран в объёмное представление русловых объектов. Такое трёхмерное представление помогает оценивать не только плановое распространение, но и вертикальную протяжённость,

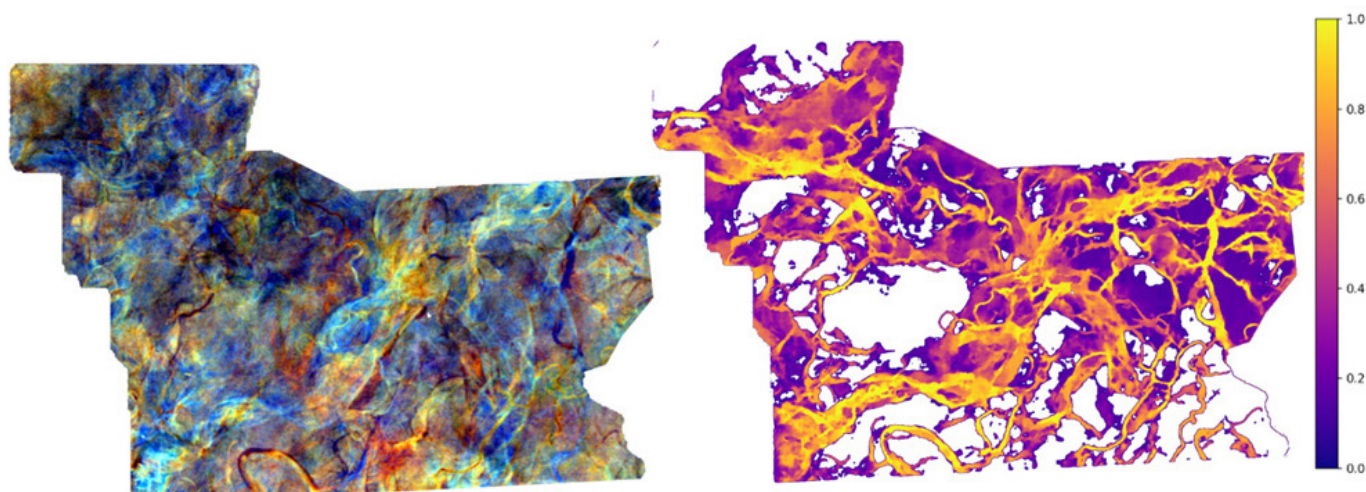


Рис. 4. Пример результата прогноза: исходный RGB-композит и предсказанная карта вероятности объектов руслового типа

изменение формы и прослеживаемость русловых элементов внутри интервала. Результаты прогноза в дальнейшем могут использоваться как вероятностные поверхности по уровням внутри пласта с возможностью построения 3D-куба вероятности наличия палеорусел (рис. 5). Такой подход позволяет более последовательно анализировать весь набор пропорциональных срезов и выявлять флювиальные объекты различного масштаба: от узких одиночных каналов до широких зон, соответствующих крупным речным системам. При ручном анализе слабоконтрастные объекты и русловые формы могут трактоваться неоднозначно или оставаться вне внимания вследствие огромного объёма данных и субъективности визуального восприятия. Сходные преимущества нейросетевого подхода, связанные с ускорением обработки и снижением фактора субъективности, ранее отмечались в работе (Мирошниченко и др., 2024).

Использование нейронной сети позволяет выполнять поиск морфологических признаков по единому алгоритму на всей серии срезов, повышая полноту и воспроизводимость первичного выделения объектов. При этом окончательная геологическая интерпретация результата должна выполняться специалистом с учётом сейсмических атрибутов, скважинных данных и геологической модели.

Обсуждение

По отношению к ранее опубликованным отечественным работам предлагаемая схема занимает промежуточное положение между нейросетевым выделением палеорусел по данным 3D-сейсморазведки (Алексеева и др., 2022), атрибутивным анализом характеристик палеорусловых тел (Куприянова и др., 2020) и морфометрической оценкой параметров меандрирующих палеорусел (Ольнева и др., 2024). Отличие данной работы состоит в акценте на синтетически сформированной обучающей выборке, создании последовательности пропорциональных срезов целевого интервала и подготовке вероятностных карт, пригодных для 3D-моделирования палеорусловых систем.

По сравнению с работой (Wu et al., 2019), где синтетическое обучение применялось для сегментации разломов, в настоящей работе используется не трёхмерный сейсмический куб, а серия пропорциональных 2D-срезов с RGB-композициями. Такой подход упрощает подготовку обучающей выборки и снижает требования к вычислительным ресурсам, но ограничивает возможность учёта вертикальной изменчивости сейсмического образа.

Основные ограничения связаны с тем, что синтетическая выборка не является полноценной физической моделью сейсмического отклика. Она имитирует визуально-морфологическое проявление руслового объекта, но не учитывает всех факторов волнового поля, петрофизики, тонкослоистости, насыщения и обработки данных. Кроме того, качество результата критически зависит от корректности построения опорных горизонтов: ошибки в их построении приводят к искажению пропорциональных срезов и, как следствие, к некорректному прогнозу.

Перспективными направлениями развития методики могут стать использование трёхмерных свёрточных сетей для непосредственной обработки сейсмического куба, добавление сейсмических атрибутов (мгновенной частоты, фазы, огибающей) в качестве дополнительных входных каналов, а также применение методов активного обучения для уменьшения объёма синтетической выборки при сохранении качества прогноза.

Заключение

В работе рассмотрена методика объёмного автоматизированного выделения палеорусловых тел в интервале исследований, ограниченном двумя отражающими горизонтами. Подход основан на синтетическом обучении U-Net-модели, создании пропорциональных срезов пласта между опорными горизонтами и построении вероятностных карт для каждого RGB-композиции.

Использование масок современной речной морфологии из открытых источников дает возможность минимизировать потребность в ручной разметке. В свою очередь,

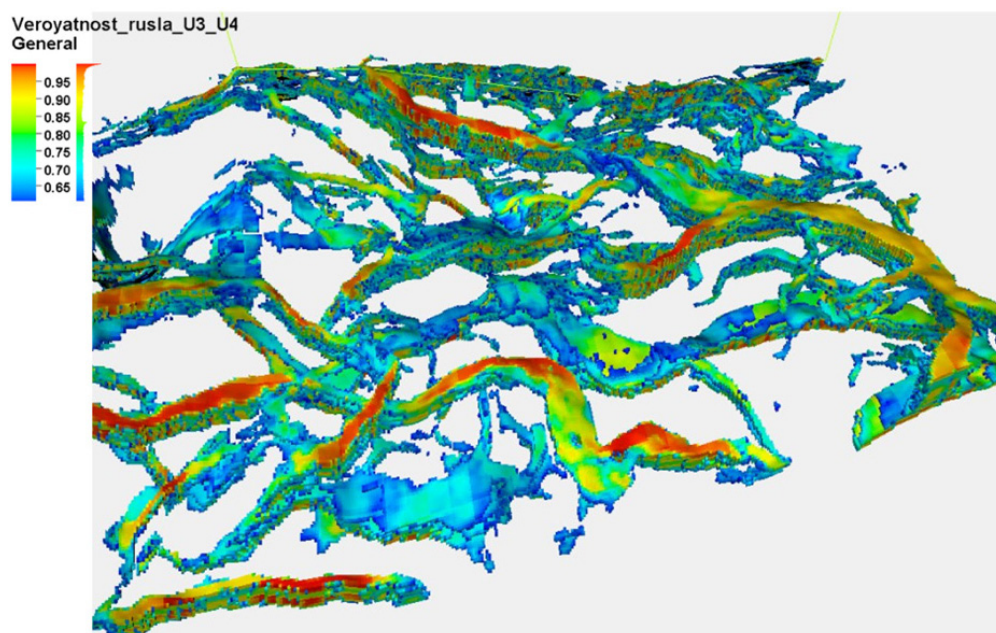


Рис. 5. 3D-куб вероятности наличия палеорусловых тел в интервале целевого пласта

последовательность карт обеспечивает моделирование их распространения в объёме и включение результата в стандартный производственный цикл построения геологической модели пласта.

По результатам применения подход может сокращать время первичного просмотра срезов, однако величина эффекта зависит от исходных данных и организации интерпретационного процесса.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Алексеева П.А., Калугин А.А., Кирьянова Т.Н. (2022). Выделение палеорусел в отложениях тюменской свиты с использованием нейронной сети по данным 3D-сейсморазведки. *Геофизика*, (3), с. 9–15. DOI: 10.34926/geo.2022.44.85.001

Конторович А.Э. и др. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Конторович А.Э. и др. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776. DOI: 10.15372/GiG20140504

Куприянова Е.К. и др. (2020). Новый методический подход к оценке характеристик палеорусловых тел по результатам атрибутного анализа в различных геологических условиях. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, (3(43)), с. 23–29. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-23-29

Мирошниченко Д.Е., Алексеева П.А., Кирьянова Т.Н., Керусов И.Н., Баранцев А.А. (2024). Опыт исследования строения русловых систем с использованием сверточных нейронных сетей. В *сборнике: EAGE Conference & Exhibition «Санкт-Петербург 2024»*. Санкт-Петербург, 8–11 апреля 2024 г.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. (2016). Сейсмическое моделирование геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления. *Геофизика*, (2), с. 2–9.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А., Муртазин Д.Г. (2018). Влияние типа меандрирования палеорусел на потенциальный объем литологической ловушки и эффективность геологоразведочных работ. *Геофизика*, (4), с. 75–81.

Ольнева Т.В., Орешкова М.Ю., Буторин А.В., Егоров А.С. (2024). Морфометрический подход к количественной оценке мощностей отложенных меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 26(3), с. 143–150. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15

Сахнюк В.И. и др. (2022). Применение методов машинного обучения при интерпретации данных ГИС викуловской свиты. *Георесурсы*, 24(2), с. 230–238. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21

Bergen K.J., Johnson P.A., de Hoop M.V., Beroza G.C. (2019). Machine learning for data-driven discovery in solid Earth geoscience. *Science*, 363(6433), DOI: 10.1126/science.aau0323

Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A. (2006). Estuarine and incised-valley facies models. In: Posamentier H.W., Walker R.G. (eds.), *Facies Models Revisited. SEPM Special Publication*, 84, pp. 171–235. https://doi.org/10.2110/pec.06.84.0171

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A., Tucker M.E. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44(3), pp. 173–245. DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011

Chopra S., Marfurt K.J. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 456 p. (SEG Geophysical Developments Series No. 11). https://doi.org/10.1190/1.9781560801900

Daroya R., Rowley T., Flores J., Friedmann E., Bennitt F., An H., Simmons T., Hughes M.J., Kluetmeier C.L., Kica S., Vélez J.D., Esenther S.E., Howard T.E., Ye Y., Turcotte A., Gleason C., Maji S. (2025). RiverScope: High-Resolution River Masking Dataset. DOI: 10.5281/zenodo.15376394

Dramsch J.S. (2020). 70 years of machine learning in geoscience in review. *Advances in Geophysics*, pp. 1–55. https://doi.org/10.1016/bs.agph.2020.08.002

Hart B.S. (2008). Channel detection in 3-D seismic data using sweetness. *AAPG Bulletin*, 92(6), pp. 733–742. https://doi.org/10.1306/02050807127

Lin T., Goyal P., Girshick R., He K. & Dollár P. (2017). Focal Loss for Dense Object Detection. *2017 IEEE International Conference on Computer Vision (ICCV)*, pp. 2999–3007. https://doi.org/10.1109/ICCV.2017.324

Pekel J., Cottam A., Gorelick N. & Belward A.S. (2016). High-resolution mapping of global surface water and its long-term changes. *Nature*, 540(7633), pp. 418–422. https://doi.org/10.1038/nature20584

Posamentier H.W. (2001). Lowstand Alluvial Bypass Systems: Incised vs. Unincised. *AAPG Bulletin*, 85(10), pp. 1771–1793. https://doi.org/10.1306/8626d06d-173b-11d7-8645000102c1865d

Posamentier H.W., Davies R.J., Cartwright J.A. & Wood L. (2007). Seismic geomorphology - an overview. *Geological Society, London, Special Publications*, 277(1), pp. 1–14. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2007.277.01.01

Ronneberger O., Fischer P. & Brox T. (2015). U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. *Lecture Notes in Computer Science*, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28

Wu X., Liang L., Shi Y. & Fomel S. (2019). FaultSeg3D: Using synthetic data sets to train an end-to-end convolutional neural network for 3D seismic fault segmentation. *Geophysics*, 84(3), IM35–IM45. https://doi.org/10.1190/geo2018-0646.1

Сведения об авторах

Андрей Евгеньевич Сорокин – специалист 1 категории отдела интерпретации данных СРР, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

e-mail: sorandr_01@mail.ru

Равиль Рамильевич Шакиров – директор департамента ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Статья поступила в редакцию 30.06.2026;

Принята к публикации 18.08.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Volumetric Delineation of Paleochannel Bodies within an Interval of Interest from Seismic Data Based on Synthetic Training of a Neural Network

A.E. Sorokin*, R.R. Shakirov

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey E. Sorokin, e-mail: sorandr_01@mail.ru

Abstract. Delineation of paleochannel bodies from seismic data remains one of the practical tasks in predicting the lithofacies heterogeneity of terrigenous reservoirs. The paper presents a method for layer-by-layer delineation of

paleochannel objects within a study interval bounded by two reflecting horizons using a neural network trained on synthetic examples, followed by construction of a volumetric probability model of paleochannel occurrence. The target interval is

divided between the reference horizons into proportional slices; for each level, a composite is generated in which the R, G, and B color channels are filled with amplitudes from adjacent levels. Importantly, this approach better reflects the vertical variability of the seismic wavefield than frequency-color composites obtained by spectral decomposition. A probability map of channel-type objects is then calculated. The training dataset is created by superimposing templates of modern river morphology prepared from open sources onto real seismic backgrounds, with variations in scale, contrast, brightness, inversion, and noise. At the application stage, global and local predictions are compared; test-time augmentation, several variants of local contrast enhancement, a sliding window with a Hann weighting function, and morphological post-processing are used. The result is a series of probability maps of channel bodies that can be used for preliminary tracking within the reservoir interval. The method is considered a support tool for seismic interpreters and sedimentologists rather than a standalone replacement for geological and geophysical analysis.

Keywords: paleochannel, paleochannel systems, seismic interpretation, volumetric prediction, neural networks, artificial intelligence, synthetic training

Recommended citation: Sorokin A.E., Shakirov R.R. (2026). Volumetric Delineation of Paleochannel Bodies within an Interval of Interest from Seismic Data Based on Synthetic Training of a Neural Network. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 46–53. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.9>

References

- Alekseeva P.A., Kalugin A.A., Kiryanova T.N. (2022). Delineation of Paleochannels in the Tyumen Formation Deposits Using a Neural Network Based on 3D Seismic Data. *Geofizika*, (3), pp. 9–15. (In Russ.) DOI: 10.34926/geo.2022.44.85.001
- Bergen K.J., Johnson P.A., de Hoop M.V., Beroza G.C. (2019). Machine learning for data-driven discovery in solid Earth geoscience. *Science*, 363(6433), DOI: 10.1126/science.aau0323
- Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A. (2006). Estuarine and incised-valley facies models. In: Posamentier H.W., Walker R.G. (eds.), *Facies Models Revisited. SEPM Special Publication*, 84, pp. 171–235. <https://doi.org/10.2110/pec.06.84.0171>
- Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A., Tucker M.E. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44(3), pp. 173–245. DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011
- Chopra S., Marfurt K.J. (2007). Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 456 p. (SEG Geophysical Developments Series No. 11). <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>
- Daroya R., Rowley T., Flores J., Friedmann E., Bennitt F., An H., Simmons T., Hughes M.J., Klutmeier C.L., Kica S., Vélez J.D., Esenther S.E., Howard T.E., Ye Y., Turcotte A., Gleason C., Maji S. (2025). RiverScope: High-Resolution River Masking Dataset. DOI: 10.5281/zenodo.15376394
- Dramsch J.S. (2020). 70 years of machine learning in geoscience in review. *Advances in Geophysics*, pp. 1–55. <https://doi.org/10.1016/bs.agph.2020.08.002>
- Hart B.S. (2008). Channel detection in 3-D seismic data using sweetness. *AAPG Bulletin*, 92(6), pp. 733–742. <https://doi.org/10.1306/02050807127>
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenko V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 745–776. (In Russ.) DOI: 10.15372/GiG20140504
- Kupriyanova E.K., Saifutdinov R.Sh., Moiseev S.V., Kerusov I.N., Alekseeva P.A., Vorobyova L.F. (2020). A New Methodological Approach to the Assessment of Paleochannel Body Characteristics Based on Attribute Analysis in Various Geological Conditions. *Geology and Mineral Resources of Siberia*, 3(43), pp. 23–29. (In Russ.) DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-23-29
- Lin T., Goyal P., Girshick R., He K. & Dollar P. (2017). Focal Loss for Dense Object Detection. *2017 IEEE International Conference on Computer Vision (ICCV)*, pp. 2999–3007. <https://doi.org/10.1109/ICCV.2017.324>
- Miroshnichenko D.E., Alekseeva P.A., Kiryanova T.N., Kerusov I.N., Barantsev A.A. (2024). Experience in studying the structure of channel systems using convolutional neural networks. *EAGE Conference & Exhibition "Saint Petersburg 2024"*, Saint Petersburg, April 8–11, 2024.
- Olneva T.V., Zhukovskaya E.A. (2016). Seismic Vision of Geological Processes and Phenomena: Channel Deposits of Continental Sedimentary Environments. *Geofizika*, (2), pp. 2–9. (In Russ.)
- Olneva T.V., Zhukovskaya E.A., Murtazin D.G. (2018). Influence of Paleochannel Meandering Type on the Potential Volume of Lithological Trap and the Efficiency of Geological Exploration. *Geofizika*, (4), pp. 75–81. (In Russ.)
- Olneva T.V., Oreshkova M.Yu., Butorin A.V., Egorov A.S. (2024). Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 143–150. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15>
- Pekel J., Cottam A., Gorelick N. & Belward A.S. (2016). High-resolution mapping of global surface water and its long-term changes. *Nature*, 540(7633), pp. 418–422. <https://doi.org/10.1038/nature20584>
- Posamentier H.W. (2001). Lowstand Alluvial Bypass Systems: Incised vs. Unincised. *AAPG Bulletin*, 85(10), pp. 1771–1793. <https://doi.org/10.1306/8626d06d-173b-11d7-8645000102c1865d>
- Posamentier H.W., Davies R.J., Cartwright J.A. & Wood L. (2007). Seismic geomorphology - an overview. *Geological Society, London, Special Publications*, 277(1), pp. 1–14. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2007.277.01.01>
- Ronneberger O., Fischer P. & Brox T. (2015). U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. *Lecture Notes in Computer Science*, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28
- Sakhnyuk V.I., Novikov E.V., Sharifullin A.M., Belokhin V.S., Antonov A.P., Karpushin M.U., Bolshakova M.A., Afonin S.A., Sautkin R.S., Suslova A.A. (2022). Machine learning applications for well-logging interpretation of the Vikulov Formation. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 230–238. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
- Wu X., Liang L., Shi Y. & Fomel S. (2019). FaultSeg3D: Using synthetic data sets to train an end-to-end convolutional neural network for 3D seismic fault segmentation. *Geophysics*, 84(3), IM35–IM45. <https://doi.org/10.1190/geo2018-0646.1>

About the Authors

Andrey E. Sorokin – Specialist (Category I), Department of the Seismic Data Interpretation, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation
e-mail: sorandr_01@mail.ru

Ravil R. Shakirov – Head of the Resource Base Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Manuscript received 30 June 2026;

Accepted 18 August 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Интеграция скважинных данных в граф сейсмической обработки для выделения флюидного контраста в AVO-атрибутах

И.В. Мусатов, А.А. Матигоров, И.М. Хамитуллин, С.Р. Ольшевский, М.Ю. Шаповалов*
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

На одном из месторождений севера Западной Сибири поисковая скважина, заложенная по геологической модели с опорой на AVO-аномалию типа «яркое пятно», вместо прогнозируемого газового насыщения вскрыла водонасыщенный коллектор, что подтверждено опробованием пласта с отбором флюида. Анализ показал, что причиной ошибочного прогноза стало смешение газо- и водонасыщенных коллекторов в поле AVO-индикаторов (интерсепт–градиент) по данным обработки 2022 г., тогда как моделирование синтетических сейсмограмм указывало на уверенное разделение типов насыщения: газонасыщенный коллектор соответствует 4 классу AVO-аномалий, а водонасыщенный – 3 классу. Для устранения противоречия выполнена переобработка четырёх разносезонных сейсмических съёмок (вибрационный и взрывной источники возбуждения) с привлечением результатов бурения пяти скважин и с постоянным интерпретационным сопровождением графа обработки. После каждой значимой процедуры выполнялись сейсмо-стратиграфическая привязка, оценка AVO-распределения в точках скважин и расчёт отношения сигнал/шум с интеграцией результатов на лепестковой диаграмме контрольных параметров. Достигнуто улучшение всех контролируемых параметров: доминантная частота возросла с 30 до 38 Гц, ширина спектра – с 45 до 52 Гц, отношение сигнал/шум – с 12 до 13, коэффициент корреляции «сейсмика/синтетика» – с 0,59 до 0,73, коэффициент корреляции по AVO – с 0,7 до 0,8. В результате на реальных данных воспроизведено предсказанное моделью разделение газо- и водонасыщенных коллекторов в AVO-атрибутах и определены ключевые процедуры графа обработки, обеспечившие кондиционный результат.

Ключевые слова: AVO-анализ, интерсепт, градиент, яркое пятно, переобработка сейсмических данных, интерпретационное сопровождение, синтетические сейсмограммы, прогноз насыщения, ачимовские отложения

Для цитирования: Мусатов И.В., Матигоров А.А., Хамитуллин И.М., Ольшевский С.Р., Шаповалов М.Ю. (2026). Интеграция скважинных данных в граф сейсмической обработки для выделения флюидного контраста в AVO-атрибутах. *Георесурсы*, 28(3), с. 54–59. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.10>

Введение

Анализ зависимости амплитуды отражённой волны от удаления или угла падения волны (AVO, amplitude versus offset) – один из основных инструментов прямого прогнозирования флюидонасыщения. Его теоретическая основа – двухчленное приближение Шуэ, в котором коэффициент отражения описывается соотношением параметров интерсепта и градиента (Shuey, 1985). Впервые эмпирическое описание поведения газонасыщенных песчаников с точки зрения AVO было выполнено в 1989 году Резерфордом и Вильямсом (Rutherford, Williams, 1989)

и позднее дополнено Кастаньей (Castagna, Swan, 1997). Они описали четыре основных класса AVO-аномалий, которые учитывают все возможные соотношения акустических свойств газонасыщенных песков и вмещающей толщи.

Совместный анализ интерсепта и градиента на кросс-плоте позволяет разделять литотипы и типы насыщения по положению точек относительно «фоновой» линии вмещающих пород (Castagna, Swan, 1997; Castagna et al., 1998). Аномалии типа «яркое пятно», связанные с газонасыщением в молодых терригенных отложениях (Ostrander, 1984), остаются распространённым поисковым признаком (Птецов, 1989; Воскресенский, 2001; Ампилов, 2008). При этом надёжность AVO-прогноза критически зависит от качества обработки: только корректно сохранённая зависимость амплитуды от удаления даёт достоверные AVO-атрибуты (Долгих и др., 2024). Особую сложность представляют площади, покрытые

* Ответственный автор: Михаил Юрьевич Шаповалов
e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

разновременными съёмками с различными источниками возбуждения колебаний, а также объекты со сложным насыщением, к которым относятся ачимовские отложения севера Западной Сибири.

Поводом для исследования послужил практический случай. По ранее построенной геологической модели, опиравшейся в том числе на сейсмические данные, была заложена скважина, которая должна была вскрыть газонасыщенный коллектор: в области бурения фиксировалась AVO-аномалия типа «яркое пятно», инверсия сейсмических данных показывала понижение значений Р-импеданса и соотношения скоростей продольных и поперечных волн, что по данными петрофизического моделирования является признаком наличия газонасыщенного коллектора. Однако скважина вскрыла водонасыщенный коллектор, что подтверждено опробованием пласта с отбором флюида. В то же время известно множество опубликованных статей с описанием информативности методов AVO и инверсии для прогноза развития зон газового насыщения в разрезе (Шаповалов и др., 2023).

Целью работы являлось установление причины ошибочного прогноза и её устранение в ходе переобработки сейсмических данных.

Материалы и методы

Исходные сейсмические данные представлены четырьмя съёмками разных полевых сезонов, выполненными с различными источниками возбуждения колебаний. Северная и западная съёмки получены с применением вибрационного источника, восточная и южная – взрывного (рис. 1). Разнотипность источников и разновременность работ обуславливают различия амплитудно-частотных характеристик записи, что при объединении данных в единый массив осложняет получение устойчивых AVO-атрибутов по площади.

Для калибровки прогноза привлечены результаты бурения пяти скважин, вскрывших как газонасыщенный, так и водонасыщенный коллектор. По данным ГИС

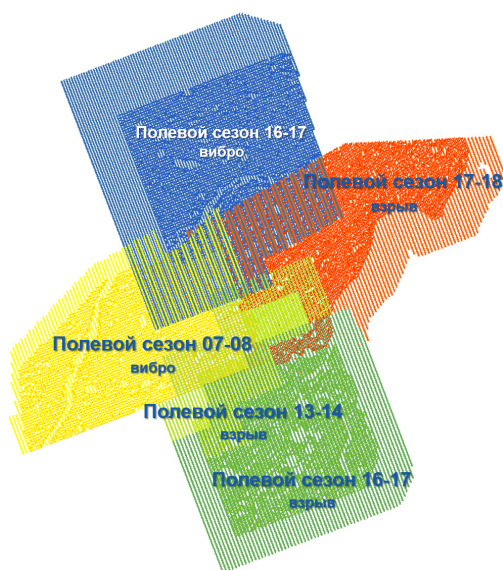


Рис. 1. Схема взаимного расположения сейсмических съёмок. Северная и западная съёмки выполнены с вибрационным источником, восточная и южная – со взрывным источником возбуждения колебаний.

и опробования с отбором флюида, тип насыщения в этих скважинах однозначно определён, что обеспечило независимый контроль AVO-распределения в точках скважин.

Петрофизическое моделирование выполнено по материалам ГИС в каждой из исследуемых скважин. Результаты этого моделирования использовались для калибровки AVO-атрибутов на этапе интерпретационного сопровождения обработки. По кривым упругих параметров разреза (скорость продольной волны, скорость поперечной волны, плотность) рассчитывались синтетические сейсмограммы и AVO-атрибуты (интерсепт и градиент) для газо- и водонасыщенного состояний коллектора. Моделирование показало, что в координатах «интерсепт–градиент» типы насыщения должны уверенно разделяться: газонасыщенный коллектор соответствует 4 классу AVO-аномалий, тогда как водонасыщенный коллектор должен лежать в области 3 класса (рис. 2). Таким образом, синтетическая модель играла роль эталона, к которому требовалось привести результат обработки реальных данных.

Уточнение графа обработки выполнялось в режиме интерпретационного сопровождения с пошаговым контролем качества. После каждой значимой процедуры выполнялась сейсмо-стратиграфическая привязка, оценивалось AVO-распределение в точках скважин и рассчитывалось отношение сигнал/шум с сопоставлением с предыдущим шагом. Результаты контроля интегрировались на роза-диаграмме, объединяющей основные параметры: доминантную частоту, отношение сигнал/шум, ширину спектра, коэффициент корреляции «сейсмика/синтетика» ($K_{\text{корр}}$) и коэффициент корреляции по AVO ($K_{\text{корр AVO}}$). Это обеспечивало воспроизводимость оценок и контроль вклада каждой процедуры в качество суммарных, частично-кратных офсетных и угловых сборок, а также кубов AVO-атрибутов.

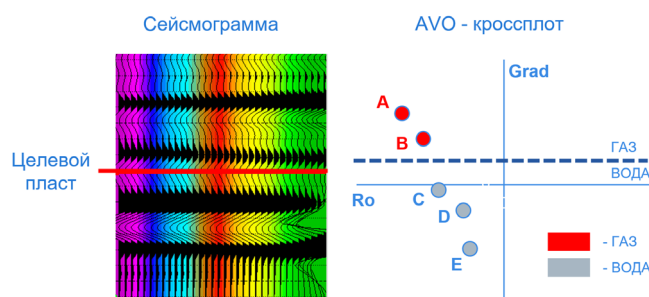


Рис. 2. Пример моделирования синтетической сейсмограммы и анализ AVO-атрибутов по 5 скважинам с разным типом насыщения. На кроссплоте красным – скважины с газовым насыщением, серым – скважины с водяным насыщением.

Результаты

AVO-анализ, выполненный на данных обработки 2022 г., показал, что газо- и водонасыщенные коллекторы смешиваются по AVO-индикаторам в поле интерсепта и градиента (рис. 3): облака точек двух типов насыщения перекрываются, что не позволяет надёжно различать их и объясняет ошибочный прогноз в точке заложения скважины. Тогда как приведенные ранее результаты моделирования показывают принципиальную возможность деления по типу флюида.

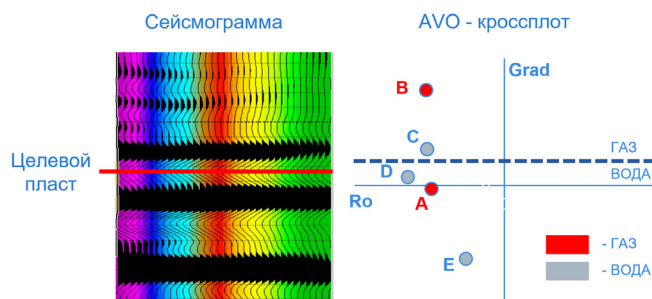


Рис. 3. Пример реальной сейсмограммы по результатам предыдущей обработки и анализ AVO-атрибутов по 5 скважинам с разным типом насыщения. На кроссплоте красным – скважины с газовым насыщением, серым – скважины с водяным насыщением.

После уточнения графа обработки (данные 2026 г.) на реальных данных воспроизведено предсказанное моделью разделение типов насыщения в координатах «интерсепт–градиент» (рис. 4, справа). Сопоставление сейсмограмм в характерной точке А показывает, что переобработанная запись существенно ближе к синтетической модели, чем запись 2022 г., что подтверждает корректность восстановленной зависимости амплитуды от удаления.

Уточнение графа обработки стало возможным благодаря пошаговому сопровождению со стороны интерпретаторов сейсмических данных. На каждом существенном этапе выполнялся анализ контрольных параметров, и отслеживалась эффективность применяемых процедур и их параметров с точки зрения решения поставленной геологической задачи. Финальные метрики предыдущей и текущей версий обработки приведены на рис. 5. Содержательная интерпретация изменений контрольных параметров состоит в следующем. Увеличение доминантной частоты позволило повысить детальность сейсмического разреза в ачимовском интервале. Рост отношения сигнал/шум обеспечил более чёткие границы и проявление мелких деталей. Увеличение ширины спектра сигнала повысило вертикальную разрешённость и позволило выделять малоразмерные объекты. Рост коэффициента корреляции «сеймика/синтетика» придал уверенности при выделении амплитудных аномалий, а повышение коэффициента корреляции по AVO подтвердило пригодность сейсмических данных для выделения AVO-аномалий и прогнозирования коллекторов и характера их насыщения.

На рис. 6 приведены 1D сейсмограммы по контрольным точкам выполнения интерпретационного сопровождения по одной из скважин месторождения, а также

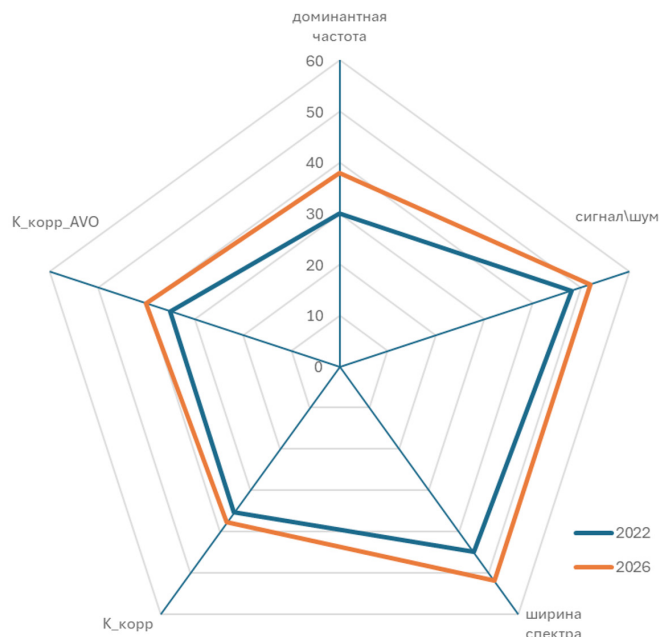


Рис. 5. Сводная роза-диаграмма контрольных параметров обработки 2022 и 2026 гг. По всем осям наблюдается прирост значений, подтверждающий улучшение качества данных.

амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) разрезов, расположенных вдоль этих скважин. Отмечается последовательное повышение коэффициента корреляции сеймика–синтетика и улучшение частотно-амплитудных характеристик разреза. В частности, удалось выровнять и расширить частотный спектр в сторону высоких частот, что поможет при выделении и интерпретации тонких пропластков коллектора.

Таким образом, по завершении работ удалось добиться разделения газо- и водонасыщенных коллекторов в AVO-атрибутах согласованно по реальным сейсмическим данным и петрофизической модели.

Обсуждение и выводы

Ретроспективный анализ и сопоставление старого и нового графов обработки показали, что кондиционные сейсмические данные – суммарные, частично-кратные офсетные и угловые сборки, а также кубы AVO-атрибутов удалось получить благодаря добавлению и целенаправленному контролю параметров ряда процедур. Наиболее важными из них оказались: частотно-разделённое ослабление помех с применением модель-базируемого подавления шума; многоитерационная частотно-зависимая

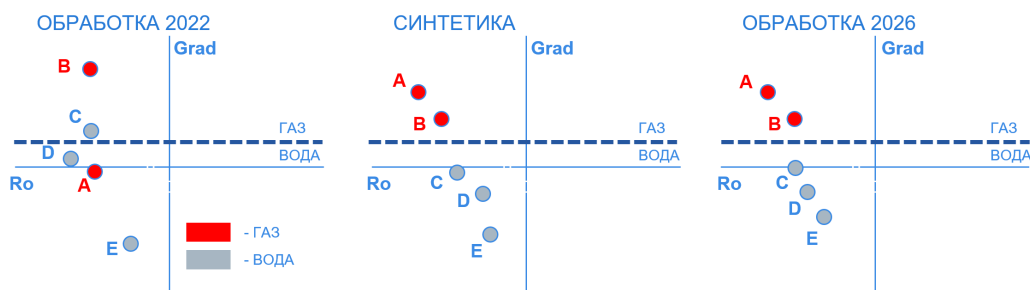


Рис. 4. Улучшение распределения AVO на основе сопоставления переобработанных сейсмических данных с модельными сейсмограммами. Кросс-плоты «интерсепт–градиент» по целевому пласту.

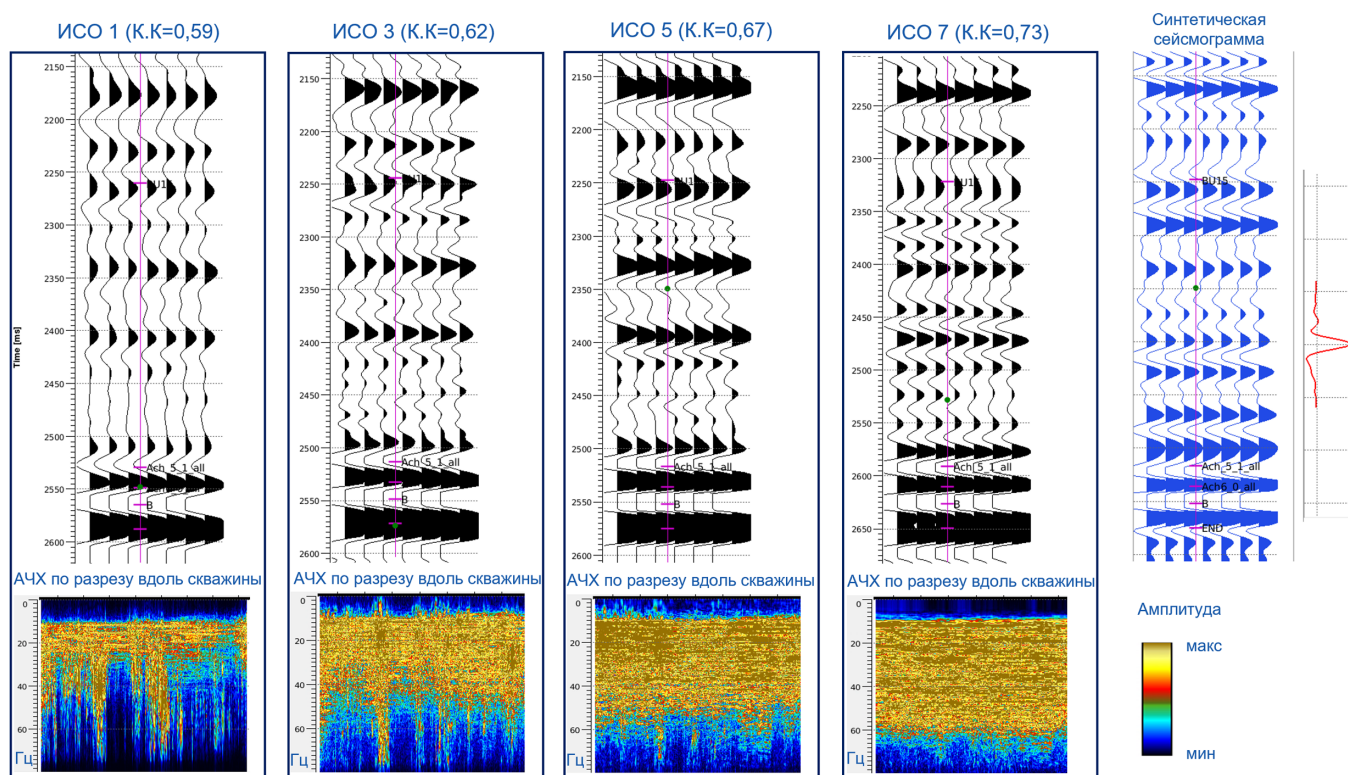


Рис. 6. Контрольные точки интерпретационного сопровождения процесса обработки сейсмических данных

балансировка амплитуд; ослабление поверхностных, линейных и случайных помех с акцентом на сохранение рассеянной компоненты; расширенная регуляризация с шагом панелей 50 м; высокоплотный автоматический биспектральный пикинг скоростей, выполненный до и после миграции до суммирования во временной области с применением параметров анизотропии.

Применение трех итераций частотно-зависимой балансировки амплитуд в купе с фазовой увязкой и тщательным подбором статико-кинематического решения позволило минимизировать различия между съемками, отработанными различными источниками возбуждения (взрывной и вибро). Таким образом, существенно повысилась стационарность сейсмического сигнала, и выросли показатели корреляции по привязке к скважинам.

Применение расширенного графа регуляризации позволило заполнить пропуски системы наблюдения, минимизировать футпринты и подготовить данные для миграции до суммирования.

Сохранение энергии рассеянной компоненты произошло за счет использования щадящих методик шумоподавления. На каждом этапе параметры процедур оценивались с точки зрения их влияния на энергию дифракций. Сохранение рассеянной (дифракционной) компоненты сигнала вместе с точно подобранной скоростной моделью миграции, позволило лучше отобразить и сфокусировать тонкие компоненты волнового поля, ассоциированные с небольшими геологическими рассеивающими объектами, такими как: каналы, русла, врезы и т.д.

Качественное и количественное улучшение характеристик переобработанного объема сейсмической информации произошло за счет кумулятивного эффекта перечисленных выше методик.

Рассмотренный пример показывает, что достоверность AVO-прогноза во многом определяется качеством обработки и её сопровождения. Моделирование заранее указывало на разделимость типов насыщения, утраченную при первичной обработке и восстановленную при переобработке. Отсюда становится очевидной необходимость интерпретационного сопровождения обработки с пошаговым количественным контролем и использования синтетической модели как эталона.

Заключение

Переобработка разносезонных и разнотипных по источнику возбуждения сейсмических данных, выполненная в режиме интерпретационного сопровождения с привлечением результатов бурения пяти скважин, позволила воспроизвести на реальных данных предсказанное петрофизической моделью разделение газо- и водонасыщенных коллекторов в AVO-атрибутах: газонасыщенный коллектор уверенно относится к 4 классу AVO-аномалий, водонасыщенный – к 3 классу.

Достигнуто улучшение всех контролируемых параметров обработки: доминантная частота возросла с 30 до 38 Гц, ширина спектра – с 45 до 52 Гц, отношение сигнал/шум – с 12 до 13, коэффициент корреляции «сейсмика/синтетика» – с 0,59 до 0,73, коэффициент корреляции по AVO – с 0,7 до 0,8. Определяющий вклад в получение кондиционных AVO-данных внесли сохранение рассеянной компоненты, частотно-разделённое ослабление помех и частотно-зависимая балансировка амплитуд.

Предложенный подход – пошаговый количественный контроль качества обработки с опорой на синтетическую модель и данные скважин – может быть рекомендован

для повышения достоверности AVO-прогноза на площадях, покрытых разновременными съёмками с различными источниками возбуждения, в том числе при изучении ачимовских отложений Западной Сибири.

Литература

- Ампиров Ю.П. (2008). От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Спектр, 384 с.
- Воскресенский Ю.Н. (2001). Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 68 с.
- Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Соколовский В.В., Кузнецов В.И. (2024). Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки. *Георесурсы*, 26(3), pp. 27–32. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.4>
- Птецов С.Н. (1989). Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. М.: Недра, 135 с.
- Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М., Шакиров Р.Р., Филиппова К.Е., Бреига А.А. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы*, 25(3), pp. 49–56. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7>
- Castagna J.P., Swan H.W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4), pp. 337–344. <https://doi.org/10.1190/1.1437626>
- Castagna J.P., Swan H.W., Foster D.J. (1998). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3), pp. 948–956. <https://doi.org/10.1190/1.1444406>
- Ostrander W.J. (1984). Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. *Geophysics*, 49(10), pp. 1637–1648. <https://doi.org/10.1190/1.1441571>

Rutherford S.R., Williams R.H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), pp. 680–688. <https://doi.org/10.1190/1.1442696>

Shuey R.T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), pp. 609–614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>

Сведения об авторах

Илья Владимирович Мусатов – старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Александр Аркадьевич Матигоров – начальник отдела обработки сейсмических данных, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Ильмар Мухаметниязович Хамитуллин – начальник управления интерпретации сейсморазведочных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Сергей Русланович Ольшевский – начальник отдела динамической интерпретации, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Михаил Юрьевич Шаповалов – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 06.07.2026;

Принята к публикации 01.09.2026; Опубликовано 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of Well Data Into the Seismic Processing Graph for Fluid Contrast Detection in Avo Attributes

I.V. Musatov, A.A. Matigorov, I.M. Khamitullin, S.R. Olshchovsky, M.Yu. Shapovalov*

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Mikhail Y. Shapovalov, e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

Abstract. At a field in the north of West Siberia, an exploration well located on the basis of a geological model that relied on a bright-spot AVO anomaly encountered a water-saturated reservoir instead of the predicted gas saturation, as confirmed by formation testing with fluid sampling. The wrong prediction was caused by the mixing of gas- and water-saturated reservoirs in the AVO indicator domain (intercept–gradient) in the 2022 processing results, whereas synthetic seismogram modelling indicated a confident separation of saturation types: the gas reservoir corresponds to AVO class 4, and the water-saturated reservoir to class 3. To resolve this contradiction, four multi-vintage seismic surveys (vibroiseis and dynamite sources) were reprocessed using the results of five wells and continuous interpretation-driven quality control. After each significant processing step, a seismic-to-well tie, an assessment of the AVO distribution at well locations, and a signal-to-noise estimate were performed, with the results integrated on a radar chart of control parameters. All controlled parameters improved: the dominant frequency increased from 30 to 38 Hz, the spectral bandwidth – from 45 to 52 Hz, the signal-to-noise ratio – from 12 to 13, the seismic-to-synthetic correlation coefficient – from 0.59 to 0.73, and the

AVO correlation coefficient – from 0.7 to 0.8. As a result, the model-predicted separation of gas- and water-saturated reservoirs in AVO attributes was reproduced on the real data, and the key processing procedures ensuring conditioned results were identified.

Keywords: AVO analysis, intercept, gradient, bright spot, seismic data reprocessing, interpretation-driven processing, synthetic seismograms, saturation prediction, Achimov deposits

Recommended citation: Musatov I.V., Matigorov A.A., Khamitullin I.M., Olshchovsky S.R., Shapovalov M.Yu. (2026). Integration of Well Data Into the Seismic Processing Graph for Fluid Contrast Detection in Avo Attributes. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 54–59. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.10>

References

- Ampilov Yu.P. (2008). From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields. Moscow: Spektr Publ., 384 p. (In Russ.)
- Castagna J.P., Swan H.W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4), pp. 337–344. <https://doi.org/10.1190/1.1437626>

Castagna J.P., Swan H.W., Foster D.J. (1998). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3), pp. 948–956. <https://doi.org/10.1190/1.1444406>

Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Sokolovsky V.V., Kuznetsov V.I. (2024). Processing Vibrograms as a Way to Improve the Quality of High-Performance Vibroseismic Survey Results. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 27–32. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.4>

Ostrander W.J. (1984). Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. *Geophysics*, 49(10), pp. 1637–1648. <https://doi.org/10.1190/1.1441571>

Ptetsov S.N. (1989). Analysis of wave fields for geological section prediction. Moscow: Nedra Publ., 135 p. (In Russ.)

Rutherford S.R., Williams R.H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), pp. 680–688. <https://doi.org/10.1190/1.1442696>

Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7>

Shuey R.T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), pp. 609–614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>

Voskresensky Yu.N. (2001). Study of seismic reflection amplitude variations for hydrocarbon exploration. Moscow: Gubkin Russian State Univ. of Oil and Gas, 68 p. (In Russ.)

About the Authors

Ilya V. Musatov – Senior Expert, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Alexandr A. Matigоров – Head of Seismic Data Processing Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Ilmar M. Khamitullin – Head of Seismic Interpretation Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Sergey R. Olshevsky – Head of Dynamic Interpretation Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Mikhail Yu. Shapovalov – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

Manuscript received 6 July 2026;

Accepted 1 September 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Динамический палеотектонический анализ как способ локализации инверсионных зон в осадочном чехле

А.В. Соколов

ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Динамический палеотектонический анализ (ДПА) предназначен для изучения знаков (поднятия/погружения) и амплитуд движений целевых перспективных горизонтов, с которыми связаны перспективы обнаружения ловушек нефти и газа. Главная задача ДПА – локализовать инверсионные зоны тектонических движений, которые способствуют возникновению разломов или зон повышенной подвижности, обуславливающих формирование ловушек углеводородов. Выявление инверсионных тектонических зон основано на количественной оценке динамики развития знаков (поднятия/погружения) и амплитуд участков осадочного чехла.

Дополнительно к широко распространенному традиционному палеотектоническому анализу, метод ДПА дает возможность количественно оценить геологическую историю развития осадочного чехла, понять, в какие эпохи менялись знаки и амплитуды тектонических движений, локализовать инверсионные тектонические зоны, что в итоге повышает вероятность выделения участков предположительного скопления неантиклинальных ловушек углеводородов.

В настоящей работе на фактических примерах продемонстрированы возможности дополнить качественный анализ алгоритмом количественного изучения, позволяющего формализовать этапы палеотектонических эволюций осадочного чехла и численно обосновывать амплитуды и знаки тектонических движений.

Ключевые слова: карта изопакит, динамический палеотектонический анализ, поверхность выравнивания, компенсированное осадконакопление, неантиклинальные ловушки, тектонически инверсионная зона

Для цитирования: Соколов А.В. (2026). Динамический палеотектонический анализ как способ локализации инверсионных зон в осадочном чехле. *Георесурсы*, 28(3), с. 60–66. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.11>

Введение

Для изучения эволюций структурного фактора стратиграфических горизонтов в процессе геологического развития существенную роль играет метод палеотектонического анализа, главным инструментом которого является анализ распределения мощностей между основными стратиграфическими поверхностями. Этот метод известен, его детальное описание и применение на практике подробно изложено в трудах (Ханин, 1973; Нейман, 1974; Белоусов, 1976; и др.).

Подобный анализ позволяет изучить качественные изменения вертикальных движений поверхностей, которые в условиях компенсированного осадконакопления функционально связаны с интенсивностью тектонических движений в течение геологического времени. На рисунке 1 представлен принципиальный алгоритм работы

палеотектонического анализа. Изучаемые стратиграфические горизонты, как правило, приурочены к отражающим сейсмическим горизонтам. Анализ нарастающих толщин пачек между целевым горизонтом и вышележающими, которые принимаются за горизонтальные поверхности выравнивания, позволяет в целом понять тектоническую историю формирования целевого горизонта от момента его осадконакопления до его современного состояния.

Современное состояние изученности основных нефтегазовых бассейнов РФ характеризуется тотальным «структурным голодом» и, как следствие, мельчайшими ресурсными оценками выявленных антиклинальных ловушек. В этой связи крайне важной задачей является расширение арсенала применяемых методов исследования, позволяющих локализовать неантиклинальные ловушки нефти и газа в осадочном чехле.

Цель настоящего исследования заключалась в демонстрации возможности на фактических примерах дополнить качественный анализ алгоритмом количественного изучения, позволяющего формализовать этапы палеотектонических эволюций осадочного чехла и численно обосновывать амплитуды и знаки тектонических движений.

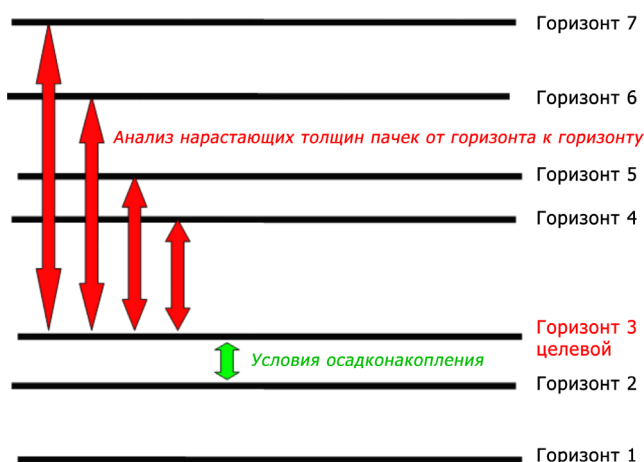


Рис. 1. Принципиальный алгоритм палеотектонического анализа

Унаследованное тектоническое развитие

Следует отметить, что на участках недр, где наблюдается унаследованное развитие геологического строения, и отсутствуют какие-либо перестройки структурных планов, применение палеотектонического анализа в его традиционном исполнении абсолютно достаточно. На рисунке 2 для участка недр Широтного Приобья иллюстрируется пример унаследованного развития осадочного чехла на протяжении всего геологического времени (Соколов и др., 2025).

Показанные примеры даже на качественном визуальном уровне свидетельствуют об унаследованном характере развития структурных планов (в данном случае для верхнеюрского горизонта) и, как следствие, отсутствии предпосылок для существования значимых тектонических разломов, которые могли бы являться гидродинамическими барьерами, позволяющих контролировать ловушки нефти и газа. Очевидно, для этих участков недр при локализации потенциальных ловушек антиклинальный фактор будет доминировать.

Тектонические перестройки структурного плана в течение геологического времени

Ситуация существенно усложняется, когда инверсионные тектонические деформации осадочного чехла в процессе геологического развития, приводят к разрушению целостности ловушек древнего заложения и формируют новые ловушки, осложненные новообразованными тектоническими разломами, служащие гидродинамическими барьерами. Такие случаи широко распространены в областях со сложной, многоэтапной тектонической историей развития. Например, о влиянии инверсионных тектонических движений на характер распределения нефтегазонасыщенности для месторождений Западной Сибири указывали Светлов К.В. с коллегами для Кошильского месторождения и Фатеева Е.В. с коллегами для Ванкорского месторождения (Светлов и др., 2014; Фатеева и др., 2021; и др.)

Рисунок 3 иллюстрирует подобный пример, когда осадочный чехол на территории восточного участка недр на протяжении 45 млн лет испытывал монотонное погружение от раннего до позднемиоценового времени, а затем,

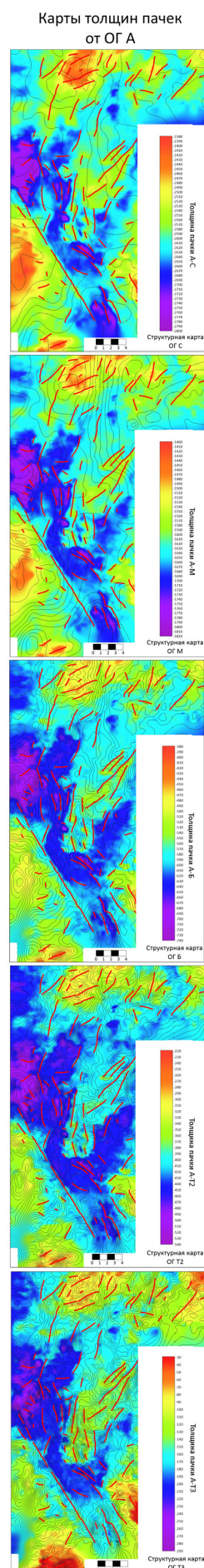


Рис. 2. Примеры унаследованного развития верхнеюрского структурного плана («тектоническое спокойствие»)

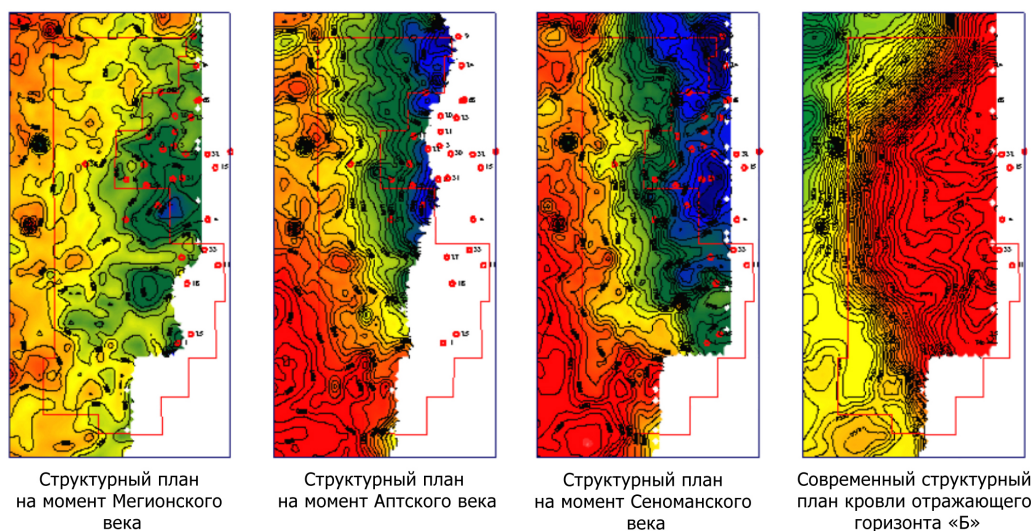


Рис. 3. Пример структурных перестроек в течение геологического времени (тектоническая инверсия)

в постсеноманское время (90 млн лет назад) испытал резкое воздымание, что нашло отражение в современном структурном плане.

Подобные тектонические эволюции инверсионного характера свидетельствуют об очевидной тектонической зональности исследуемого участка недр и указывают на тектоническую обособленность восточного и западного его частей, граница которых проходит по смене знаков и амплитуд тектонических движений.

Кроме того, можно утверждать о существовании неантиклинальных ловушек, которые могут контролироваться очевидным тектоническим разломом (или разломами?) по границе смены знаков движений в сочетании с современным структурным планом.

Алгоритм работы метода динамического палеотектонического анализа

Вышеприведенный пример наглядно показывает, что инструментарий проведенного традиционного палеотектонического анализа носит исключительно описательный характер, и его уже не достаточно для количественного обоснования трассирования границы тектонического нарушения (или нескольких нарушений?), т.к. не ясно, по какой именно смене знаков или амплитуд тектонической инверсии проводить границу нарушения.

В этой связи, чтобы понять, насколько однородны или, наоборот, разнородны зоны поднятий и опусканий, автором был разработан метод динамического палеотектонического анализа (ДПА) (рис. 4), в основе которого лежит количественный расчёт знаков и амплитуд вертикальных палеодвижений относительно маркирующих горизонтов, используя карты изопахит между ними.

Изучение динамики палеотектонических эволюций по методу ДПА осадочного чехла проходит в несколько этапов:

- анализ карт толщин пачек между отражающими сейсмическими горизонтами относительно целевого горизонта;
- нормирование палеотектонических карт по принципу «высоко – низко» для целевого горизонта на соответствующие моменты времени, который позволяет

по шестибальной системе присвоить баллы от –6 погруженным и до +6 возвышенным участкам;

- получение схем тектонической динамики палеоперехлестов, что позволяет оценить амплитуду и знаки палеотектонических движений от –6 баллов (интенсивное погружение) до +6 баллов (интенсивное воздымание) при переходе целевого горизонта от более древнего к более молодому, используя для этого цветокодировку;
- определение зон разломов в местах резкой смены знаков и амплитуд движений исходя из выбранной детальности картирования.

Применения метода ДПА для локализации инверсионных тектонических зон

Ниже рассматриваются два примера, реализованные как в профильном, так и в площадном вариантах.

Для профильного варианта (рис. 5) проведен динамический палеотектонический анализ по отражающему сейсмическому горизонту «Б» для фрагмента регионального сейсмического профиля R-11 (исходные данные СибНАЦ, 2015) на территории ХМАО-Югры восточнее Тагринского мегавала (Соколов и др., 2017).

По результатам расчетов определены скорости и выявлены направления знаков движений пород осадочного чехла. Для восточной части профиля хорошо видно, как осадочный чехол вместе с доюрским комплексом испытывал активные тектонические разнопеременные движения – сначала погружение в период от аптского века до сеноманского, затем в постсеноманский период наблюдалось резкое инверсионное движение, и вся система испытала резкое поднятие. В западной части профиля наблюдается иная картина тектонической эволюции, что указывает на тектоническую обособленность этих территорий.

На рисунке 6 показан пример площадного ДПА для участка недр, расположенного на восточных склонах Тагринского мегавала Ханты-Мансийского автономного округа – Югра (по материалам архивной сейсморазведки МОГТ 2D 1986 г.).

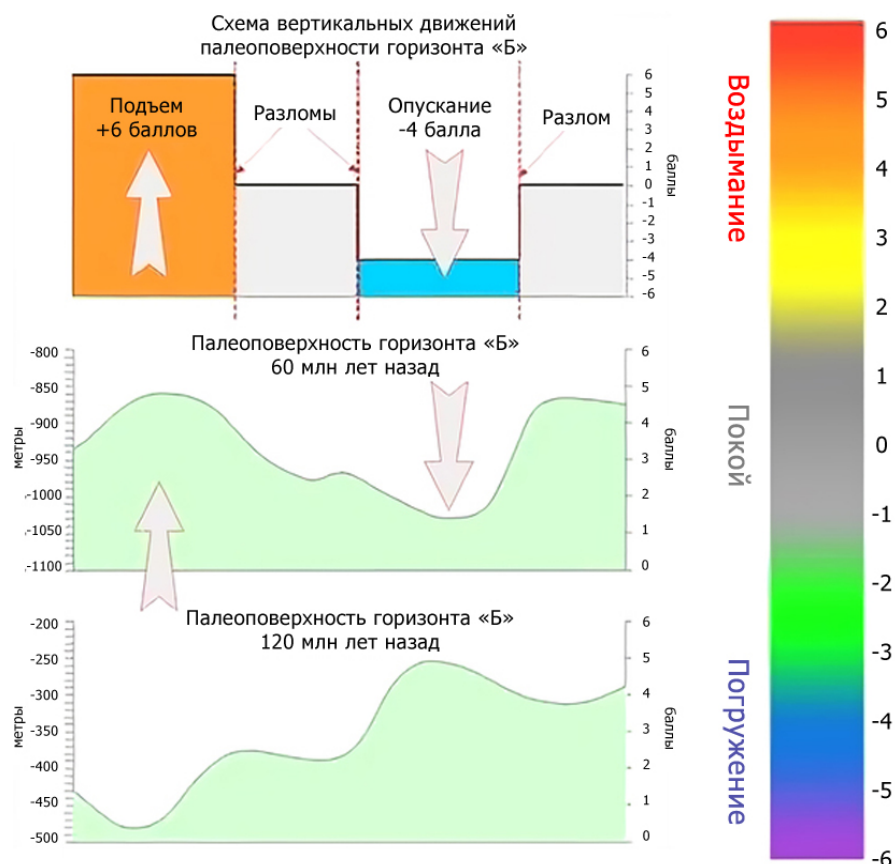


Рис. 4. Иллюстрация сути метода работы динамического палеотектонического анализа (изучение знаков палеодвижений и их амплитуд целевого горизонта)

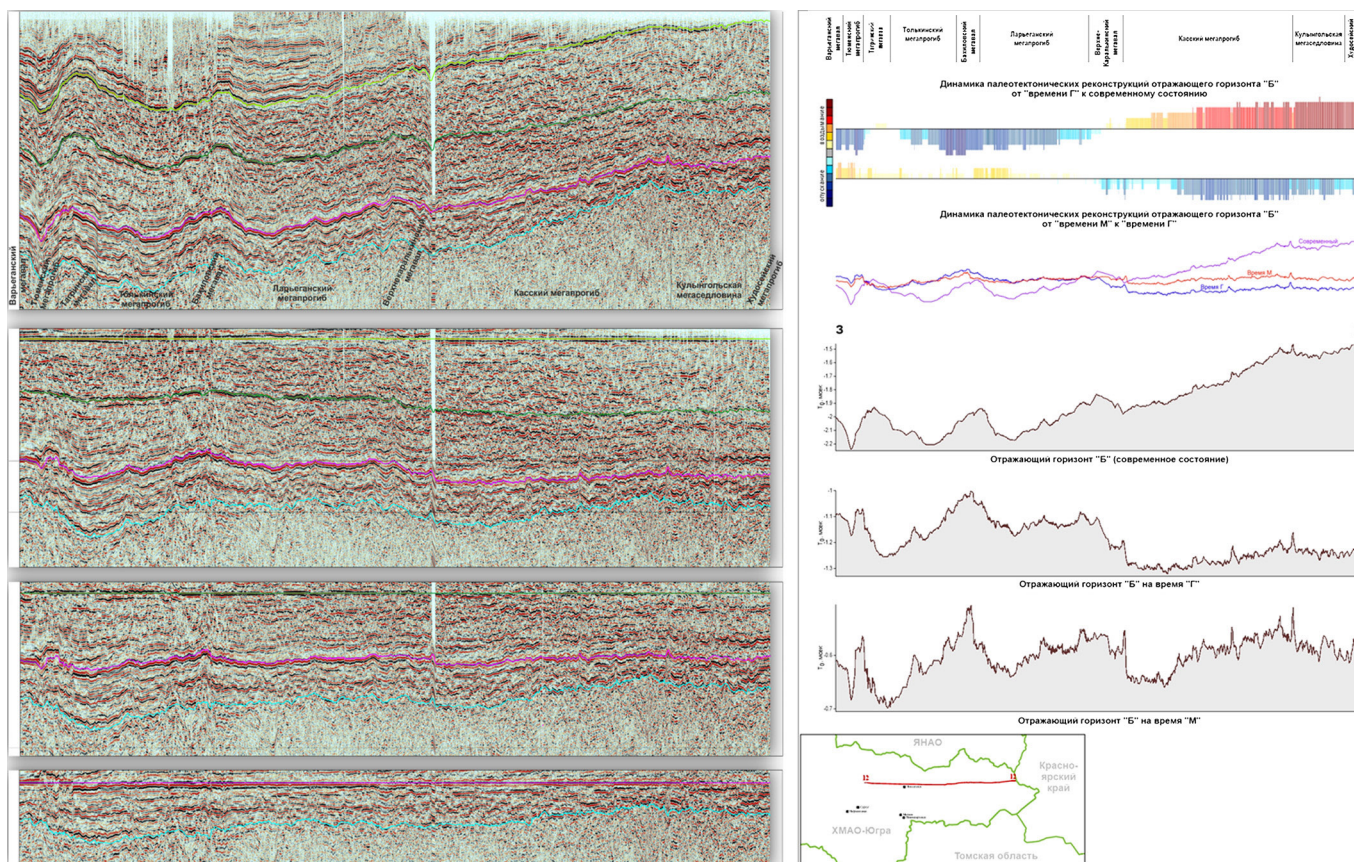


Рис. 5. Профильный ДПА. Палеотектонические реконструкции и локализация инверсионных зон (восточная часть регионального сейсмического профиля R-12, ХМАО-Югра, СибНАЦ, 2015). Слева – исходные данные и палеотектонические построения. Справа – схематические профили для горизонта «Б» и расчеты по методу ДПА.

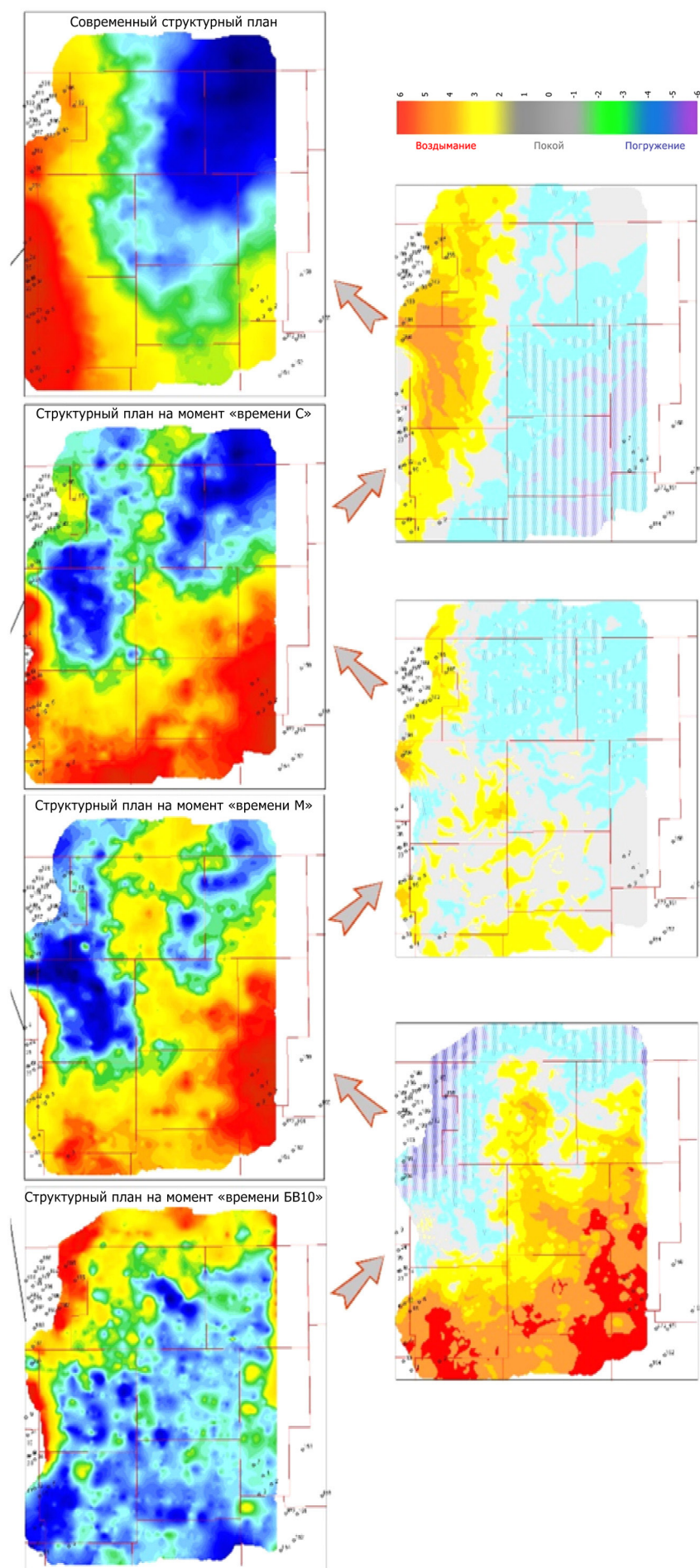


Рис. 6. Площадной ДПА. Палеотектонические реконструкции и локализация инверсионных зон (восточное погружение Тагринского мегавала, ХМАО-Югра)

В качестве целевого горизонта использовалась поверхность кровли баженовской свиты (отражающий сейсмический горизонт «Б»), и относительно него рассчитывались мощности между ним и другими сейсмическими горизонтами: «Б10» (кровля валанжина), «М» (кровля апт-альба) и «С» (кровля сеномана) (рис. 6, слева). Знаки и амплитуды палеодвижений целевого горизонта «Б» при переходе от одного времени к другому представлены в правой половине рисунка.

Особо следует отметить отчетливо оформленную и явно выраженную тектоническую зональность проявившуюся при переходе поверхности горизонта «Б» от сеноманского века к современному состоянию структурного плана. Западный борт испытал максимальное воздымание в постсеноманское время. В то время как центральная и восточная часть в постсеноманский период оставались в состоянии относительного «тектонического покоя».

Выводы

1. Динамический палеотектонический анализ имеет ряд существенных преимуществ, т.к. снижает субъективность анализа на качественном уровне и даёт воспроизводимые результаты на количественном уровне.
2. Локализация инверсионных зон, где меняются знаки и амплитуды тектонических движений осадочного чехла, при комплексировании с современным структурным планом целевого горизонта является четким поисковым критерием обоснования наиболее вероятного скопления неантиклинальных ловушек нефти и газа.
3. Обоснование инверсионных тектонических зон служит одним из системных критериев при планировании проведения площадных геологоразведочных работ (геохимическая съемка, грави-электро-сейсморазведка, глубокое бурение).

Благодарность

Автор выражает искреннюю признательность своему коллеге Гриценко С.Б. за выполненные расчеты и графические построения.

Литература

- Белоусов В.В. (1976). Геотектоника. М.: Изд-во Московского университета.
- Нейман В.Б. (1974). Теория и методика палеотектонического анализа. 2-е изд. М.: Недра, 75 с.
- Светлов К.В., Смагина Т.Н., Алимчанова Л.Х. (2014). Влияние неотектонических подвижек на положение водонефтяного контакта нефтяных залежей Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (11). с. 17–19.
- Соколов А.В., Гриценко С.Б., Романов И.В. (2025). Изучение динамики палеотектонических эволюций осадочного чехла при обосновании разведочного бурения на Н-ском месторождении ХМАО-Югра. *Новые идеи в геологии нефти и газа 2025: Сборник научных трудов*. Москва: Перо, с. 348–351.
- Соколов А.В., Козулица Н.В., Гриценко С.Б. (2017). Палеотектонические реконструкции осадочного чехла Востока ХМАО-Югры как один из критериев планирования зон проведения ГРП. *Новые идеи в геологии нефти и газа 2017: Сборник научных трудов*. Москва: Перо, с. 346–349.
- Фатеева Е.В., Буякина И.В., Кантемирова Н.А. (2021). Влияние тектонических процессов на формирование залежей углеводородов Ванкорского кластера месторождений. *Экспозиция Нефть Газ*, (4). с. 30–33.
- Ханин В.Е. (1973). Общая геотектоника. 2-е изд. М.: Недра.

Сведения об авторе

Александр Владимирович Соколов – кандидат геол.-минерал. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО»; главный редактор, журнал «Георесурсы» Нижневартовск, Россия

Статья поступила в редакцию 30.07.2026;
Принята к публикации 26.08.2026;
Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Dynamic Paleotectonic Analysis as a Method for Localizing Inversion Zones in the Sedimentary Cover

A. V. Sokolov

PETROGECO LLC, Nizhnevartovsk, Russian Federation
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Abstract. Dynamic paleotectonic analysis (DPA) was developed to study the direction (uplift/subsidence) and amplitude of movements affecting target horizons with potential for oil and gas traps. The primary objective of DPA is to identify zones of tectonic inversion – movements that trigger the formation of faults or zones of heightened mobility, which in turn facilitate the creation of hydrocarbon traps. Quantitatively assessing the dynamics of movement direction (uplift/subsidence) and amplitude allows for the identification of tectonic inversion zones within the sedimentary cover. In addition to traditional paleotectonic analysis, the DPA method enables a quantitative assessment of the geological evolution of the sedimentary cover. It helps to determine the geological

epochs during which movement directions and amplitudes shifted and allows for the localization of tectonic inversion zones. Ultimately, this increases the probability of identifying areas likely to contain non-anticlinal hydrocarbon traps. In this work, the possibilities of supplementing qualitative analysis with a quantitative study algorithm are demonstrated using actual examples, allowing for the formalization of stages of paleotectonic evolution of the sedimentary cover and the numerical justification of the amplitudes and directions of tectonic movements.

Keywords: Isopach map; dynamic paleotectonic analysis; planation surface; compensated sedimentation; non-anticlinal traps; tectonic inversion zone

Recommended citation: Sokolov A.V. (2026). Dynamic Paleotectonic Analysis as a Method for Localizing Inversion Zones in the Sedimentary Cover. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 60–66. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.11>

References

- Belousov V.V. (1976). *Geotectonics*. Moscow: Moscow University Press. (In Russ.)
- Fateeva E.V., Buyakina I.V., Kantemirova N.A. (2021). Influence of tectonic processes on the formation of hydrocarbon deposits in the Vankor cluster of fields. *Ekspozitsiya Nefti i Gaz*, (4), pp. 30–33. (In Russ.)
- Khanin V.E. (1973). *General Geotectonics*. 2nd ed. Moscow: Nedra. (In Russ.)
- Neiman V.B. (1974). *Theory and Methodology of Paleotectonic Analysis*. 2nd ed. Moscow: Nedra, 75 p. (In Russ.)
- Sokolov A.V., Gritsenko S.B., Romanov I.V. (2025). Study of the paleotectonic evolution dynamics of the sedimentary cover for the justification of exploratory drilling at the N-skoye field (KhMAO-Yugra). *New Ideas in Oil and Gas Geology 2025: Coll. Papers*. Moscow: Pero, pp. 348–351. (In Russ.)
- Sokolov A.V., Kozupitsa N.V., and Gritsenko S.B. (2017). Paleotectonic reconstructions of the sedimentary cover in the eastern part of KhMAO-Yugra

as a criterion for planning geological exploration zones. *New Ideas in Oil and Gas Geology 2017: Coll. Papers*. Moscow: Pero, pp. 346–349. (In Russ.)

Svetlov K.V., Smagina T.N., Alimchanova L.Kh. (2014). Influence of neotectonic movements on the position of the oil-water contact in oil pools of Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (11), pp. 17–19. (In Russ.)

About the Author

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGECO LLC, Editor-in-Chief, Journal *Georesursy* – Nizhnevartovsk, Khanty-Mansi Autonomous Area – Yugra, Russian Federation

*Manuscript received 30 July 2026;
Accepted 26 August 2026; Published 30 September 2026*

© 2026 Sokolov A.V. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Интеграция результатов капилляриметрии и ЯМР-релаксометрии: от линейной калибровки к нелинейной 2D-интерпретации

А.Г. Хохолков*, К.А. Костеневич, В.С. Корытов
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Предложен подход к интерпретации распределений порометрических характеристик (по данным ЯМР-релаксометрии, капилляриметрии методом полупроницаемой мембраны и т.п.), основанный на нелинейном преобразовании (квантильном выравнивании) распределений. В отличие от классических линейных калибровок вида $r = cT_2$ (где r – радиус поры, c – калибровочный коэффициент, T_2 – время поперечной ЯМР-релаксации), предлагаемый метод учитывает геометрическую неоднородность порового пространства и позволяет достичь хорошей сопоставимости с экспериментом при восстановлении кривых капиллярного давления по результатам ЯМР. На коллекции из 751 образца керна показано, что имеется корреляция между параметрами нелинейного преобразования и литологическим строением пород. Предложена интерпретация зависимости $r \sim T_2^n$, учитывающая связь между фрактальной размерностью поверхности поры d_s и показателем степени n . На ограниченной выборке образцов на основе анализа изображений порового пространства методом *box-counting* дана оценка диапазонов значений d_s для рассматриваемых типов пород. Показано, что кажущиеся значения d_s , определенные по зависимости $r(T_2)$, согласуются с диапазонами, определенными методом *box-counting*. На примере простой модели машинного обучения (метод k_{NN}) показано, что качество восстановления остаточной водонасыщенности $K_{во}$ по данным ЯМР-релаксации с использованием рассматриваемого метода соответствует качеству восстановления $K_{во}$ методом отсечек при обучении на той же выборке, при сопоставимой точности оценки водонасыщенности на остальных ступенях капиллярного давления.

Ключевые слова: ЯМР-релаксометрия, кривая капиллярного давления, квантильное выравнивание, преобразование распределений, метод ближайших соседей, фрактальная размерность

Для цитирования: Хохолков А.Г., Костеневич К.А., Корытов В.С. (2026). Интеграция результатов капилляриметрии и ЯМР-релаксометрии: от линейной калибровки к нелинейной 2D-интерпретации. *Георесурсы*, 28(3), с. 67–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.12>

Введение

Как показано в (МакФи и др., 2018), ртутная порометрия (РП), капилляриметрия методами полупроницаемой мембраны и ультрацентрифугирования – ключевые лабораторные методы для построения кривых капиллярного давления (ККД), представляющих собой зависимость водонасыщенности K_v от величины капиллярного давления P_c . Оба метода основаны на измерении давления, необходимого для вытеснения жидкости из поры, и фиксируют радиус горловины (порового канала), через которую осуществляется сообщение с внешней средой. Эти методы чувствительны к сетевой топологии порового пространства: значение радиуса капилляра r определяется

не локальной геометрией поры, а минимальным сечением вдоль пути от поверхности образца (Purcell, 1949; Larson, Morrow, 1981; Wardlaw, McKellar, 1981; Anovitz, Cole, 2015).

ЯМР-релаксометрия, напротив, измеряет время поперечной релаксации T_2 , которое при доминирующей поверхностной релаксации и предположении о быстрой диффузии связано с локальным значением удельной поверхности (Marschall et al., 1995), т.е. наблюдаемые значения T_2 локальны и отражают геометрию поры (удельную поверхность), но не зависят от её положения в сети (Dunn et al., 2002). Принято для простоты считать, что время T_2 пропорционально «размеру поры».

В петрофизической практике принято калибровать распределения пористости, полученные методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР), по данным порометрических исследований (шлифов, томографии, ультрацентрифуги или мембранного метода), подбирая единое значение поверхностной релаксивности ρ – физической величины, характеризующей релаксационную активность

* Ответственный автор: Алексей Георгиевич Хохолков
e-mail: agkhokholkov@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

породы (Marschall et al., 1995; Топорков, Денисенко, 2008; Шумскайте, Глинских, 2016), что эквивалентно предположению о линейной связи

$$r(T_2) = c \cdot T_2,$$

где r – радиус поры, c – калибровочный коэффициент, T_2 – время поперечной ЯМР-релаксации.

В общем случае такая калибровка обеспечивает усредненное соответствие результатов, фокусируясь на преобладающих характеристиках распределений (например, основных пиках).

При сопоставлении результатов капилляриметрических исследований и ЯМР-релаксометрии необходимо учитывать их существенно различную природу. Так, в (Kleinberg, 1996) указано, что:

- соответствие между результатами ЯМР-релаксометрии и капилляриметрии не является универсальным, так как в модели порового пространства с порами и горловинами капилляриметрия чувствительна к отверстию горловины, тогда как ЯМР-релаксация измеряет размер пор в целом;
- методы дают одинаковую информацию только тогда, когда нет различия между порами и горловинами, или когда существует фиксированная мультипликативная зависимость между их размерами;
- как показывает практика, наличие предсказуемого соотношения между размерами тел пор и горловин характерно для песчаников и маловероятно для карбонатных пород.

Таким образом, линейное преобразование $r(T_2)$ не всегда позволяет корректно восстанавливать кривые капиллярного давления по данным ЯМР-релаксометрии. Так, в (Xiao et al., 2016a) указывается, что зависимость $r(T_2)$ может иметь степенной характер, кроме того функции $r(T_2)$ для пор разного размера в одном образце могут быть различными.

В работе (Volokitin et al., 2001) показано, что для большинства песчаников применение постоянного коэффициента масштабирования остается физически обоснованным и достаточно точным, однако в зоне мелких пор или при значительном участии глинистых минералов такая линейная зависимость нарушается; для компенсации нелинейности предложено перейти к переменному масштабированию, которое монотонно изменяется с ростом капиллярного давления.

Эти выводы подтверждаются (Moss et al., 2019), которые отмечают, что использование единого масштабирующего фактора сталкивается с принципиальными ограничениями в породах со сложной минералогией и вариациями соотношения размеров тел пор и соединяющих их каналов; наиболее успешными признаются методы с переменным масштабирующим фактором, учитывающим непостоянство поверхностной релаксивности по всему поровому пространству.

Для решения задачи восстановления кривых капиллярного давления по данным ЯМР применяются различные подходы, включая технологии машинного обучения. Например, в работе (Wu et al., 2021) применяется модель машинного обучения, основанная на выделении признаков непосредственно из сигнала ЯМР-релаксации без построения распределения T_2 . В работе (Liu et al., 2018) также

используется модель машинного обучения, но, напротив, с выделением признаков из распределения T_2 .

В работе (Li, Gu, 2015) предложен матричный метод преобразования интегрального спектра T_2 в кривую капиллярного давления. В этом подходе преобразование выполняется посредством линейного оператора – матрицы преобразования, действующего на весь спектр как целое. Матричный оператор может быть построен как общий для всей коллекции образцов, так и через усреднение индивидуальных операторов для каждого образца.

Среди традиционных методов также можно выделить подход, связывающий доли поровых компонентов ЯМР-спектра с насыщением ртутью через множественную регрессию (Xiao et al., 2016b), а также физически обоснованную трансформацию T_2 в радиус устьев пор с помощью кусочно-степенных функций с учетом типизации коллекторов (Xiao et al., 2016a).

В настоящей работе предлагается концепция нелинейного перцентильного выравнивания и двумерного преобразования ($2D$ -картирования) распределений времен ЯМР-релаксации $f_T(T_2)$ и радиусов капиллярных каналов по данным капилляриметрических исследований $f_r(r)$ как средства физически обоснованной интерполяции между результатами ЯМР и методов капиллярных давлений, которая непараметрически решает задачу сопоставления распределений $f_T(T_2)$ и $f_r(r)$.

По мнению авторов, получаемая в результате указанного преобразования нелинейная зависимость радиусов капиллярных каналов от времени ЯМР-релаксации $r(T_2)$, позволяет проводить более детальный анализ характеристик порового пространства.

Необходимо отметить следующие особенности предлагаемого подхода:

- в отличие от рассмотренных моделей, сконцентрированных на построении кривых капиллярного давления, в предлагаемом подходе сначала строятся зависимости $r(T_2)$, которые затем преобразуются в кривые капиллярного давления;
- в отличие от (Moss et al., 2019; Xiao et al., 2016a), на этапе построения отображения $f_T(T_2) \rightarrow f_r(r)$ не делается предположений о физической природе зависимости $r(T_2)$;
- в отличие от (Li, Gu, 2015), на матрицу преобразования накладываются физически обусловленные ограничения, позволяющие интерпретировать ее в качестве $2D$ распределения $f_{r,T}(r, T_2)$;
- в отличие от (Wu et al., 2021; Liu et al., 2018), модель машинного обучения предсказывает не кривые капиллярного давления из распределений времен ЯМР-релаксации $f_T(T_2)$, а используется для прогнозирования преобразования $r(T_2)$ на основе картотеки преобразований. Это сближает подход с матричным методом (Li, Gu, 2015) в части построения оператора, но принципиально отличается физической интерпретацией этого оператора.

Рассмотрим построение зависимости $r(T_2)$ на основе распределений радиусов пор $f_r(r)$, полученных капилляриметрическими измерениями, и спектров релаксации $f_T(T_2)$, определенных по данным ЯМР. При этом необходимо сделать принципиальное допущение, обсуждение следствий и ограничений которого приведено далее в разделе «Обсуждение результатов», а именно: крупные поры соответствуют большим значениям T_2 , и вытеснение

из них происходит при относительно низких капиллярных давлениях. Тем не менее, даже в этом случае связь не является детерминированной: при фиксированном T_2 соответствующие радиусы в $f_r(r)$ варьируются в зависимости от минералогии, смачиваемости, геометрии пор и сетевой топологии системы капилляров.

Задача заключается в разработке метода (отображения), позволяющего по спектру ЯМР $f_T(T_2)$ восстанавливать распределение $f_r(r)$ с высокой точностью. В общем случае на основе парного набора таких распределений для выборки образцов метод обобщается на прогнозирование $f_r(r)$ (и, следовательно, кривых капиллярного давления) по $f_T(T_2)$ для ранее неисследованных кернов.

Наиболее прямолинейный метод (квантильное выравнивание) основан на предположении, что u -й квантиль распределения $f_T(T_2)$ соответствует аналогичному квантилю распределения размеров пор $f_r(r)$. Для каждого образца конструируется зависимость между квантилями двух распределений: u -й квантиль $f_T(T_2)$ определяется как $T_2(u)$, при котором доля сигнала с $T_2 < T_2(u)$ равна u ; u -й квантиль распределения радиусов – как $r(u)$, соответствующий давлению, при котором вытеснено u объема воды. Связь $r(T_2)$ выражается формулой:

$$r = T(T_2) = Q_r(Q_T^{-1}(T_2)),$$

где $Q_T^{-1}(T_2)$ – квантиль, соответствующий T_2 , а $Q_r(u)$ – радиус на уровне u -го квантиля на распределении.

Распределение $f_r(r)$ получают из $f_T(T_2)$ по правилу преобразования переменной:

$$f_r(r) = f_T(T_2) \left| \frac{dT_2}{dr} \right|.$$

Данный подход обладает простотой интерпретации, отсутствием сложных вычислений и эффективностью при схожей связи $r(T_2)$ в выборке. Однако он требует строгой монотонности связи, не позволяет дать оценку неопределенности и чувствителен к шуму в хвостах распределений.

Вычислительно более сложный вариант (2D картирование) предполагает построение 2D распределения $f_{r,T}(r, T_2)$, удовлетворяющего условиям:

- воспроизведение маргинальных (частных) распределений:

$$f_r(r) = \int f_{r,T}(r, T_2) dT_2$$

$$f_{T_2}(T_2) = \int f_{r,T}(r, T_2) dr;$$

- концентрация около физической зависимости $r = T(T_2)$, в качестве которой может быть взята как произвольная функция $r(T_2)$, так и полученная в рамках описанного выше 1D подхода.

Для построения двумерного совместного распределения могут применяться разнообразные подходы – как параметрические (гауссовские смеси, копулы), так и непараметрические (ядерная оценка плотности, метод Тихонова).

Искомое распределение $f_r(r)$ может быть восстановлено из распределения $f_T(T_2)$ с использованием условной вероятности $K(r|T_2)$:

$$f_r(r) = \int f_T(T_2) K(r|T_2) dT_2,$$

$$K(r|T_2) = \frac{f_{r,T}(r, T_2)}{\int f_{r,T}(r, T_2) dr}.$$

В отличие от 1D преобразования, 2D карта предоставляет наглядную информацию о распределении плотности вероятности $f_{r,T}(r, T_2)$. Кроме того, преимущества 2D подхода заключаются в возможности количественной оценки неопределенности при восстановлении $f_r(r)$, более высокой вычислительной устойчивости при построении усредненных характеристик преобразования по выборке образцов. Таким образом, метод обеспечивает не только прогноз ККД, но и меру доверия к нему.

По сравнению с 1D преобразованием, преимущества 2D метода заключаются в следующем:

- возможность выделения и оценки удельного веса компонент на зависимости $r(T_2)$, поскольку 2D карта предоставляет наглядную информацию о распределении плотности вероятности $f_{r,T}(r, T_2)$;
- возможность учета поросетевых эффектов при соответствующем задании весовой функции или иных ограничений на область решения (для чего требуется использование априорной информации о структуре порового пространства, этот аспект не рассматривается в настоящей работе);
- количественная оценка неопределенности при восстановлении $f_r(r)$;
- более высокая вычислительная устойчивость при построении усредненных характеристик преобразования по выборке образцов.

Таким образом, несмотря на большую вычислительную сложность по сравнению с 1D методом, 2D метод позволяет не только прогнозировать ККД, но и получать дополнительную информацию о характере и параметрах преобразования.

Необходимо отметить, что при обобщении результатов 1D и 2D преобразований для коллекции образцов более высокая вычислительная сложность 2D преобразования оказывает влияние на производительность алгоритмов машинного обучения только при построении картотеки преобразований, т.е. однократно при обработке исходных данных. На этапе построения обобщающих моделей, представляющем собой комбинацию полученных преобразований, этим влиянием можно пренебречь.

В настоящей работе решались следующие задачи: разработка методического аппарата для проведения 1D и 2D преобразований, применение их к имеющемуся массиву результатов лабораторных исследований, апробация методики обобщения полученных 1D и 2D преобразований для прогнозирования кривых капиллярного давления по данным ЯМР на примере простой модели машинного обучения.

В качестве дополнительных задач рассматривались: изучение возможности физической интерпретации зависимостей $r(T_2)$ и оценка влияния литологических особенностей на их характер.

Материалы и методы

Исследования проводились на массиве данных, ранее полученных в Лабораторно-исследовательском центре (ЛИЦ) ООО «НОВАТЭК НТЦ» на экстрагированных стандартных образцах керна, отобранных из терригенных отложений месторождений Западной Сибири.

Для проведения анализа были отобраны парные результаты определения кривых капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны в атмосферных условиях и спектров ЯМР-релаксации T_2 при 100% водонасыщении – всего 751 образец по 34 проектам.

При анализе привлекались полученные в ЛИЦ результаты литологических исследований (гранулометрический анализ, результаты литотипизации пород).

Капилляриметрические исследования проводились на групповом капилляриметре ГК-42 (Амкор, Россия), исследования ядра методом ядерно-магнитного резонанса проводились на ЯМР-релаксометре GeoSpec+ 2/53 с частотой резонанса 2.38 МГц (Oxford Instruments, Великобритания).

Экспериментальные данные ККД представляли собой массивы результатов определения водонасыщенности K_v на 7 ступенях капиллярного давления P_c (различные сочетания по 7 точек из 10 стандартных ступеней P_c , принятых в ЛИЦ при исследованиях ядра).

Исходные спектры ЯМР-релаксации представляли собой массивы инкрементов с фиксированными параметрами сетки по T_2 (121 значение, равномерно распределенные в логарифмической шкале в диапазоне 0.01...10000 мс).

Для построения 1D и 2D преобразований исходные данные приводились к единой размерности. В связи с высокой вычислительной сложностью 2D преобразования, размерность сетки была снижена до 80 точек.

Таким образом, после преобразования спектры ЯМР представляли собой набор 80 инкрементов в интервале 0.01...10000 мс.

ККД интерполировались до 80 значений посредством KDE аппроксимации (*Kernel Density Estimation*, ядерная оценка плотности) логнормальными распределениями. Сетка давлений соответствовала равномерному распределению радиусов в диапазоне 0.01...100 мкм в логарифмической шкале. Необходимо отметить, что физически достоверный диапазон радиусов, соответствующий условиям проведения эксперимента (максимальное значение капиллярного давления $P_c = 12$ атм) снизу ограничен значением ≈ 0.12 мкм. Расширение диапазона радиусов необходимо для корректного учета зоны остаточной воды, однако любые результаты, полученные в этой зоне в рамках настоящего исследования, не могут считаться достоверными. С другой стороны, в связи с неоднозначностью определения стартового давления вытеснения P_{c0} , физически достоверный диапазон радиусов был нами ограничен сверху на уровне 99.5 перцентиля на интегральной кривой $F(r)$. Аналогично, из соображений симметрии с данными капилляриметрии, для спектра T_2 релевантным диапазоном считали интервал 0.5...99.5 перцентиля. Далее на графиках в настоящей работе зависимости $r(T_2)$ приведены строго для указанных физически достоверных, по мнению авторов, диапазонов. В качестве примера на рис. 1Д приведена полная матрица 2D преобразования с наложенными на нее операторами 1D преобразования, включая зону, находящуюся вне физически достоверной области. Область карты, где может быть проведено физически достоверное в рамках принятых допущений сопоставление r и T_2 , выделена синим прямоугольником.

Полученная при 1D преобразовании транспортная функция $T(T_2)$ далее использовалась при построении 2D

преобразования. Для 2D преобразования в настоящей работе использовалась непараметрическая модель с регуляризацией Тихонова, в которой область допустимых решений задается ограничениями на гладкость и на расхождение с физической зависимостью $r(T_2)$.

Модель строилась минимизацией функционала невязки:

$$M = \int \left(f_r(r) - \int f_{r,T}(r, T_2) dT_2 \right)^2 dr + \int \left(f_{T_2}(T_2) - \int f_{r,T}(r, T_2) dr \right)^2 dT_2 + \alpha \cdot \iint [f_{r,T}(r, T_2)]^2 dr \cdot dT_2 + \beta \cdot \iint (r - T(T_2))^2 [f_{r,T}(r, T_2)]^2 dr \cdot dT_2$$

где α контролирует гладкость, β – приверженность физической модели.

Для всех образцов коллекции были построены операторы 1D и 2D преобразования (рис. 1). В дальнейшем полученная картотека использовалась для анализа и построения обобщающих моделей.

Обобщающие модели строились отдельно для каждого из 34 проектов. Так как целью данного этапа была проверка возможности построения модели, использовалась относительно простая модель машинного обучения k_{NN} (метод ближайших соседей): в пространстве K_n (коэффициент пористости), K_{np} (коэффициент абсолютной проницаемости) и $f_T(T_2)$ выбирались N ближайших соседей к заданному образцу, затем проводилось усреднение их операторов 1D и 2D преобразования со взвешиванием по обратному расстоянию до целевого образца. Полученный усредненный оператор применялся для расчета кривой капиллярного давления. Для сравнения определенных таким образом значений остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (в качестве которых принимали значение K_v при капиллярном давлении $P_c = 12$ атм) с общепринятым методом отсечек, аналогичный подход (усреднение со взвешиванием) применялся для определения времени отсечки T_{cut} с последующим расчетом $K_{во}$.

Кроме относительной простоты построения модели, выбранный набор параметров минималистичен и не требует детальной информации по литологическому строению пород, что, по мнению авторов, наиболее точно соответствует ситуации при практическом применении.

Ввиду малой выборки в пределах отдельного проекта (единицы-десятки образцов) валидация полученных моделей проводилась методом LOO (*leave-one-out*) валидации: модель обучалась на всех образцах выборки, кроме целевого. Обучение проводилось последовательно для всех образцов выборки, затем данные обобщались.

Связь полученных операторов с литологическим строением пород проверялась группировкой зависимостей $r(T_2)$ по диапазонам литологических и стратиграфических характеристик (проект, стратиграфические индексы, данные гранулометрического анализа, информация о литотипизации пород).

Далее в разделе «Обсуждение результатов» проанализирована природа зависимости $r(T_2)$ с точки зрения связи удельной поверхности, радиуса и фрактальной размерности поверхности пор.

Для оценки диапазонов фрактальных размерностей и удельной поверхности пор исследуемых объектов было проведено дополнительное изучение порового пространства на ограниченной выборке образцов. Для этого была подготовлена картотека 2D изображений пор по ранее

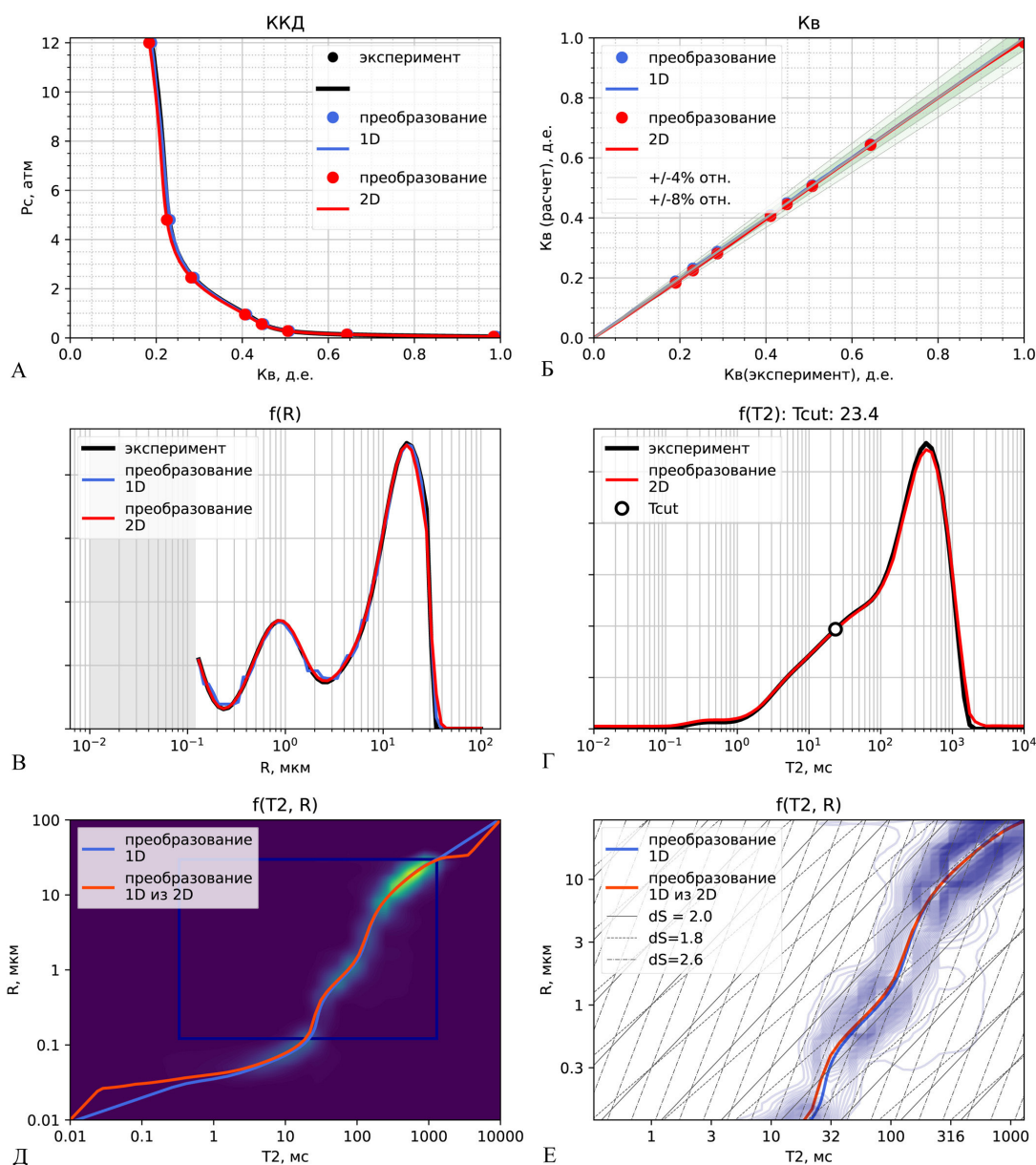


Рис. 1. Пример построения 1D и 2D преобразования ЯМР-ККД: А) ККД – экспериментальные и построенные по ЯМР кривые капиллярного давления; Б) K_v – сопоставление рассчитанных и экспериментальных значений водонасыщенности на ступенях; В) $f(R)$ – экспериментальное и аппроксимирующее из ЯМР распределения радиусов поровых каналов, Г) $f(T_2)$ – экспериментальное и аппроксимирующее инкрементное распределения ЯМР (T_2); Д) $f(T_2, R)$ – матрица 2D преобразования с наложенными на нее операторами 1D преобразования, физически достоверная зона карты выделена синим прямоугольником; Е) $f(T_2, R)$ – фрагмент верхней карты в пределах физически достоверной области с нанесенными линиями, соответствующими фрактальным размерностям поверхности пор $d_s = 1.8, 2.0$ (трещины, цилиндры, сферы), 2.6.

полученным данным изучения шлифов, растровой электронной микроскопии и компьютерной томографии, проведенных в ЛИЦ. Бинаризация изображений (сегментация пор) осуществлялась вручную. Выделение групп пор, пригодных для анализа фрактальной размерности осуществлялось автоматически. Для устранения искажений из анализа исключались мелкие поры (менее 20 пикселей эквивалентного диаметра). Определение фрактальной размерности проводилось методом *box-counting*: на изображение последовательно накладывались сетки разного размера, и подсчитывалось количество ячеек, пересекающих контур поры. Далее строилась зависимость количества

пересечений от размера ячейки, и по углу наклона в линейной области определялась фрактальная размерность. Также определялись значения удельной поверхности пор (по отношению периметра поры к площади) с последующим переходом к объемным соотношениям, исходя из соотношений для геометрии сферы. Корректность определения фрактальной размерности и удельной поверхности предварительно проверялась на массиве сгенерированных пор правильной формы. По причине ограниченного объема проведенных исследований выводы о фрактальной размерности имеют предварительный характер.

Результаты

Обобщающие модели строились для всех 34 проектов (коллекций), индивидуально для каждого проекта. Всего было использовано несколько различных сочетаний параметров оценки расстояния в факторном пространстве $K_n, K_{пр}, f_T(T_2)$:

- усреднение со взвешиванием и без взвешивания по расстоянию;
- оценка расстояния только по $f_T(T_2)$ или учет также $K_n, K_{пр}$;
- количество ближайших соседей – 3, 5, ∞ .

Для каждого сочетания параметров проводилась статистическая обработка результатов. Проведенный анализ показывает отсутствие универсальной комбинации параметров, оптимальной для всех проектов. В то же время индивидуальный подбор параметров для конкретного проекта, как правило, позволяет построить модель с требуемой точностью.

Необходимо отметить, что во многих случаях приемлемое качество преобразования удалось получить при учете только расстояния в пространстве распределений, т.е. без привлечения информации о $K_n, K_{пр}$.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты валидации для 34 моделей со следующими параметрами:

- усреднение со взвешиванием по расстоянию;

- оценка расстояния по $f_T(T_2), K_n, K_{пр}$;
- количество ближайших соседей – 3.

В табл. 1 приведены статистические параметры, полученные при валидации моделей, как обобщенные по всем проектам, так и на примере модели №8, представляющей собой пример хорошего качества преобразования ЯМР-ККД.

В общем случае точность предсказания ККД по модели $r(T_2)$ соответствует точности определения $K_{во}$ методом отсечек при обучении на той же выборке. В среднем для варианта 2D интерпретации удалось достичь точности по $K_{во}$ $-0.9 \pm 5.4\%$ (по сравнению с $0.0 \pm 6.0\%$ по методу отсечек) при сопоставимой точности на остальных ступенях капиллярного давления. При хорошем качестве преобразования (например, для модели №8), удалось достичь точности по $K_{во}$ $-1.0 \pm 2.2\%$ (по сравнению с $0.0 \pm 2.5\%$ по методу отсечек) при сопоставимой точности на остальных ступенях капиллярного давления.

На рис. 2 приведены результаты преобразования ЯМР-ККД для модели №8.

После проведения LOO-валидации и подтверждения достаточной точности целевых показателей модели, предлагаемый подход был применен в условиях, максимально приближенных к реальным. Сформирована модель, аккумулирующая операторы преобразования ЯМР-ККД по 4

Модель	P_c , атм	Количество точек	среднее значение разницы $K_v(\text{ЯМР}) - K_v(\text{мембрана})$, %			стандартное отклонение разницы $K_v(\text{ЯМР}) - K_v(\text{мембрана})$, %		
			1D	2D	Tcut	1D	2D	Tcut
все модели	0.05	735	-0.2	-0.3	-	0.9	0.4	-
	0.56	751	-0.1	-0.2	-	4.9	4.6	-
	0.95	727	-0.1	-0.1	-	5.9	5.2	-
	2.45	751	-0.4	-0.5	-	6.5	5.7	-
	4.8	751	0.3	-0.8	-	6.4	5.8	-
	7	429	1.1	-0.2	-	7.1	6.5	-
	10	403	-0.7	-0.8	-	7.1	6.5	-
	12 ($K_{во}$)	751	-1.8	-0.9	0.0	6.3	5.4	6.0
модель №8	0.05	14	0.0	-0.2	-	0.0	0.1	-
	0.56	14	0.4	0.1	-	2.1	1.9	-
	0.95	14	1.5	0.9	-	6.0	6.0	-
	2.45	14	-0.5	-1.0	-	4.8	4.9	-
	4.8	14	-0.3	-1.0	-	3.2	2.9	-
	7	14	0.7	-0.8	-	3.1	2.7	-
	10	14	-0.8	-0.7	-	2.8	2.4	-
	12 ($K_{во}$)	14	-1.8	-1.0	0.0	2.6	2.2	2.5
Модель скв. №1-4, примененная к скв. №5 (для одного из месторождений)	0.05	18	0.0	-0.2	-	0.0	0.0	-
	0.56	18	-1.2	-0.6	-	1.7	0.8	-
	0.95	18	-1.9	-1.3	-	2.9	2.6	-
	2.45	18	1.0	1.5	-	4.1	4.5	-
	4.8	18	-0.9	-1.3	-	3.2	3.5	-
	7	18	2.4	1.6	-	3.9	3.5	-
	10	18	-0.9	-0.3	-	3.8	2.9	-
	12	18	-2.5	-0.9	-0.3	3.4	2.5	2.9

Табл. 1. Результаты валидации моделей

скважинам одного из месторождений (всего 63 образца скважин №1–4, номера скважин – условные). Полученная модель была применена к образцам другой скважины этого же месторождения (18 образцов скважины №5, номер скважины – условный). Подобран оптимальный режим обучения модели ($k_{NN} = 15$, усреднение в пространстве факторов $K_{пр}$, $K_{пр}$, $f_1(T_2)$ со взвешиванием). Достигнуто хорошее соответствие экспериментальных и рассчитанных кривых капиллярного давления. Результаты тестирования приведены в табл. 1 и на рис. 3.

Для оценки связи вида функции $r(T_2)$ с литологическими особенностями пород функции $r(T_2)$, полученные на этапе построения 1D и 2D преобразований для образцов коллекции, были сопоставлены с имеющимися результатами литологических исследований.

Так как целью настоящей работы не являлось построение строгой высокоточной предсказательной модели или детальное литологическое обоснование характера $r(T_2)$, авторы ограничились достаточно простыми сопоставлениями с наиболее очевидными параметрами, избегая сложных многофакторных оценок, современных методов классификации и кластеризации, доступных в рамках машинного и глубокого обучения. Детальная

проработка этого вопроса является предметом дальнейших исследований.

В наиболее общем виде исследуемые породы классифицируются по литотипам в соответствии с принятым в ЛИЦ классификатором по стандартному перечню литотипов. Более высокие индексы литотипов в среднем соответствуют более низкому качеству породы: литотипы 3, 4, 5 соответствуют однородным песчаникам от средне- до мелкозернистых; литотипы 7 и 8 – карбонатизированные песчаные разности; литотипы 6, 9, 10 и 11 – неоднородные, слоистые породы с увеличивающейся глинистостью и уменьшающимися размерами зерен.

На рис. 4 приведены основные рассматриваемые результаты с учетом литотипизации пород. Наблюдается уверенная дифференциация кривых капиллярного давления, спектров ЯМР-релаксации и функций $r(T_2)$ по литотипам; связь времени отсечки T_{cut} с индексом литотипа отсутствует.

На рис. 5, 6 приведены аналогичные результаты с разделением по глинистости и песчаности пород. Наблюдается достаточно уверенное разделение всех рассматриваемых параметров по глинистости либо песчаности пород.

Модель: [8]

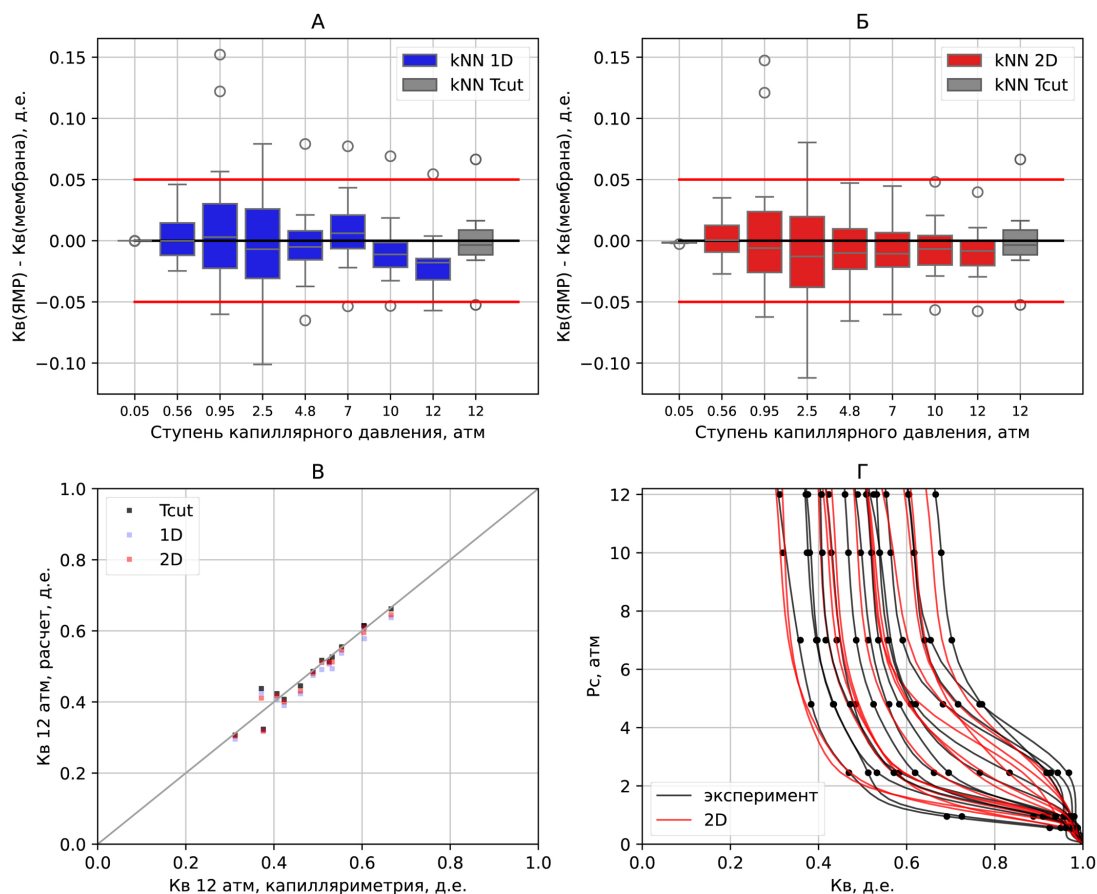


Рис. 2. Результаты валидации на примере модели №8: А – отклонения K_v (в д.е.) на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 1D преобразованию; Б – отклонения на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 2D преобразованию; В – сопоставления $K_{во}$ ($P_c = 12$ атм) по методу капиллярметрии и полученных при применении различных алгоритмов расчета (1D, 2D и T_{cut}); Г – кривые капиллярного давления по данным капиллярметрии (черные) и результат расчета по модели 2D (красные). На А, Б для сравнения добавлена оценка $K_{во}$ при применении метода отсечек при той же схеме обучения.

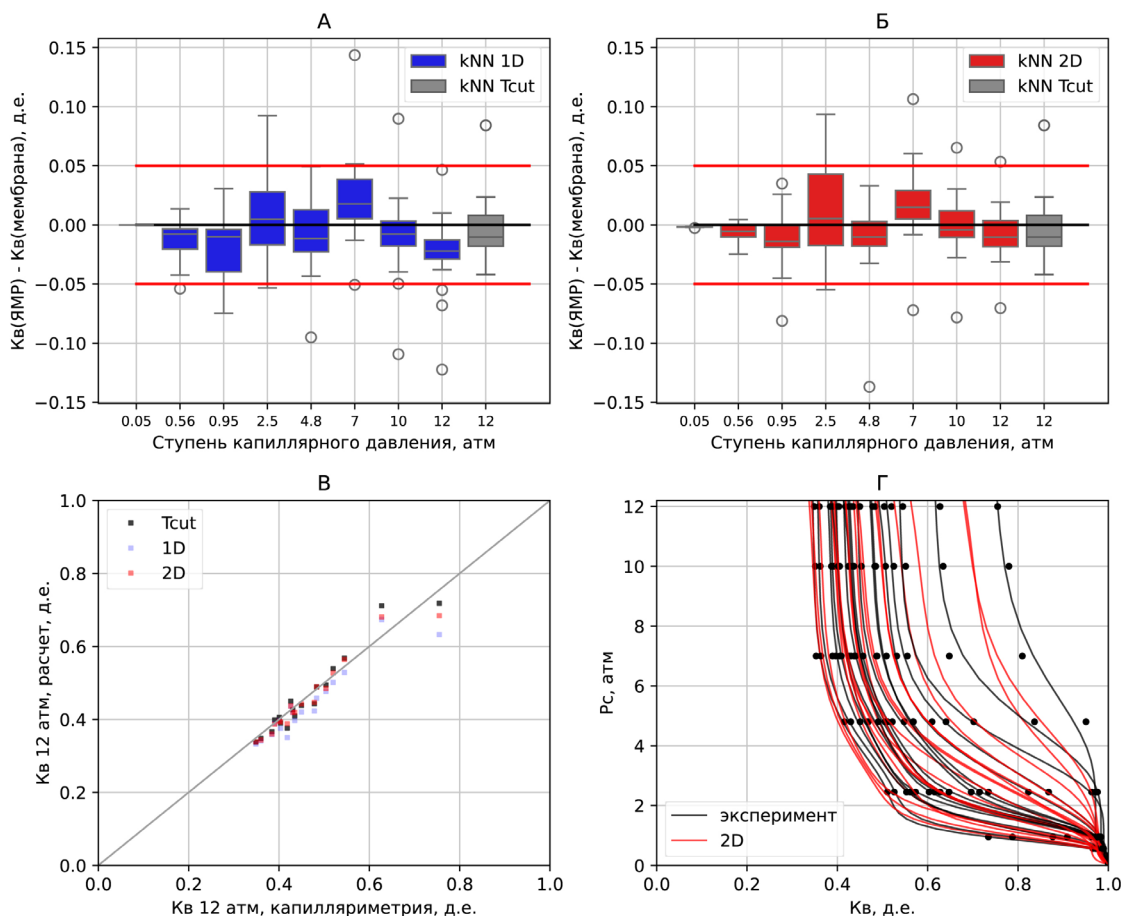


Рис. 3. Результаты валидации на примере применения модели из образцов скв. №1–4 к образцам скв. №5 одного из месторождений (номера скважин – условные): А – отклонения K_b (в д.е.) на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 1D преобразованию; Б – отклонения на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 2D преобразованию; В – сопоставления K_{bo} ($P_c = 12$ атм) по методу капилляриметрии и полученных при применении различных алгоритмов расчета (1D, 2D и T_{cut}); Г – кривые капиллярного давления по данным капилляриметрии (черные) и результат расчет по модели 2D (красные). На А, Б для сравнения добавлена оценка K_{bo} при применении метода отсечек при той же схеме обучения.

Обсуждение результатов

На наш взгляд, полученные результаты позволяют отметить два достоверных факта.

Во-первых, показана возможность применения предлагаемых алгоритмов 1D и 2D преобразований для расчета кривых капиллярного давления по результатам ЯМР. При наличии обучающей выборки и применении минимального количества настроечных параметров обеспечивается оценка остаточной водонасыщенности K_{bo} с точностью, аналогичной классическому методу отсечек при обучении на идентичной выборке. При этом расчёт водонасыщенности на промежуточных ступенях капиллярного давления также даёт результаты сопоставимого качества.

Во-вторых, наблюдается достаточно уверенная дифференциация функций $r(T_2)$ в зависимости от литологических особенностей пород, однако уточнение причин такого поведения и оценка диагностической ценности этой информации требует дополнительного исследования.

Необходимо отметить, что рассматриваемые параметры (радиус поровых каналов r и время ЯМР-релаксации T_2) имеют в принципе различную природу: r является фильтрационной характеристикой системы пор, трактуется в основном в качестве радиуса устьев пор и, кроме того, зависит от поросетевых эффектов, т.е. от характера

связности пустотного пространства (например, крупные поры со стоком через малые капилляры будут отнесены к малым r). Время T_2 , во-первых, связано с удельной поверхностью, т.е. с сечением тела поры (при одинаковой фрактальной размерности поверхности) и, во-вторых, в отличие от r , локально, т.е. не связано с характером протекания флюида в образце.

Таким образом, достоверность и обоснованность результатов при решении двух различных задач представляется неравнозначной:

- задача построения зависимости $r(T_2)$ и ее дальнейшее использование для преобразования ЯМР-ККД математически формально корректна, и при трактовке зависимости $r(T_2)$, получаемой из описанных в настоящей работе 1D и 2D преобразований как нелинейного аппроксиманта для построения моделей машинного обучения, представляется авторам обоснованной и допустимой;
- задача физической интерпретации зависимости $r(T_2)$ требует определенных допущений и корректна только в рамках ограничений, накладываемых этими допущениями.

Ниже изложена концепция такой интерпретации, основанная на следующих допущениях. Во-первых, необходимо принять, что вид функции $r(T_2)$ может быть обусловлен геометрией порового пространства. Во-вторых,

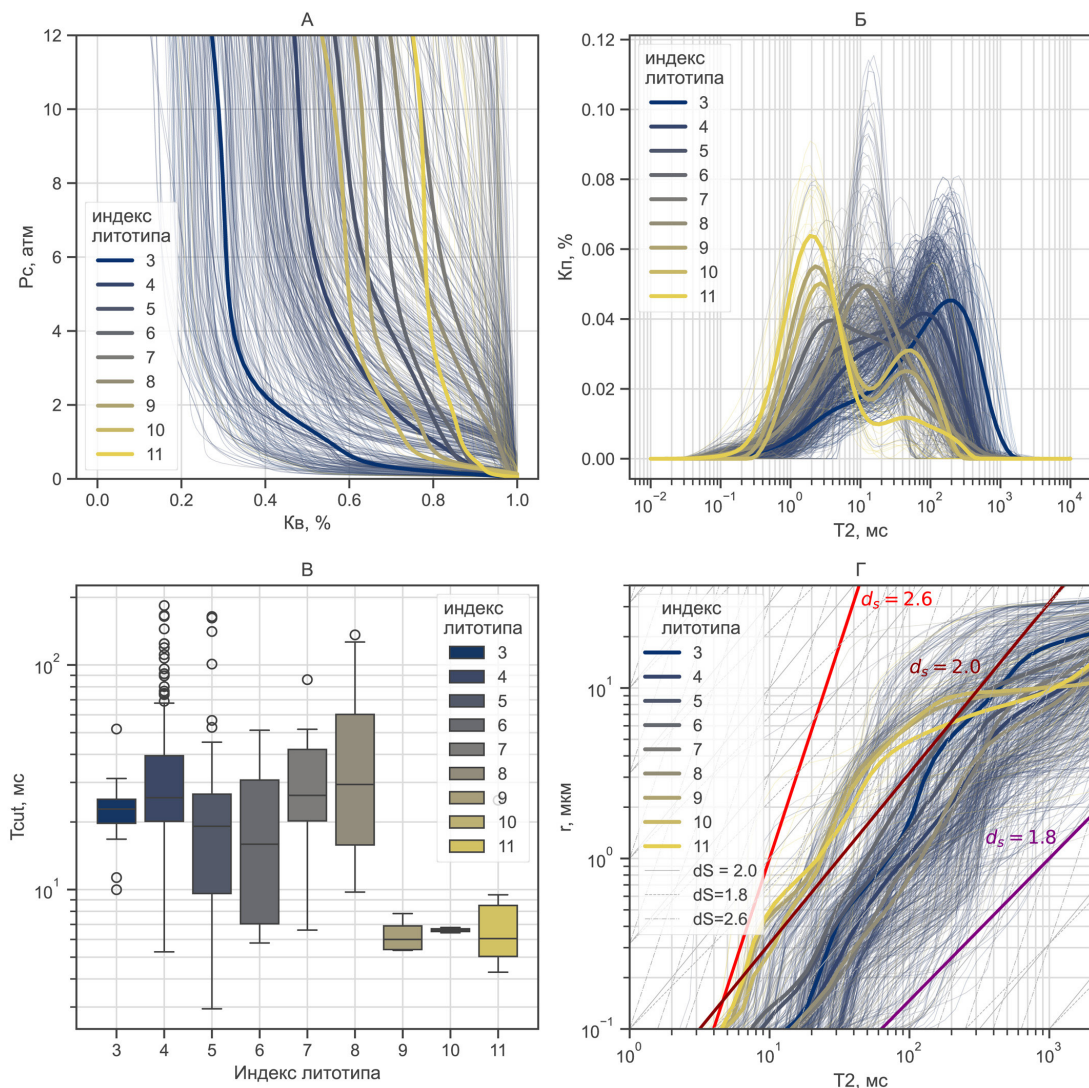


Рис. 4. Связь интерпретационных параметров с составом пород по индексам литотипов: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

необходимо в принципе допустить возможность прямого сопоставления несущих разную информацию параметров, определяемых методами ЯМР (T_2) и капилляриметрии (r).

В рамках этих допущений можно предложить следующую интерпретацию зависимости $r(T_2)$.

Как известно (Marschall et al., 1995; Dunn et al., 2002), ЯМР-релаксометрия измеряет время поперечной релаксации T_2 , которое при доминирующей поверхностной релаксации и предположении о быстрой диффузии связано с локальным значением удельной поверхности (отношением поверхности поры S к объёму поры V):

$$\frac{1}{T_2} = \rho \left(\frac{S}{V} \right), \quad (1)$$

где ρ – релаксивность (физическая величина, характеризующая релаксационную активность породы).

Соотношение (1) связывает релаксационные свойства поверхности пор с релаксивностью ρ (физико-химические свойства поверхности пор) и удельной поверхностью пор $S_{\text{уд}}$ (геометрические свойства). Удельная поверхность ($S_{\text{уд}}$) – фундаментальная характеристика пористых

материалов, определяющая их адсорбционные, каталитические и транспортные свойства. В общем случае она представляет собой отношение площади поверхности пор к их объёму.

Для любой (в т.ч. фрактальной) геометрической фигуры объём V и полная поверхность S соотносятся через степенной закон по характерному линейному масштабу r , согласно (Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984):

$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{V} \sim \frac{r^{d_s}}{r^{d_v}} = r^{d_s - d_v}, \quad (2)$$

где d_v – размерность объёма, d_s – размерность поверхности.

Для простых геометрических форм $d_v = 3$, $d_s = 2$, поэтому $S_{\text{уд}} \sim r^{-1}$. Например, для сферической поры радиусом r удельная поверхность составляет $S_{\text{уд}} = 3/r$, для цилиндрической поры – $2/r$ (табл. 2).

Однако реальные пористые материалы редко обладают идеальной геометрией порового пространства. Как правило, поверхность пор характеризуется сложной, иерархической структурой, что приводит к необходимости применения концепций фрактальной геометрии. В работах

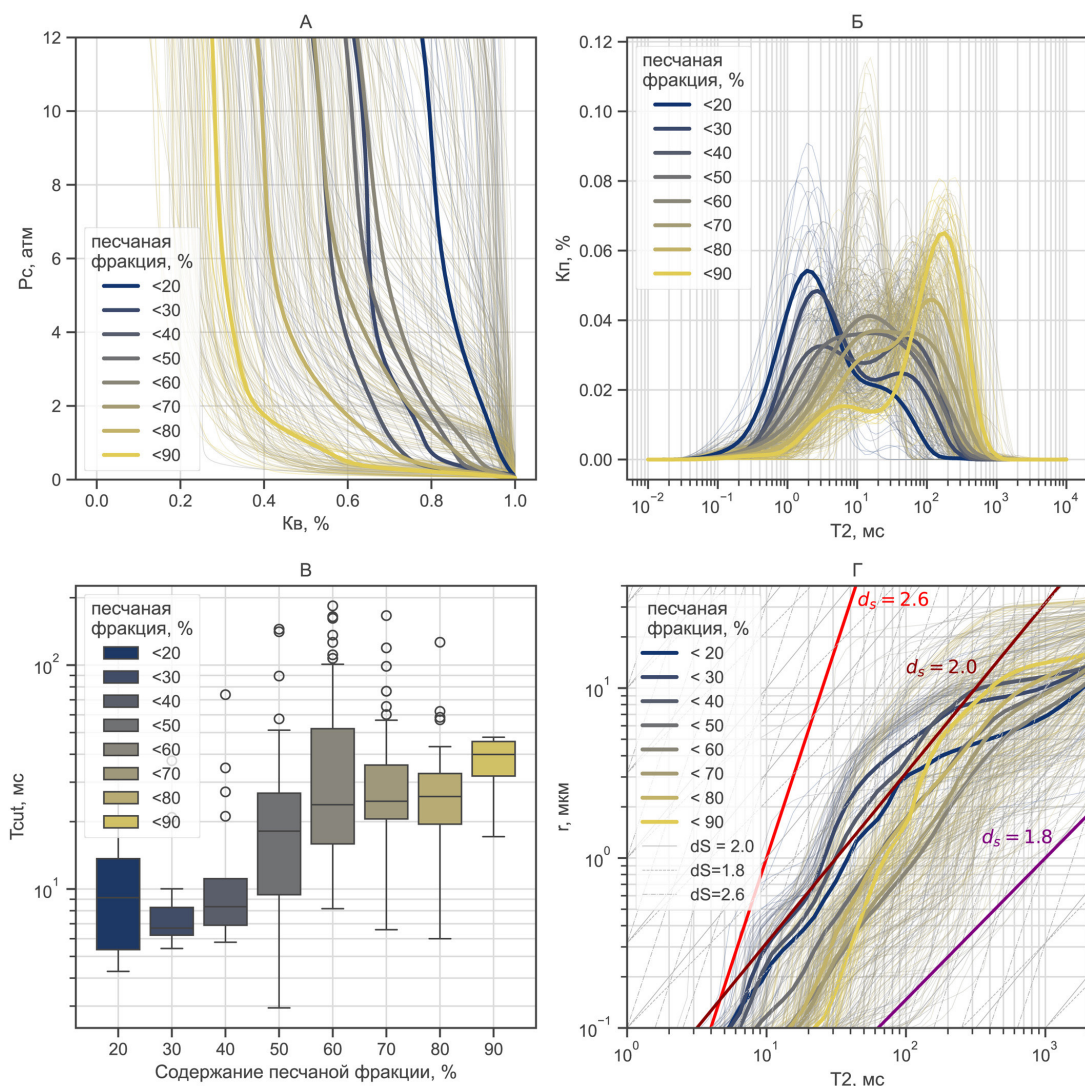


Рис. 5. Связь интерпретационных параметров с содержанием песчаной фракции по данным гранулометрического анализа: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение далее в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

(Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984; Katz, Thompson, 1985; Zhang, Weller, 2014) было показано, что поверхность многих природных и синтетических материалов может быть описана фрактальной размерностью d_s , лежащей в диапазоне от 2 (гладкая поверхность) до 3 (предельно развитая поверхность), а для природных материалов – в диапазоне 2.2–2.9.

Таким образом, в общем случае $S_{уд} = r^{d_s-3}$, что приводит к соотношению $S_{уд} = r^b$, где $b \in (-0.7, -0.3)$.

С учетом формул (1) и (2) получим:

$$\frac{1}{T_2} \sim \rho r^{(d_s-3)}, \quad r \sim \rho T_2^{\left(\frac{1}{3-d_s}\right)}, \quad (3)$$

Согласно (3), для пор правильной геометрической формы ($d_s = 2$) получаем линейную зависимость $r \sim T_2$ для пор с размерностью поверхности $d_s = 2.5$ – квадратичную зависимость $r \sim T_2^2$.

Снижение показателя степени ниже 1 с позиции фрактальной геометрии должно свидетельствовать о разрывах поверхности пор. Однако эти разрывы, вероятно, отсутствуют в реальности, поэтому такое поведение

должно быть обусловлено не изменением объемной топологии порового пространства, а другими факторами – вариациями релаксационной способности, свойствами смачиваемости поверхности или эффектами сетевой топологии пор. В связи с тем, что определяемая по зависимости $r(T_2)$ фрактальная размерность поверхности пор в общем случае искажена указанными факторами, далее в настоящей работе вводится понятие *кажущейся* фрактальной поверхности для значений d_s , определенных по зависимости $r(T_2)$.

Так, уже обсуждавшаяся выше чувствительность капилляриметрических исследований к сетевой топологии порового пространства должна приводить в ряде случаев к снижению (вплоть до 0) значений показателя степени на зависимости $r(T_2)$. Это объясняется тем, что через капилляры одного радиуса r может происходить вытеснение жидкости из пор различного размера (с разными значениями удельной поверхности).

Подробно основные соотношения объемов V , поверхностей S , удельных поверхностей S/V и зависимостей $r(T)$ приведены в табл. 2.

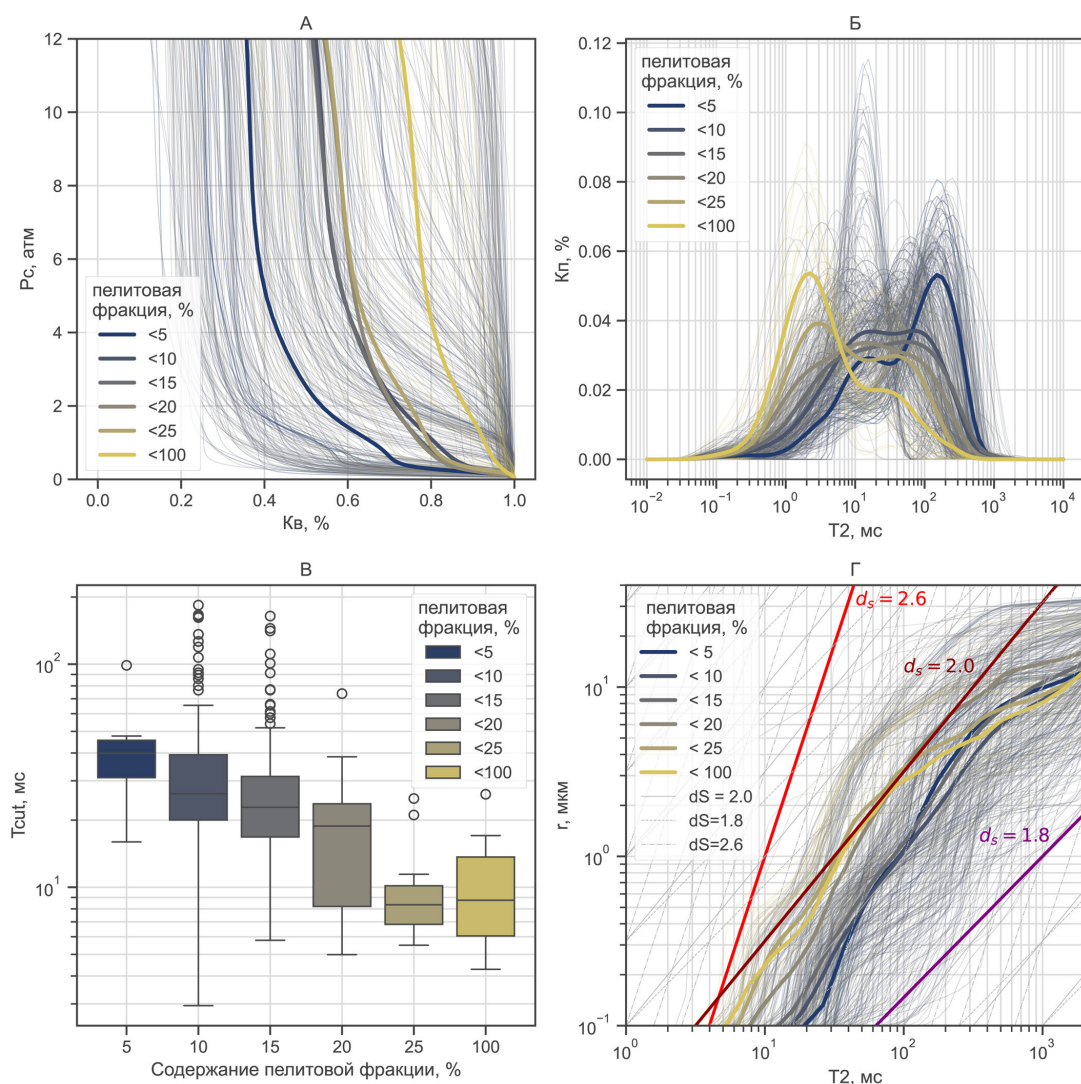


Рис. 6. Связь интерпретационных параметров с содержанием пелитовой фракции по данным гранулометрического анализа: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

Пора	Комментарий	$S(r)$	$V(r)$	(S/V)	$S_{vd}(r)$	$r(T)$
трещина	Две параллельных поверхности площади S , расстояние между ними – $2r$ (минимальный размер $2r$, без учета боковой поверхности)	$2S$	$2rS$	$\frac{1}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
цилиндр	Цилиндр длиной L и радиусом r , без учета торцов	$2\pi rL$	$L\pi r^2$	$\frac{2}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
сфера	Сфера радиуса r	$4\pi r^2$	$\frac{4}{3}\pi r^3$	$\frac{3}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
фрактал с $d_s = 2.2$					$\sim r^{-0.8}$	$\sim T^{1.25}$
фрактал с $d_s = 2.5$					$\sim r^{-0.5}$	$\sim T^2$
фрактал с $d_s = 2.8$					$\sim r^{-0.2}$	$\sim T^5$
иное	факторы, не связанные напрямую с геометрией пор: поросетевой контроль, изменение ρ					$\sim T^\alpha$, $0 < \alpha < 1$

Табл. 2. Основные параметры пор различной формы

Полученные авторами на ограниченной коллекции (отдельные образцы, принадлежащие к исследуемым в настоящей работе объектам) предварительные оценки фрактальной размерности поверхности пор по изображениям поверхности (шлифы, РЭМ, компьютерная томография) методом *box-counting* приведены на рис. 7 и в целом подтверждают диапазоны фрактальных размерностей, известные из источников (Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984; Katz, Thompson, 1985; Zhang, Weller, 2014). По нашим данным, диапазон d_s составляет от 1.9 до 2.5 при доминирующей массе выборки в диапазоне от 2.0 до 2.3.

Необходимо отметить, что при сопоставлении результатов анализа изображений, полученных для разных масштабных диапазонов, прямое сопоставление между диапазонами невозможно и требует, во-первых, пересечения диапазонов и, во-вторых, математической коррекции полученных данных. В рамках настоящей работы первое условие не было соблюдено, поэтому представленная на рис. 6 информация носит исключительно оценочный характер асимптотики d_s . По этой же причине (а также из-за ограниченности выборки) авторы в настоящее время не имеют возможности привести сопоставление размеров пор и обратной удельной поверхности $R_{\text{пор}}(S_{\text{уд}}^{-1})$, физически эквивалентное сопоставлению $r(T_2)$, по которому можно было бы оценить изменение фрактальной

размерности разных групп пор методом, аналогичным анализу зависимости $r(T_2)$.

Оценка усредненной по образцу *кажущейся* фрактальной размерности поверхности пор может быть дана непосредственно по полученным функциям $r(T_2)$ в области линейных участков (рис. 1Е, 4Г–6Г). Использование формулы (3) позволяет оценить d_s , результаты такой оценки приведены на рис. 7.

Для наглядного отображения диапазона допустимых углов наклона на рисунках 4Г–6Г также нанесены прямые линии, соответствующие значениям d_s : 2.0 (трещины, цилиндры, сферы); 1.8 и 2.6 – граничные *условно* корректные диапазоны. Можно заметить, что для основной части функции $r(T_2)$ соблюдается указанная асимптотика.

В целом, диапазон наблюдаемых значений *кажущихся* d_s по зависимости $r(T_2)$ соответствует известному из источников и полученному нами из анализа изображений.

Однако, во-первых, с ростом глинистости наблюдается резкое снижение фрактальной размерности поверхности пор ниже ожидаемых значений, во-вторых, сам характер зависимости *кажущихся* d_s от глинистости (песчанистости) требует отдельного анализа. Обсуждение причин наблюдаемых значений $d_s < 2$ содержится, в частности, в (Mondal, Singh, 2024).

Достоверность результатов приведенной на рис. 8 оценки d_s по соотношению $r(T_2)$ в том числе зависит от того, являются ли локальные колебания (участки с разным наклоном) на зависимости $r(T_2)$ отдельного образца информативными в физическом смысле (т.е. характеризуют изменение геометрии пор в пределах образца) или демонстрируют мультипликативное влияние поросетевых эффектов и погрешности определения исходных распределений, когда незначительное взаимное смещение мод может приводить к появлению искажений на $r(T_2)$. Проведенный авторами анализ показал, во-первых, отсутствие строгой систематики в характере подобных локальных колебаний и, во-вторых, улучшение связи с литологическими свойствами пород при усреднении функций $r(T_2)$ по выборке, снижающем выраженность подобных колебаний.

В работе (Xiao et al., 2016a) приводятся сопоставления $r(T_2)$ для образцов трех литотипов, на которых фиксируется характерный перегиб (точка перехода), который интерпретируется как морфологический ориентир,

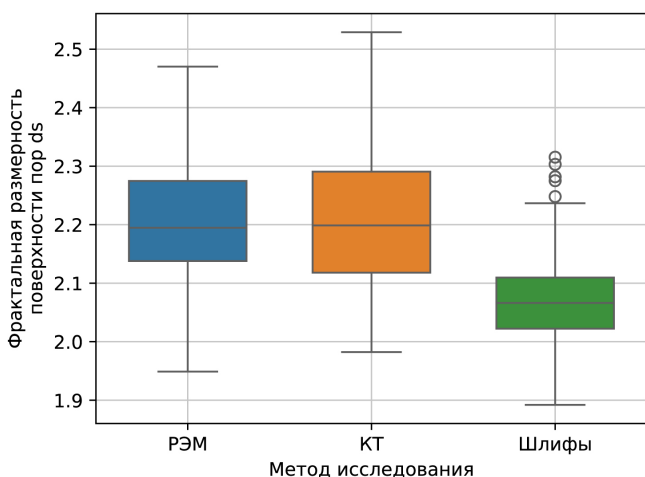


Рис. 7. Фрактальные размерности поверхности пор, определенные по 2D изображениям систем пор методом box-counting

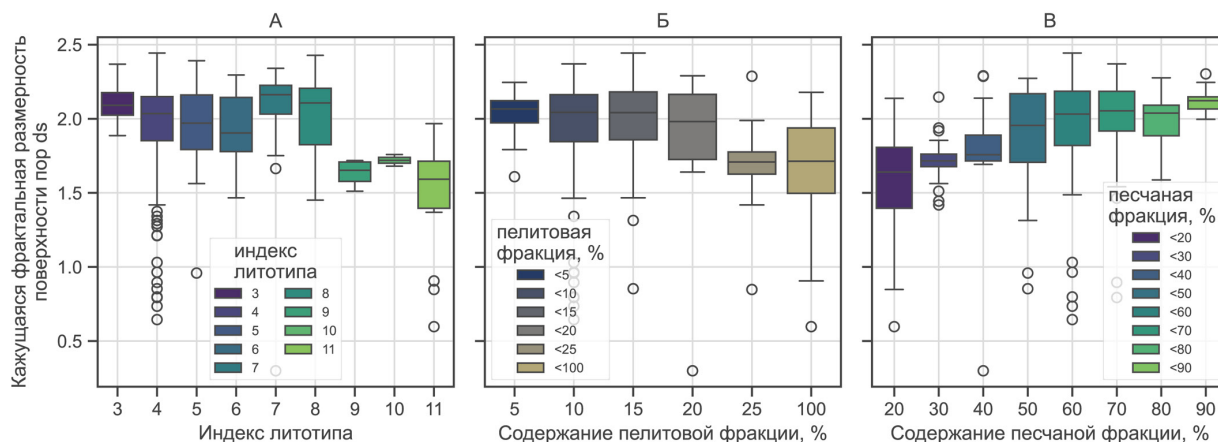


Рис. 8. Кажущиеся фрактальные размерности пор, определенные по зависимостям $r(T_2)$ с разделением по литотипу (А), содержанию пелитовой (Б) и песчаной (В) фракций

разделяющий зоны крупных и мелких поровых горловин и строго совпадающий с межмодальным участком бимодального ЯМР-спектра и изломом экспериментальной кривой капиллярного давления. Природа этого перегиба обсуждается в контексте структурного разделения порового пространства, что обосновывает применение кусочно-степенных законов для трансформации спектра. Также в указанной работе приведены значения показателей степени для различных участков зависимости $r(T_2)$, варьирующиеся от ~ 0.59 до ~ 1.57 , что соответствуют диапазону кажущихся d_s 1.29–2.36, что в целом соответствует результатам нашей работы.

Вероятно, следует считать, что колебания $r(T_2)$, более локальные, чем обсуждающиеся в (Xiao et al., 2016a), в основном обусловлены погрешностями входной информации. Вместе с тем не вызывает сомнения факт, что показатель степени в формуле (3) почти никогда не бывает постоянным и равным 1 во всем диапазоне интервалов r и T_2 .

Интерпретация этого факта может быть различной.

1) Оставаясь в рамках исходных допущений, можно утверждать, что зависимость $r(T_2)$ является мерой фрактальности (изрезанности) поверхности пор образца.

2) Выходя за рамки исходных допущений, отклонение показателя степени от единицы может интерпретироваться с учетом дополнительных факторов, включая, но не ограничиваясь:

- увеличение показателя – обусловлено эффектами поровой сети, при которых дренирование пор одного размера осуществляется через капилляры с различающимися радиусами;

- уменьшение показателя – связано с эффектами поровой сети, проявляющимися в стоке из пор различного размера через капилляры одинакового сечения;

- изменение показателя или вида зависимости $r(T_2)$ – может отражать вариации релаксивности, а также изменения морфологии пор (например, изменение отношения размера тела поры к радиусу ее горловины).

Таким образом, при интерпретации полученных результатов в рамках предложенной концепции, могут быть получены в целом физически корректные результаты, однако требуются дополнительные исследования для уточнения методики физической интерпретации и граничных условий ее применения.

Заключение

Работа посвящена решению двух основных задач:

1) построение методики сопоставления результатов ЯМР и капилляриметрии, расширяющей общепринятый подход и позволяющей получить больший объем информации при неизменных входных данных;

2) разработка методики физической интерпретации полученных новых результатов.

Первая задача, по мнению авторов, решена достаточно хорошо. Качество восстановления остаточной водонасыщенности $K_{во}$ с использованием рассматриваемого метода соответствует качеству восстановления $K_{во}$ методом отсечек, при сопоставимой точности оценки водонасыщенности на остальных ступенях капиллярного давления. Таким образом, кроме определения $K_{во}$ могут быть построены кривые капиллярного давления, что существенно

расширяет интерпретацию и позволяет расширить экспериментальную выборку ККД синтетическими данными при возникновении такой потребности.

Вторая задача решена частично: показана связь функций $r(T_2)$ с литологическими особенностями пород, представлена концепция физической интерпретации в контексте определенных допущений. Вместе с тем требуются дополнительные исследования для уточнения методики физической интерпретации и граничных условий ее применения.

Дальнейшие исследования по представленным темам авторы видят в следующем.

По первой задаче – привлечение более сложных методик машинного и глубокого обучения для:

- учета литологической информации при кластеризации и классификации;

- извлечения параметров из распределений r и T_2 для обучения модели, включая неучитываемую в настоящее время часть T_2 с квантилями ниже $K_{во}$.

По второй задаче:

- дополнительное, более достоверное по охвату и исполнению исследование 2D структур порового пространства;

- проведение аналогичных исследований, а именно построение парных 1D и 2D преобразований с оценкой функций $r(T_2)$ для сравнения с результатами методов, не подверженных влиянию поросетевых эффектов, например, распределения размеров пор по шлифам, данным компьютерной томографии и растровой электронной микроскопии.

Литература

МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. (2018). Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований.

Топорков В.Г., Денисенко А.С. (2008). Практическое применение данных ЯМР для оценки свойств и структуры пород продуктивных нефтегазоносных залежей. *Каротажник*, 177, с. 162–188.

Шумскайте М.Й., Глинских В.Н. (2016). Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов. *Геология и геофизика*, 57(10), с. 1911–1918.

Anovitz L.M., Cole D.R. (2015). Characterization and Analysis of Porosity and Pore Structures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 80(1), pp. 61–164. <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.04>

Dunn K.-J., Bergman D.J., Latortaca G.A. (2002). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. Pergamon.

Katz A. J., Thompson A. H. (1985). Fractal Sandstone Pores: Implications for Conductivity and Pore Formation. *Physical Review Letters*, 54(12), pp. 1325–1328. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.54.1325>

Kleinberg R.L. (1996). Utility of NMR T_2 distributions, connection with capillary pressure, clay effect, and determination of the surface relaxivity parameter. *Magnetic Resonance Imaging*, 14(7/8), pp. 761–767. [https://doi.org/10.1016/S0730-725X\(96\)00161-0](https://doi.org/10.1016/S0730-725X(96)00161-0)

Larson R.G., Morrow N.R. (1981). Effects of sample size on capillary pressures in porous media. *Powder Technology*, 30(2), pp. 123–138. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)80005-8](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)80005-8)

Li Peng-ju, Gu Yu-feng (2015). Matrix Method of Transforming NMR T2 Spectrum to Pseudo Capillary Pressure Curve[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(4), pp. 700–705. <https://doi.org/10.11764/j.issn.1672-1926.2015.04.0700>

Liu M., Xie R., Xu H., Wu S., Zhu R., & Mao Z. (2018). A New Method for Predicting Capillary Pressure Curves Based on NMR Logging in Tight Sandstone Reservoirs. *Applied Magnetic Resonance*, 49(10), pp. 1043–1058. <https://doi.org/10.1007/s00723-018-1024-z>

Marschall D., Gardner J.S., Mardon D., et al. (1995). Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. San Francisco, California, USA.

Mondal I., Singh K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>

Moss A.K., Benson T., Barrow T. (2019). An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T2 Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database. *E3S Web of Conferences*, 89, 02003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198902003>

Pape H., Riepe L., & Schopper J.R. (1984). The Role of Fractal Quantities, as Specific Surface and Tortuosities, for physical properties of porous media. *Particle & Particle Systems Characterization*, 1(1–4), pp. 66–73. Portico. <https://doi.org/10.1002/ppsc.19840010111>

Pfeifer P., & Avnir D. (1983). Chemistry in noninteger dimensions between two and three. I. Fractal theory of heterogeneous surfaces. *The Journal of Chemical Physics*, 79(7), pp. 3558–3565. <https://doi.org/10.1063/1.446210>

Purcell W.R. (1949). Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. *Journal of Petroleum Technology*, 1(02), pp. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-G>

Volokitin Y., Looyestijn W.J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P. (2001). A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. *Petrophysics*, 42, pp. 334–343.

Wardlaw N.C., McKellar M. (1981). Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in sedimentary rocks and artificial models. *Powder Technology*, 29(1), pp. 127–143. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)85011-5](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)85011-5)

Wu B., Xie R., Xu C., Wei H., Wang S., Liu J. (2021). A new method for predicting capillary pressure curves based on NMR echo data: Sandstone as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108581. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108581>

Xiao L., Mao Z., Zou C., Jin Y., & Zhu J. (2016a). A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (Pc) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp. 154–167. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.015>

Xiao L., Zou C.C., Mao Z.Q., Jin Y., Zhu J.C. (2016b). A new technique to synthesize capillary pressure (Pc) curves using NMR Logs in tight gas sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 493–501. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.002>

Zhang Z., Weller A. (2014). Fractal dimension of pore-space geometry of an Eocene sandstone formation. *Geophysics*, 79(6), D377–D387. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0143.1>

Сведения об авторах

Алексей Георгиевич Хохолков – кандидат физ.-мат. наук, старший инженер лаборатории петрофизических исследований керна Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

SPIN: 1623-3070

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Кристина Альбертовна Костеневич – начальник исследовательской группы литолого-минералогических исследований керна Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Виталий Сергеевич Корытов – заместитель директора Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

SPIN: 5974-3446

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

Статья поступила в редакцию 29.06.2026;

Принята к публикации 15.08.2026; Опубликовано 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of Capillary and Nmr Relaxometry Results: From Linear Calibration to Nonlinear 2D Interpretation

A.G. Khokholkov*, K.A. Kostenevich, V.S. Korytov

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Alexey G. Khokholkov, e-mail: agkhokholkov@novatek.ru

Abstract. An approach to interpreting pore size distributions (derived from NMR relaxometry, mercury injection, and porous plate methods) based on a nonlinear transformation (quantile alignment, or quantile mapping) is proposed. Unlike conventional linear calibrations of the form $r = cT_2$ (where r is the pore radius, c is the calibration coefficient, and T_2 is the transverse NMR relaxation time), the proposed method accounts for the geometric heterogeneity of the pore space, enabling a closer match with experimental data when reconstructing capillary pressure curves from NMR results. Based on a dataset of 751 core samples, a correlation was established between the nonlinear transformation parameters and the lithological characteristics of the rocks. An interpretation of the $r \sim T_2^n$ relationship is proposed, accounting for the link between the pore surface fractal dimension d_s and the exponent n . Based on a limited sample set, ranges of d_s values for the considered rock types were estimated through pore-space image analysis using the box-counting method. It is shown that the apparent d_s

values derived from the $r(T_2)$ dependence are consistent with the ranges determined by the box-counting method. Using a simple machine learning model (the k-nearest neighbors method) as an example, it is demonstrated that the quality of residual water saturation S_{wi} recovery from NMR relaxometry data using the considered method corresponds to the quality of S_{wi} recovery by the cut-off method when trained on the same dataset, with comparable accuracy of saturation estimation at other capillary pressure stages.

Keywords: NMR relaxometry, capillary pressure curve, quantile alignment, distribution transformation, k-nearest neighbors method, fractal dimension

Recommended citation: Khokholkov A.G., Kostenevich K.A., Korytov V.S. (2026). Integration of Capillary and Nmr Relaxometry Results: From Linear Calibration to Nonlinear 2D Interpretation. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 67–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.12>

References

- Anovitz L.M., Cole D.R. (2015). Characterization and Analysis of Porosity and Pore Structures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 80(1), pp. 61–164. <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.04>
- Dunn K.-J., Bergman D.J., Latorraca G.A. (2002). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. Pergamon.
- Katz A.J., Thompson A.H. (1985). Fractal Sandstone Pores: Implications for Conductivity and Pore Formation. *Physical Review Letters*, 54(12), pp. 1325–1328. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.54.1325>
- Kleinberg R.L. (1996). Utility of NMR T_2 distributions, connection with capillary pressure, clay effect, and determination of the surface relaxivity parameter. *Magnetic Resonance Imaging*, 14(7/8), pp.761–767. [https://doi.org/10.1016/S0730-725X\(96\)00161-0](https://doi.org/10.1016/S0730-725X(96)00161-0)
- Larson R.G., Morrow N.R. (1981). Effects of sample size on capillary pressures in porous media. *Powder Technology*, 30(2), pp. 123–138. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)80005-8](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)80005-8)
- Li Peng-ju, Gu Yu-feng (2015). Matrix Method of Transforming NMR T_2 Spectrum to Pseudo Capillary Pressure Curve[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(4), pp. 700–705. <https://doi.org/10.11764/j.issn.1672-1926.2015.04.0700>
- Liu M., Xie R., Xu H., Wu S., Zhu R., & Mao Z. (2018). A New Method for Predicting Capillary Pressure Curves Based on NMR Logging in Tight Sandstone Reservoirs. *Applied Magnetic Resonance*, 49(10), pp. 1043–1058. <https://doi.org/10.1007/s00723-018-1024-z>
- Marschall D., Gardner J.S., Mardon D., et al. (1995). Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. San Francisco, California, USA.
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. Elsevier.
- Mondal I., Singh K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>
- Moss A.K., Benson T., Barrow T. (2019). An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T_2 Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database. *E3S Web of Conferences*, 89, 02003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198902003>
- Pape H., Riepe L., & Schopper J.R. (1984). The Role of Fractal Quantities, as Specific Surface and Tortuosities, for physical properties of porous media. *Particle & Particle Systems Characterization*, 1(1–4), pp. 66–73. Portico. <https://doi.org/10.1002/ppsc.19840010111>
- Pfeifer P., & Avnir D. (1983). Chemistry in noninteger dimensions between two and three. I. Fractal theory of heterogeneous surfaces. *The Journal of Chemical Physics*, 79(7), pp. 3558–3565. <https://doi.org/10.1063/1.446210>
- Purcell W.R. (1949). Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. *Journal of Petroleum Technology*, 1(02), pp. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-G>
- Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N. (2016). Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study. *Russian Geology and Geophysics*, 57(10), pp. 1509–1514. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.019>
- Toporkov V.G., Denisenko A.S. (2008). Practical application of NMR data for assessing properties and structure of rocks in productive oil and gas reservoirs. *Karotazhnik*, 177, pp. 162–188. (In Russ.)
- Volokitin Y., Looyestijn W.J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P. (2001). A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. *Petrophysics*, 42, pp. 334–343.
- Wardlaw N.C., McKellar M. (1981). Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in sedimentary rocks and artificial models. *Powder Technology*, 29(1), pp. 127–143. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)85011-5](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)85011-5)
- Wu B., Xie R., Xu C., Wei H., Wang S., Liu J. (2021). A new method for predicting capillary pressure curves based on NMR echo data: Sandstone as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108581. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108581>
- Xiao L., Mao Z., Zou C., Jin Y., & Zhu J. (2016a). A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (P_c) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp. 154–167. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.015>
- Xiao L., Zou C.C., Mao Z.Q., Jin Y., Zhu J.C. (2016b). A new technique to synthesize capillary pressure (P_c) curves using NMR Logs in tight gas sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 493–501. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.002>
- Zhang Z., Weller A. (2014). Fractal dimension of pore-space geometry of an Eocene sandstone formation. *Geophysics*, 79(6), D377–D387. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0143.1>

About the Authors

Alexey G. Khokholkov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Engineer of the Laboratory of Petrophysical Core Research, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Kristina A. Kostenevich – Head of the Research Group for Lithological and Mineralogical Core Studies of the Laboratory Research Center, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Vitaly S. Korytov – Deputy Director of the Laboratory Research Center, Novatek NTC LLC

Tyumen, Russian Federation

ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

Manuscript received 29 June 2026;

Accepted 15 August 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере ачимовских отложений (часть 1)

Л.А. Успенская^{1*}, Н.А. Шадчнев¹, В.К. Виноградов¹, П.В. Быбин², А.С. Буткеев³,
А.Г. Маникин^{4,5}, К.В. Андрюхин^{4,5}

¹ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

³АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

⁴ООО «Тюменьгеоспектр», Саратов, Россия

⁵Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия

В работе представлена методика оперативной интерпретации данных рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) бурового шлама, учитывающая литогеохимические особенности отложений ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). На основе комплексного анализа кернового и шламового материала установлены геохимические признаки, позволяющие выделять коллекторы и неколлекторы, представленные глинистыми и плотными карбонатизированными интервалами. Определены особенности химического состава генетически различных типов глин – кровельных, внутрипластовых и подошвенных, имеющих близкие геофизические характеристики по данным полного комплекса каротажа во время бурения. Показана возможность идентификации типов глин по данным РФА шлама для оперативного определения положения скважины относительно продуктивного интервала и обоснованной корректировки ее траектории. Установлены геохимические признаки, позволяющие различать природные плотные карбонатизированные интервалы и техногенное карбонатное загрязнение, поступающее в шлам из бурового раствора в виде мраморной крошки. Полученные результаты обосновывают эффективность применения технологии углубленного изучения шлама в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ для снижения неэффективной проходки при бурении горизонтальных скважин как с полным, так и с минимальным комплексом каротажа во время бурения.

Ключевые слова: ачимовская толща, рентгенофлуоресцентный анализ, буровой шлам, элементный состав, литогеохимия, геонавигация, горизонтальное бурение

Для цитирования: Успенская Л.А., Шадчнев Н.А., Виноградов В.К., Быбин П.В., Буткеев А.С., Маникин А.Г., Андрюхин К.В. (2026). Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере ачимовских отложений (часть 1). *Георесурсы*, 28(3), с. 82–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.13>

Введение

Бурение горизонтальных скважин в сложных геологических условиях ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) сопряжено с рисками неэффективной проходки, обусловленными значительной латеральной и вертикальной изменчивостью разреза, переходом траектории ствола из одной песчаной линзы в другую, локальной глинизацией разреза и невыдержанностью толщин глинистых перемычек. Ситуация

осложняется отсутствием устойчивых геофизических реперов по данным полного комплекса каротажа во время бурения (КВБ), позволяющих идентифицировать генетически разные типы глин (кровельные, подошвенные или внутрипластовые), что приводит к неопределенностям при принятии решений по корректировке траектории скважины, увеличивает нецелевую проходку и в итоге может приводить к срезке и бурению нового ствола.

Дополнительные ограничения возникают при вскрытии пластов со сниженным пластовым давлением, сформировавшимся вследствие разработки залежи или при одновременном вскрытии пластов со сниженным и начальным аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Из-за риска прихвата и потери оборудования в таких условиях применение полного комплекса КВБ может быть ограничено, сопровождение осуществляется по минимальному

* Ответственный автор: Людмила Андреевна Успенская
e-mail: lyudmila.uspenskaya@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

комплексу, включающему гамма-каротаж (ГК) или ГК с измерением удельного электрического сопротивления (ГК-УЭС). В условиях высокой изменчивости ачимовских отложений такой набор методов не обеспечивает достоверное расчленение разреза в режиме реального времени, что снижает эффективность геонавигации.

Для решения обозначенных проблем при бурении скважин в мировой практике активно применяются литогеохимические методы изучения, среди которых ведущую роль играет рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) (Prundeanu et al., 2021). Долгое время исследования методом РФА выполнялись преимущественно на стационарном лабораторном оборудовании и применялись для определения элементного состава горных пород, реконструкции минерального состава, восстановления условий осадконакопления и источников сноса. Фундаментальные основы литохимического подхода представлены в исследованиях по геохимической классификации осадочных пород (Bhatia, 1983; Roser, Korsch, 1988; Pearce et al., 1999), а также в работах отечественной школы литохимии (Юдович, Кетрис, 2000, 2011). В дальнейшем геохимические методы получили развитие в качестве инструмента для стратиграфии: вариации содержаний элементов стали использоваться для межскважинной корреляции разрезов (Pearce et al., 1999). Для мезозойских отложений Западной Сибири литолого-геохимический подход применялся при изучении стратиграфических границ и корреляции разрезов (Eder et al., 2020; Eder et al., 2022), реконструкции палеоклимата (Эдер и др., 2023).

Появление портативных РФА-спектрометров позволило использовать их для исследований шлама для оперативного сопровождения бурения (Lemière, 2018; Pozzi, Casal, 2018): литологическое расчленение разреза на основе распределения главных породообразующих элементов (Si, Al, Ti, Fe, Ca, Mg) и расчета геохимических индексов. Данные РФА шлама также успешно применяются для выявления седиментационных циклов и хемотратиграфической корреляции (Pearce et al., 1999; Ratcliffe et al., 2015).

Применение РФА шлама сопровождается методическими ограничениями. К ним относятся загрязнение буровым раствором, смешивание проб из разных интервалов и изменение их гранулометрии при выносе на поверхность, что при нарушении регламента пробоподготовки искажает литогеохимические характеристики и ведет к ошибочной интерпретации. Существенным ограничением также является невозможность прямого переноса геохимических критериев с одного объекта на другой. Следовательно, алгоритмы обработки геохимической информации и перечень решаемых на их основе задач должны быть адаптированы под особенности конкретного месторождения или пласта.

Учет и компенсация указанных ограничений определяют научно-методическую и практическую значимость данной работы. В связи с этим научная новизна проведенного исследования заключается в следующем.

1. Выполнена адаптация фундаментальных литохимических закономерностей, разработанных в отечественной школе литохимии (Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис и др.), а также подходов зарубежных исследований к анализу бурового шлама для ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

2. Выявлены дополнительные (помимо изменения концентраций Al и Si) элементы-индикаторы для разделения коллекторов и неколлекторов по данным РФА шлама. Установлено, что коллекторы ачимовской толщи Уренгойского НГКМ характеризуются низкими содержаниями цинка (Zn), никеля (Ni) и железа (Fe) и других металлов, что в дополнении помогло идентифицировать коллекторы с повышенной естественной радиоактивностью, ошибочно принимаемые по данным ГК за глины.

3. Разработаны литогеохимические критерии для оперативной идентификации генетически разных типов глин (кровельных, подошвенных и внутрипластовых), слабо отличающихся по своим геофизическим характеристикам по данным полного комплекса КВБ.

4. Обоснован способ экспресс-дифференциации природного карбонатного цемента (ассоциация кальций–марганец–стронций) и техногенного кольматанта бурового раствора (ассоциация кальций–стронций) непосредственно на буровой площадке с помощью портативных РФА-спектрометров.

Цель работы – разработка методики оперативной интерпретации данных РФА шлама, учитывающей литогеохимические особенности ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Материалы и методы исследований

Объект исследования – ачимовские отложения Уренгойского НГКМ. Изученные скважины расположены преимущественно в южной части месторождения и равномерно распределены по площади. Они вскрывают проксимальные и дистальные зоны глубоководных конусов выноса и охватывают целевые продуктивные пласты, в которых сосредоточена большая часть запасов углеводородов.

Основу работы составили результаты РФА кернового материала из пяти скважин (№ X0, X1, X4, X501, X301), выполненного портативным спектрометром (общая длина 390 м). Практическая апробация разработанных подходов выполнена на шламе пилотного ствола № XX09 и трех горизонтальных скважин (ГС № XX09, XX08, XX02) с суммарным интервалом отбора 4360 м. Результаты РФА керна и шлама объединены в базу данных, на основе которой сформированы геохимические планшеты. В связи с требованиями конфиденциальности абсолютные концентрации элементов на рисунках не приводятся. Для сохранения возможности анализа результатов РФА данные представлены в виде относительных шкал (от минимальных к максимальным значениям или в обратной последовательности), что позволяет в полном объеме продемонстрировать геохимические тренды, зональность и корреляции.

Для установления связи между элементным и минеральным составом отложений дополнительно привлечены результаты рентгеноструктурного анализа (РСА) керна 26 скважин. В эту выборку вошли и пять скважин, изученных портативным РФА-спектрометром, а данные РСА использовались для интерпретации выявленных геохимических закономерностей.

Исследование керна и шлама с помощью портативного прибора РФА

Элементный состав керна и бурового шлама (более 4900 проб) определен на портативном РФА-спектрометре

с кремниевым дрейфовым детектором большой площади и рентгеновской трубкой с напряжением до 45 кВ. Для снижения влияния микронеоднородности материала пробы усредняли и гомогенизировали. Для каждого образца выполняли не менее трех измерений продолжительностью 1–2 мин каждое с расчетом дисперсии и отбраковкой случайных выбросов. Измерения проводились в режиме определения легких и тяжелых элементов в горных породах с представлением результатов в массовых процентах.

В составе изучаемых пород определяли как основные породообразующие элементы (Si, Al, Ca, Fe, Mg, K), так и элементы-примеси (Zr, Nb, Th, U, Rb, Sr, Ni, Cu, Zn и др.). Фактические диапазоны концентраций исследуемых элементов и абсолютная инструментальная погрешность (среднеквадратическое отклонение), рассчитанная по результатам многократных измерений, представлены в табл. 1.

Применимость портативного РФА-спектрометра для экспресс-анализа пород Западной Сибири и бурового шлама показана в работе (Куликов и др., 2023). Высокая сходимость результатов экспресс-метода с данными масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой для низких концентраций элементов-примесей (в частности, Zr) доказана межлабораторными сличительными испытаниями на базе ИГЕМ РАН и ВИМС.

При сопоставлении результатов исследований керна, выполненных портативным и стационарным приборами, с данными спектрального ГК и ГК по ГИС получена хорошая сходимость (рис. 1). Различия в абсолютных

значениях обусловлены как физическим состоянием исследуемого материала (монолитный керн против измельченного порошка), так и конструктивными особенностями рентгеновских трубок в разной аппаратуре (Potts, West, 2008; West et al., 2008).

Портативный анализатор позволяет определять элементы в диапазоне от Mg до U. Однако в исследованных ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ уран зарегистрирован не был (за исключением редких точечных всплесков) ввиду недостаточной чувствительности оборудования к его малым концентрациям. В связи с этим U исключен из числа диагностических элементов, рассматриваемых в настоящей работе.

Подготовка бурового шлама для исследований методом РФА

Отбор первичных проб бурового шлама осуществляли непосредственно на виброситах буровой установки. При бурении ачимовских отложений независимо от компоновки низа бурильной колонны (винтовой забойный двигатель или роторно-управляемая система) использовались алмазные режущие долота, образующие преимущественно мелкодисперсный шлам. Для анализа отбирали фракцию 0,3–1,0 мм, что позволяет минимизировать влияние глинистого раствора и исключить крупные обломки пород, потенциально связанные с обрушением стенок скважины. Интенсивных обвалов в изученных интервалах не наблюдалось; материал крупнее 3,0–5,0 мм составлял незначительную долю, что подтверждено визуальным контролем на виброситах.

Для исключения загрязнения проб остатками бурового раствора шлам подвергался обязательной отмывке. На первом этапе в зависимости от основы раствора (водная или углеводородная) материал промывали проточной водой либо дизельным топливом. Затем для удаления остаточных пленок образцы дополнительно очищали раствором ПАВ.

Следующим этапом являлась сушка очищенной пробы при температуре 105–110 °С до достижения постоянной массы. Тщательное удаление влаги было необходимо для снижения ее влияния на интенсивность аналитических сигналов и воспроизводимость результатов РФА. После высушивания пробы подвергали магнитной сепарации для удаления металлических техногенных частиц. Сепарацию проводили при минимальной интенсивности магнитного воздействия, достаточной для извлечения металлической стружки, с целью минимизации потерь слабомагнитных природных минералов. Состав удаленной магнитной фракции контролировали микроскопически. Затем пробы фотографировали под микроскопом с масштабной линейкой для визуального контроля качества пробоподготовки и оценки морфологии шлама. После фотографирования шлам измельчали в лабораторной мельнице (или вручную в агатовой ступке) до состояния однородного порошка и прессовали на гидравлическом прессе в таблетку. Измерения выполняли на том же спектрометре, который использовался для анализа керна.

Организация работ предусматривала параллельное выполнение технологических операций. В каждой смене участвовали три специалиста, ответственные за отбор шлама, пробоподготовку и РФА-измерения, что минимизировало

Элемент	Диапазон содержаний в пробах «min – max» (%)	Медианное значение «±» (%)	Значение погрешности определения «±» (%)
Mg	0–1,175	0,077	±0,200
Al	3,091–8,865	6,930	±0,040
Si	9,948–32,438	27,090	±0,031
P	0,18–0,40	0,210	±0,006
S	0,261–3,781	1,030	±0,005
Cl	0–0,498	0,220	±0,002
K	0,726–4,287	2,790	±0,004
Ca	1,077–40,327	3,580	±0,003
Ti	0,099–0,75	0,380	±0,002
Mn	0,027–0,736	0,130	±0,005
Fe	3,032–17,796	6,900	±0,017
Ni	0,003–0,021	0,008	±0,001
Cu	0,002–0,120	0,009	±0,001
Zn	0,006–0,035	0,015	±0,001
Rb	0,004–0,041	0,019	±0,001
Sr	0,059–0,390	0,096	±0,001
Zr	0,006–0,030	0,036	±0,001
Nb	0–0,007	0,004	±0,001
Ba	0,221–5,814	0,706	±0,005
Th	0,002–0,044	0,003	±0,001
U	0–0,003	0,0015	±0,001

Табл. 1. Диапазоны содержаний ключевых элементов в отложениях ачимовской толщи и инструментальная погрешность определения по всей выборке образцов

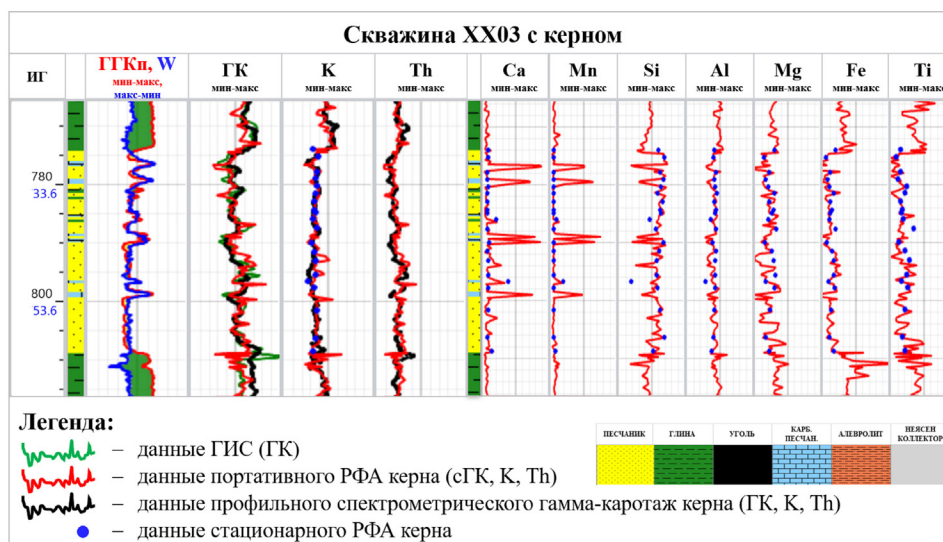


Рис. 1. Пример сопоставления элементного состава, определенного на керне посредством портативного и стационарного РФА-спектрометров, профильных исследований керна с помощью спектрального гамма-каротажа и данных ГК, полученных в процессе ГИС

время от получения материала до результата. Общая продолжительность цикла (от пробоподготовки до РФА) составляла 15–20 мин. С учетом среднего времени транспортировки шлама от забоя до устья (около 40 мин) и пробоподготовки суммарная задержка аналитической информации составляла 55–60 мин. При скорости бурения 10–15 м/ч это соответствует запаздыванию данных по глубине на 9–15 м, что меньше длины одной буровой свечи (28 м).

Отбор материала осуществляли на пилотных и горизонтальных скважинах. Анализ показал, что шаг опробования 2 м достаточен для характеристики нецелевых интервалов, тогда как в целевых пластах для повышения пространственного разрешения его уменьшали до 0,5–1,0 м. Такая плотность отбора обеспечивала получение геохимической информации, необходимой для оперативной интерпретации разреза и принятия решений при геонавигационном сопровождении бурения.

Привязка проб по глубине данных РФА

Точная привязка по глубине – ключевой этап геолого-технологического сопровождения, определяющий достоверность решений при геонавигации. В отличие от керна, характеризующегося фиксированными глубинами отбора, привязка шлама к глубине технологически сложна. На первом этапе станция ГТИ рассчитывает время выноса шлама на поверхность (в среднем 40 мин по производительности насосов и объему скважины). Полученная задержка пересчитывается в глубину по текущей механической скорости. Однако из-за неравномерного кавернообразования и пульсаций потока жидкости такой пересчет времени в глубину имеет высокую неопределенность, а погрешность первичной привязки шлама по стволу разреза может достигать ± 10 –30 м.

Для детальной увязки шлама по глубине использован расчет синтетического гамма-каротажа (сГК) по уравнению Эллиса (Ellis, 1987). Как было отмечено ранее, в исследуемом разрезе ачимовских отложений уран не был зарегистрирован. Ввиду указанных причин уран не учитывался при моделировании сГК. Поэтому для расчета сГК

по множественной линейной регрессии использовались только торий (Th, ppm) и калий (K, %):

$$\text{сГК} = A \cdot K + B \cdot \text{Th},$$

где A и B – локальные калибровочные коэффициенты для перевода единиц измерения элементов. Расчетные значения сГК выражаются в условных единицах (у.е.), нормировка шкал выполняется для сопоставления с данными отечественной и зарубежной геофизической аппаратуры. В связи с защитой интеллектуальной собственности числовые значения коэффициентов не приводятся.

Качество расчета контролировалось путем сопоставления сГК с данными спектрального ГК керна и кабельного ГК (рис. 2). Их конфигурация практически идентична, расхождение абсолютных значений, вызванных разной чувствительностью аппаратуры, устранено путем нормализации шкал сГК. Коэффициент взаимной корреляции (R) между расчетными и замеренными величинами составил 0,87 ($n = 966$), что подтверждает достоверность расчета сГК по данным РФА и обоснованность подхода для оперативной привязки шлама. Фактическая погрешность глубинной привязки, оцененная по контрольным реперам (плотные пропластки и глинистые пачки), не превышает $\pm 0,5$ –1,5 м.

Разработка методики оперативной интерпретации данных РФА шлама, учитывающей геохимические особенности ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

Методической основой работы стала адаптация классических литохимических подходов Я.Э. Юдовича и М.П. Кетрис, а также результатов отечественных исследований геохимии мезозойских отложений Западной Сибири к оперативным задачам геонавигации в разрезе ачимовской толщи Уренгойского НГКМ. Разработанная методика оперативной интерпретации данных РФА шлама позволяет непосредственно в процессе бурения проводить геохимическую типизацию глин разного генезиса для оптимизации проводки скважин при использовании полного комплекса КВБ. При комплексировании РФА шлама

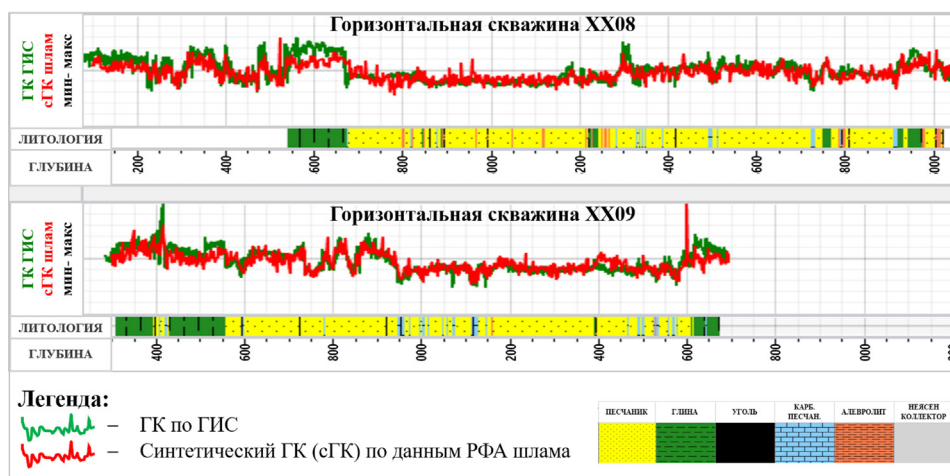


Рис. 2. Пример привязки шлама по глубине (сопоставление расчетных сГК и зарегистрированных ГК по ГИС)

с минимальным комплексом ГИС методика обеспечивает возможность расчленения разреза на различные литотипы и выделения разных типов глин, что сложно сделать в условиях высокой изменчивости ачимовской толщи только по данным ГК. В обоих сценариях бурения применение данного подхода направлено на увеличение эффективной проходки горизонтального ствола. Разработка методики осуществлялась в три этапа:

1. разделение коллекторов и неколлекторов (глинистых и плотных карбонатизированных разностей) по элементному составу;
2. типизация глин (кровельных, подошвенных и внутрипластовых) по элементному составу;
3. апробация методики интерпретации данных РФА шлама для увеличения эффективной проходки в условиях бурения горизонтальных скважин с минимальным комплексом КВБ.

Результаты

Геохимические критерии дифференциации коллекторов и неколлекторов

На основе сопоставления результатов, полученных портативным РФА-спектрометром на керне пяти скважин, данных ГИС, литологического описания керна, а также стандартных лабораторных определений и данных РСА установлены и обоснованы элементы-индикаторы, характерные для различных петрофизических типов пород. Наиболее информативными для оперативного расчленения разреза оказались вариации содержаний Si, Al, Fe, Ni, Zn, K, Ti, P, Th, Ca, Mn и Sr. Ниже рассмотрены геохимические особенности каждого выделенного типа пород в увязке с их минералогическим составом, а также представлена сводная таблица геохимических индикаторов (табл. 2).

Коллекторы с нормальной радиоактивностью характеризуются пониженным содержанием Al, Zn, Ni, Fe и других металлов, а также повышенным содержанием Si (рис. 3, цифра 1). Одновременно снижение концентраций металлов связано, предположительно, в основном с пониженным содержанием глинистого цемента (Юдович, Кетрис, 2011), а повышенное содержание Si отражает кварц-полевошпатовый состав пород ачимовской толщи, в котором кремний входит в состав как полевых шпатов, так и кварца (Panchenko et al., 2021).

Глинистые неколлекторы характеризуются повышенными содержаниями Al, Zn, Ni, Fe и других металлов, а также пониженным содержанием Si (рис. 3, цифра 2). Синхронное увеличение концентраций Al, Fe, Ni и Zn связано предположительно с повышенным содержанием глинистого материала, а снижение Si отражает дефицит каркасных силикатов в глинистых разделах ачимовской толщи, где основные породообразующие компоненты уступают место слоистым алюмосиликатам.

Коллекторы с повышенной радиоактивностью схожи по элементному составу с коллекторами с нормальной радиоактивностью. Главное их отличие – повышенные значения естественной радиоактивности (ГК). Интерпретация радиоактивных интервалов основывалась на совокупности данных ГК и элементного состава шлама, прежде всего Zr, P, Ti, Th и K (рис. 3, цифра 3).

При сопоставлении элементного состава было отмечено, что повышение содержаний P, Zr и Ti тесно коррелирует с ростом концентраций K и Th. Согласно результатам минералогических исследований и литературным данным, повышенные содержания Th могут быть связаны с присутствием монацита, циркона и других акцессорных минералов-концентраторов Th. Повышенные содержания P, вероятно, обусловлены присутствием апатита и монацита (Каулина и др., 2019), тогда как увеличение Ti может быть связано с присутствием сфена, рутила, ильменита и продуктов его преобразования – лейкоксена (Юдович, Кетрис, 2011; Svendsen, Hartley, 2002). В свою очередь, повышенные концентрации K отражают присутствие в разрезе прослоев с высоким содержанием калиевых полевых шпатов (до 20–25 % от объема породы по данным керна).

Радиоактивные песчаники мощностью 2–4 м (локально до 10 м по керну) вскрыты как в пилотном, так и в горизонтальных стволах. Закономерной приуроченности к определенному стратиграфическому положению не установлено, что, вероятно, связано с непрерывным и многократным отложением прослоев тяжелых минералов на разных этапах формирования толщи.

Геохимическая аномалия в интервале палео-ВНК (гипотеза) выявлена в скважине XX08 (рис. 3, цифра 6) и характеризуется экстремальным повышением концентраций Mg, Fe, S, Zn, Ni и Ti на фоне минимальных значений Ca, Mn, Al, K, Si. Распределение этих элементов может

Выделяемый интервал	Ключевые химические элементы	Вероятные причины изменений элементного состава	Рекомендации по сопровождению бурения
Коллектор с нормальной радиоактивностью	↓ Al, Zn, Ni, Fe и др. металлы ↑ Si	Снижение объема глинистого материала: низкие содержания Al, Zn, Ni, Fe	Штатная ситуация: целевой интервал, нет необходимости корректировки траектории скважины
Коллектор с повышенной радиоактивностью	↑ Zr, Th, P, Ti, K ↓ Al, Zn, Ni, Fe и др. металлы ↑ Si	Накопление тяжелых минералов–носителей радиоактивных элементов	
Неколлектор (глинистые прослои)	↑ Al, Zn, Ni, Fe и др. металлы ↓ Si	Увеличение объема глинистого материала: высокие содержания Zn, Ni, Fe	Штатная ситуация: резких изменений траектории не требуется
Палео-ВНК (гипотеза)	↑ Mg, Fe, S, Zn, Ni ↑ Ti ↓ Ca, Mn, Al, K, Si	Анаэробная биodeградация нефти на контакте с водой	
Плотные карбонатизированные интервалы	↑ Ca, Mn, Sr	Вторичные преобразования	
Техногенное загрязнение буровым раствором	↑ Ca, Sr	Техногенный фактор: фиксация компонентов бурового раствора	

Табл. 2. Геохимические индикаторы РФА для выделения коллекторов с нормальной и повышенной радиоактивностью и неколлекторов (глинистых и плотных карбонатизированных разностей), возможных зон палео-ВНК и техногенного карбонатного загрязнения

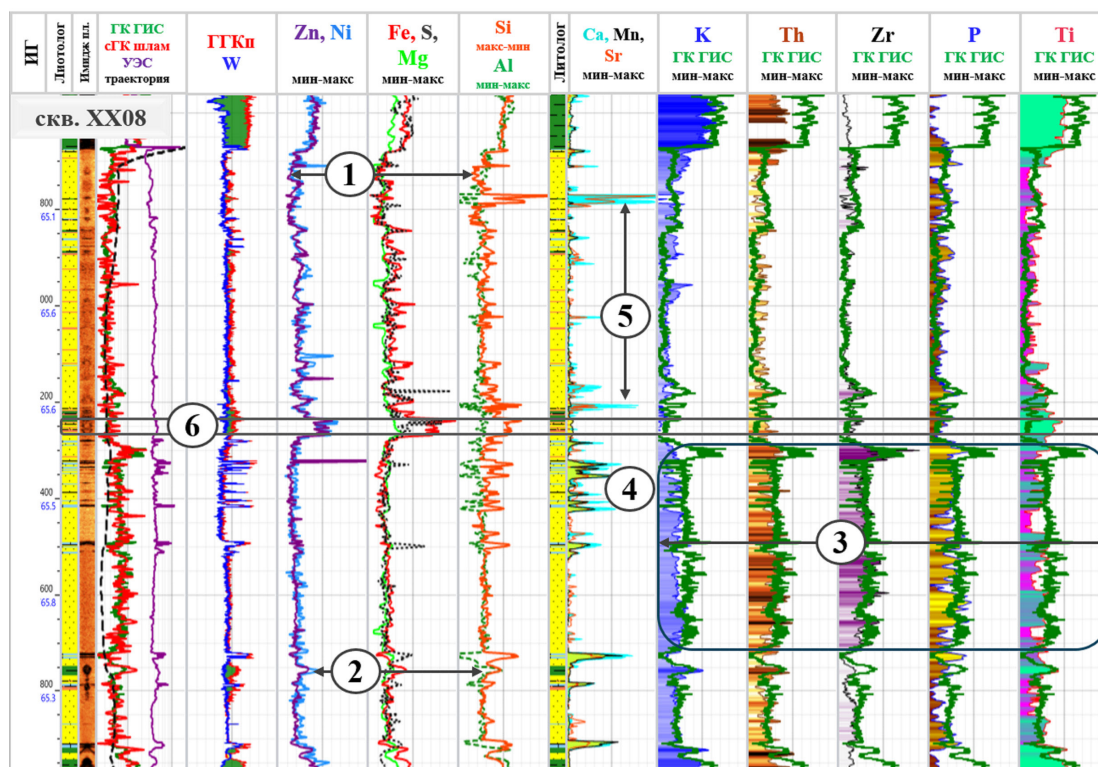


Рис. 3. Пример выделения литотипов по данным РФА шлама в процессе бурения горизонтальной скважины с полным комплексом КВБ. Цифрами обозначены: 1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – коллектор с повышенной радиоактивностью; 4 – плотные карбонатизированные интервалы; 5 – техногенные карбонаты; 6 – вероятно, палео-ВНК

указывать на существование единой локальной геохимической аномалии, приуроченной к узкой физико-химической границе раздела. Мощность пропластка составляет около 10 см по вертикали, что соответствует интервалу проходки 40 м по горизонтальному стволу скважины. По данным ГИС этот интервал характеризуется повышением плотности и водородосодержания с формированием кроссовера, типичного для глин, а также ростом сопротивления при низких значениях ГК. Визуальное исследование шлама при этом указывает на песчаник с темными вкраплениями.

Установленная аномалия может отражать наличие сложного сульфидно-карбонатного комплекса в сочетании с остаточными битумами, обуславливающими специфическую текстуру песчаника (Мухаметшин, Галеев, 2014). Предполагается, что на границе палео-ВНК в результате бактериальной сульфатредукции произошло изменение pH среды, что повлекло частичное растворение кварца (снижение содержания Si) и высвобождение из нефти Ni и Zn (Сахибгареев, 1989). Поступающие из пластовых вод Fe и Mg совместно с биогенным сероводородом

могли участвовать в формировании микросульфидов – пирита (FeS_2) и сфалерита (ZnS) (Rožanova et al., 2001). Одновременно в поровом пространстве могло происходить осаждение остаточных битумов и Ti (вероятно, в виде аутигенного рутила). Выявленная аномалия, возможно, указывает на расформирование первоначальной нефтяной залежи под воздействием вторичной миграции газа и согласуется с представлениями о стадийности формирования залежей в Западной Сибири (Сахибгареев, 1989; Скоробогатов и др., 2003).

Плотные карбонатизированные интервалы (неколлекторы) природного происхождения характеризуются одновременным повышением содержаний Ca, Mn и Sr (рис. 3, цифра 4). Совместное увеличение концентраций этих элементов устойчиво фиксируется в интервалах развития плотных пород по данным ГИС. Одновременное накопление Ca–Mn–Sr может указывать на постседиментационные преобразования пород под воздействием гидротермальных растворов. Процесс, вероятно, был обусловлен вторичным минералообразованием, при котором ионы марганца (Mn^{2+}) и стронция (Sr^{2+}) изоморфно включались в кристаллическую решетку кальцита при осаждении карбонатного цемента. Предположительно, путями миграции таких флюидов служили первично высокопроницаемые песчаники. В дальнейшем фильтрация глубинных растворов (Cui et al., 2025), обогащенных Ca, Mn и Sr, привела к интенсивной цементации, что превратило наиболее проводящие зоны коллектора в плотные непроницаемые разности. Следовательно, геохимическая ассоциация Ca–Mn–Sr может служить признаком интенсивной карбонатизации в интервалах изначально наилучших коллекторов.

Техногенное карбонатное загрязнение бурового шлама идентифицировано по аномальному накоплению микрокальцита (мраморной крошки) из бурового раствора. В отличие от природных карбонатизированных пород, эти интервалы характеризуются совместным повышением Ca и Sr при фоновых содержаниях Mn (рис. 3, цифра 5). Техногенная природа аномалий подтверждена данными КВБ, фиксирующими отсутствие плотных прослоев. Дифференциация природной карбонатизации (ассоциация Ca–Mn–Sr) и техногенного загрязнения шлама мраморной крошкой (ассоциация Ca–Sr) обоснована фактическим составом кольматанта. Для этого были изучены концентрации Ca, Mn и Sr в обоих типах карбонатного материала, а также в шламе, загрязненном буровым раствором (табл. 3).

Как следует из табл. 3, элементный состав сухого порошка (компонента бурового раствора) обусловлен его генезисом: мраморный утяжелитель помимо Ca обогащен Sr, так как данный элемент изоморфно накапливался в раковинах древних морских организмов, из которых в ходе последующего метаморфизма сформировался мрамор.

Низкое содержание Mn в карбонатном кольматанте бурового раствора обусловлено следующими факторами.

- Седиментологический: исходный карбонатный материал формировался в насыщенной кислородом морской среде. Морские организмы формировали раковины из CaCO_3 , захватывая в Sr^{2+} , но не Mn^{4+} , который в окислительной обстановке осаждался в виде нерастворимых оксидов.

- Технологический: во избежание ухудшения реологических свойств раствора для бурения отбираются чистые разновидности мраморной крошки. Анализ исходного сухого порошка подтверждает высокую степень очистки: базовое содержание Mn составляет 0,005% (лишь изредка достигая 0,036% за счет единичных природных флуктуаций).

Снижение концентрации Ca с 41% в исходном порошке до 25% в загрязненном шламе обусловлено его разбавлением компонентами пород. Напротив, содержание стронция возрастает с 0,421 % до 0,77 %. Противоположный тренд указывает на привнос Sr из дополнительного источника – либо из баритового концентрата раствора (в виде изоморфной примеси) либо из сопутствующего карбонатного цемента вмещающей толщи. Незначительное повышение концентрации Mn до 0,05 % в загрязненном шламе также обусловлено примесью вмещающих пород. Магнитная сепарация фракции 0,3–1,0 мм исключает влияние износа инструмента, поэтому прирост марганца связан с микрошламом. Его ультрадисперсная составляющая (глинисто-карбонатный матрикс) проходит сквозь вибросита, концентрируется в растворе и сорбируется на поверхности крупных частиц шлама.

Характерно, что в природных карбонатизированных плотных прослоях фиксируется устойчивая ассоциация Ca–Mn–Sr со средним содержанием Mn на уровне 0,64%, что на порядок выше фоновых значений в растворе. Таким образом, пограничные концентрации Mn (0,05%) в шламе носят смешанный природно-технологический характер, обусловленный процессом бурения. Это позволяет дифференцировать природную карбонатизацию от техногенного загрязнения (при содержании Mn в диапазоне 0,005–0,05%).

Типизация глин (кровельных, подошвенных и внутрипластовых) по элементному составу

На основе многолетних исследований минералогического состава кернового материала из 26 скважин ачимовских отложений Уренгойского НГКМ установлены различия в составе глин разного генезиса. Внутрипластовые глины по данным PCA характеризуются преимущественно хлоритовым составом, тогда как перекрывающие и подстилающие – гидрослюдисто-хлоритовым (табл. 4).

Источник карбонатного вещества	Средние значения концентраций элементов, %		
	Ca	Mn	Sr
Компонент бурового раствора (сухой порошок/мраморная крошка)	41,461	0,005 (max-0,036)	0,421
Загрязненный буровым раствором шлам	25,74	0,05	0,77
карбонатизированные плотные интервалы (цемент)	13,945	0,640	0,163

Табл. 3. Средние содержания концентрация Ca–Mn–Sr в буровом шламе и карбонатизированных плотных пропластках

В пяти скважинах выполнен литохимический анализ керна с применением портативного РФА-спектрометра. Это позволило выявить изменения концентраций и соотношений индикаторных элементов, характерные для различных минералогических типов глин. Ниже рассмотрены геохимические особенности каждого типа глин в связи с их минералогическим составом и условиями осадконакопления, а также представлена сводная таблица разработанных геохимических индикаторов РФА для расчленения кровельных, подошвенных и внутрипластовых глин (табл. 5).

Кровельные и подстилающие глины (флюидоупоры) по данным PCA керна имеют гидрослюдисто-хлоритовый состав с подчиненным количеством смешанно-слоистых образований (ССО) и каолинита. Это отражается в элементном составе: в значительном росте концентраций Rb, Zn, K, Fe, Mg, увеличении отношения Ti/Zr на фоне снижения Si/Al. В ряде скважин выявлены различия в содержании серы S в кровельной и подошвенной глинах (рис. 4).

В геохимии Rb тесно связан с K из-за одинакового заряда (1+) и близких ионных радиусов, благодаря чему он изоморфно замещает калий и фиксируется в кристаллической

решетке иллита (Юдович, Кетрис, 2011). При этом K и Rb не способны входить в структуру хлорита и каолинита, а в ССО могут фиксироваться лишь частично (Дриц, Коссовская, 1991). Следовательно, их ассоциация указывает на преобладание иллитовой (гидрослюдистой) фазы в кровельных и подошвенных глинах, что согласуется с данными PCA керна. Увеличение содержаний Fe и Mg не является ключевым для литогеохимического расчленения глинистых пачек разного генезиса, тем не менее фиксация их в глинах-флюидоупорах была необходима для верификации метода РФА. Одновременное увеличение содержаний этих элементов отражает присутствие в рассматриваемых глинах хлорита, предположительно, магнезиально-железистого состава, что находит подтверждение в данных рентгеноструктурного анализа.

Повышение концентраций Zn в трансгрессивных глинах может быть связано со следующими факторами.

1. Сорбция в процессе осадконакопления: отрицательно заряженная поверхность глинистых минералов при длительном контакте с придонной водой сорбировала цинк – преимущественно на смектите (включая монтмориллонит) и хлорите (Schlegel et al., 2001; Ладонин, 2003).

Тип глин	Хлорит, %	Гидрослюда, %	Каолинит, %	ССО, %
Кровельные и подошвенные	40	45	1	14
Внутрипластовые	76	12	6	4

Табл. 4. Средний минеральный состав глинистой фракции ачимовских отложений Уренгойского НГКМ (по данным PCA)

Выделяемый интервал	Ключевые химические элементы	Вероятные причины изменений элементного состава	Рекомендации по сопровождению бурения
Кровельные и подошвенные глины	↑ K, Rb значительное превышение фона	• преимущественно гидрослюдистый состав	Критическая ситуация: выход из целевого интервала Требуется корректировка траектории: при повторе индикаторов в 5-10 пробах подряд (проходка ≥ 5 м) Направление корректировки определять по локальным особенностям S в кровле и подошве
	↑ Ti/Zr значительное превышение фона	• удаленность от берега; • низкое содержание тяжелых минералов; • Ti в составе глин.	
	↓ Si/Al значительное падение относительно фона	• увеличением доли глинистых минералов; • Al в составе глин.	
	↑ Zn, ↑ S значительное превышение фона	• восстановительные условия; • Zn в виде сульфидов;	
	↑ Zn значительное превышение фона ↓ S значительное падение относительно фона	• среда насыщена кислородом; • длительная сорбция Zn гидрослюдой	
Внутрипластовые глины	↑ K умеренное превышение фона	• снижение доли гидрослюды.	Штатная ситуация: глинистая перемычка внутри пласта Резких изменений траектории не требуется
	↑ Rb, Zn умеренное превышение фона	• высокая скорость седиментации, сорбция ограничена.	
	↑ Ti/Zr умеренное превышение фона	• приближение источника сноса	
	↓ Si/Al умеренное снижение относительно фона	• приближение источника сноса	
	↑ Zn, умеренное превышение фона ↓ S значительное падение относительно фона	• среда насыщена кислородом; • высокая скорость седиментации, сорбция ограничена.	

Табл. 5. Геохимические индикаторы РФА для расчленения кровельных, подошвенных и внутрипластовых глин

2. Постседиментационные процессы: по мере дигенетических и катагенетических преобразований происходила трансформация глинистого вещества с формированием вторичных минералов (Япаскурт, 2008). Сорбционная способность глин зависела от их минерального состава: ССО и хлорит сорбировали Zn интенсивнее, чем гидрослюда и каолинит с жесткой ненабухающей структурой (Дриц, Коссовская, 1991).

3. Восстановительные условия (сероводородное заражение): морские трансгрессии в глубоководных зонах могли сопровождаться дефицитом кислорода. В такой аконсидной обстановке сульфатредуцирующие бактерии выделяли сероводород (H_2S), связывавший Zn в сульфиды – сфалерит (ZnS) и изоморфную примесь в аутигенном пирите. Пики Zn и S служат индикаторами аноксии бассейна и могут использоваться в качестве реперов для уточнения корреляции клиноформных отложений ачимовской толщи (Деркачев и др., 2007).

Рост соотношения Ti/Zr в кровельных и подошвенных глинах отражает увеличение удаленности от источника сноса, что обусловлено разной гидравлической крупностью минералов-носителей (Юдович, Кетрис, 2011). Тяжелый и прочный циркон ($ZrSiO_4$) с крупными кристаллами накапливается в прибрежной (проксимальной) зоне. При трансгрессиях он осаждался, не доходя до удаленных зон седиментации, из-за чего его концентрация в дистальном осадке резко снижалась (Panchenko et al., 2021). В отличие от циркония, титан может присутствовать как в составе тяжелых минералов, так и в форме изоморфных примесей в тонкодисперсной пелитовой фракции. В результате этого содержание Ti в кровельных и подошвенных глинах увеличивалось относительно Zr, что вело к росту соотношения Ti/Zr (Юдович, Кетрис, 2011).

Уменьшение соотношения Si/Al обусловлено увеличением доли высокоглиноземистых глинистых минералов и соответствующим ростом концентрации алюминия на фоне снижения содержания мелкообломочного кварца (Юдович, Кетрис, 2011; Маслов, 2005).

Выявлено, что содержание серы (S) в кровельных и подошвенных глинах может резко различаться: например,

кровельные глины характеризуются интенсивным накоплением S (рис. 4, цифра 1), а подошвенные – снижением ее концентрации (рис. 4, цифра 2). В таком случае содержание серы становится ключевым маркером для литогеохимического расчленения кровельных и подошвенных глин. При этом концентрация S латерально изменчива по площади пласта: в разных скважинах кровельные глины могут демонстрировать как высокие, так и низкие значения. Это обусловлено площадными вариациями окислительно-восстановительного потенциала среды и содержания органического вещества, контролировавших интенсивность сульфатредукции (Юдович, Кетрис, 2011). Поэтому при вскрытии как кровли, так и подошвы пласта рекомендуется фиксировать особенности распределения S по данным РФА шлама для накопления статистики и последующего использования локальных геохимических характеристик при геонавигации.

Генетическая природа установленных литохимических аномалий напрямую связана с палеогеографическими условиями осадконакопления ачимовской толщи. Так, кровельные и подошвенные глины (рис. 4, цифры 1 и 3) формировались в периоды максимальных морских трансгрессий (Конторович и др., 2014), когда береговая линия удалялась, а терригенный снос с суши был минимальным. В глубоководные части бассейна поступал только тонкодисперсный материал, что привело к накоплению глин, обогащенных гидрослюдами (иллитом).

Внутрипластовые глины отличаются от кровельных пачек умеренным ростом концентраций Rb, Zn, K, Fe, Mg и отношения Ti/Zr на фоне снижения Si/Al. Снижение содержания K обусловлено изменением минерального состава – переходом к преимущественно хлоритовому составу, в кристаллической структуре которого этот элемент отсутствует. Одновременное повышение на этом фоне Fe и Mg с высокой степенью вероятности указывает на доминирование этой минеральной фазы, что согласуется с данными РСА керна, зафиксировавшими хлорит-гидрослюдистую ассоциацию с подчиненным количеством смешаннослойных образований и каолинита.

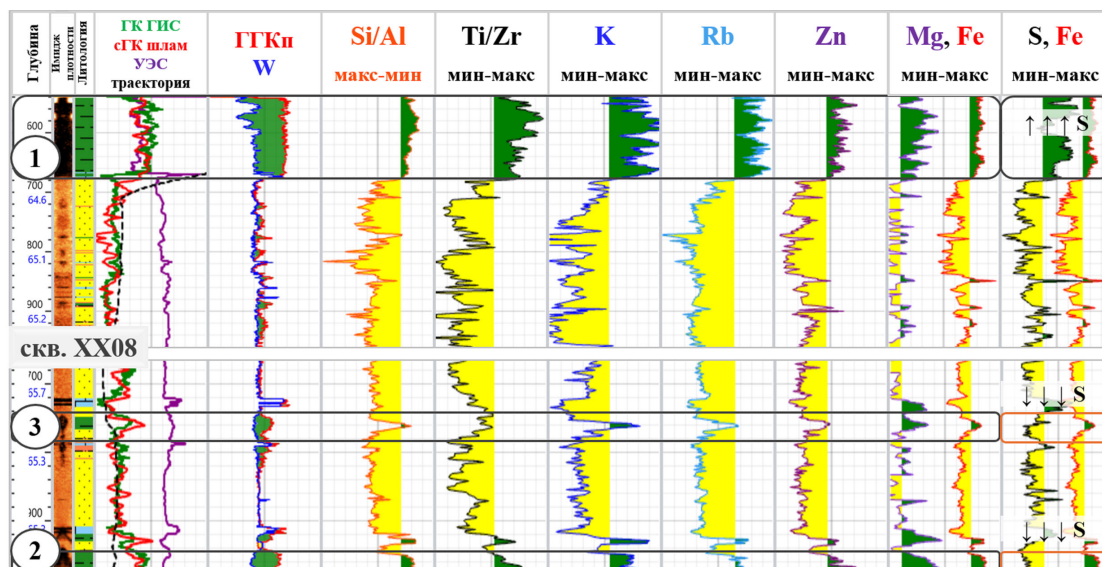


Рис. 4. Пример выделения разных типов глин по данным РФА шлам в скв. XX08. Цифрами на рисунке обозначены: 1 – кровельная глина с высоким содержанием серы; 2 – подошвенная глина с низким содержанием серы; 3 – внутрипластовая глина

Из-за относительно высокой скорости седиментации и постоянного привноса обломочного материала пелитовая фракция не успевала сорбировать микроэлементы из морской воды, что обусловило лишь незначительный рост концентраций Rb и Zn. Привнос терригенного материала также обеспечил менее контрастное изменение Ti/Zr и Si/Al относительно песчаных коллекторов. Содержание серы (S) во внутрипластовых глинах характеризуется стабильно низкими значениями, что в сочетании с остальными индикаторами позволяет выделять их в качестве внутрипластовых перемычек.

Особенности элементного состава этих глин обусловлены кратковременными флуктуациями уровня моря, что предопределило их отличие от флюидоупоров кровли и подошвы (рис. 4, цифра 3).

Корреляция внутри глинистых перемычек (флюидоупоров). Кровельные и подошвенные глины (рис. 5, цифра 1) могут включать прослои с резко отличающимся элементным составом (рис. 5, цифра 3). При этом по данным ГИС они характеризуются схожими показаниями плотностного и нейтронного каротажа при минимальных различиях ГК, из-за чего интерпретируются как единая глинистая пачка.

Элементный состав глинистого интервала, отмеченного на рис. 5 (цифра 1), соответствует характеристикам кровельных и подошвенных глин, подробно описанным в предыдущем подразделе. Элементный состав интервала, представленного на рис. 5 (цифра 3), имеет существенные отличия: отношение Si/Al занимает промежуточное положение между вмещающими глинами (кровельными, подошвенными) и песчаными коллекторами. Рост Si/Al на фоне падения концентраций K с высокой степенью вероятности указывает на сокращение доли алюмосиликатов (что может быть обусловлено как уменьшением содержания калиевых полевых шпатов, так и сменой минерального состава глин – снижением доли гидрослюда). Сопутствующее увеличение содержания кварца в совокупности характерно для увеличения доли алевролита (Юдович, Кетрис, 2011). Снижение содержаний Rb, Zn и отношения Ti/Zr также подтверждает уменьшение доли глинистой составляющей при переходе к алевролиту (Юдович, Кетрис, 2011). По данным РФА шлама, аутигенные процессы в этом интервале предположительно представлены карбонатизацией (небольшой рост Ca, Sr,

Mn), пиритизацией (увеличение Fe и S) и сидеритизацией (увеличение Fe и Ca) пород (Сахибгареев, 1989; Юдович, Кетрис, 2011). Из-за высокого сечения захвата тепловых нейтронов Fe в составе этих тяжелых минералов возникает ложное завышение водородосодержания и плотности. Это ведет к ошибочной интерпретации интервала как глин по ГИС, хотя геохимически разность классифицируется как карбонатизированный алевролит.

Применение принципов хемотратиграфии, базирующейся на фундаментальных геохимических подходах (Юдович, Кетрис, 2011), позволило выявить скрытые литогеохимические маркеры внутри монотонных глинистых флюидоупоров разреза.

Апробация методики интерпретации данных РФА шлама в условиях бурения горизонтальных скважин с ограниченным комплексом КВБ

Апробация методики интерпретации данных РФА шлама и практическая значимость применения технологии при бурении с минимальным комплексом ГИС подтверждены в процессе геонавигации скважины XX02, горизонтальный ствол которой был охарактеризован только методом гамма-каротажа. При проводке горизонтального участка скважины с использованием винтового забойного двигателя (ВЗД) был зафиксирован вход в интервал с аномально высокими показаниями ГК (рис. 6, цифра 2), однако установленные ранее геохимические закономерности позволили оперативно обосновать продолжение бурения в данном интервале: низкие содержания элементов глинистости (Zn, Fe, Ni) являлись индикаторами нахождения горизонтального ствола в коллекторе; повышение показаний ГК контролировалось преимущественно ростом концентрации тория (Th), а также увеличением доли акцессорных минералов – носителей Zr, Р и Ti.

В процессе дальнейшей проводки из-за невозможности контроля траектории с ВЗД компоновка низа буровой колонны (КНБК) была заменена на роторно-управляемую систему (РУС), что также позволило записать полный комплекс КВБ (рис. 6, цифра 3). Данные КВБ подтвердили, что пройденный ранее радиоактивный интервал представлен коллектором. Таким образом, было еще раз подтверждено, что природа аномалии ГК связана не с повышенной глинизацией пород или входом в неколлектор, а с повышенной концентрацией тяжелых минералов

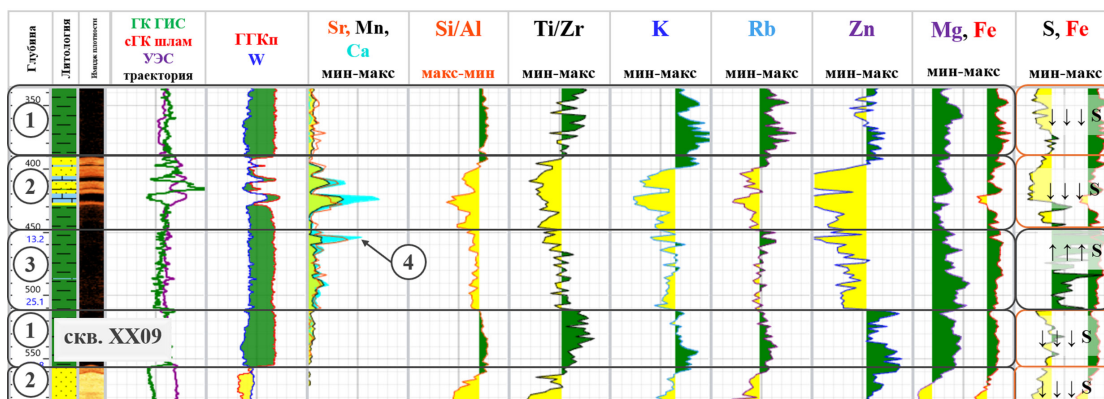


Рис. 5. Пример выделения глин разного состава в пределах глин-флюидоупоров. Цифрами обозначены: 1 – интервалы глин с характерным элементным составом кровельных и подошвенных глин; 2 – интервалы коллекторов; 3 – предположительно, плотный глинистый алевролит; 4 – техногенные карбонаты

– носителей радиоактивных элементов. Это подтверждает прикладную ценность интерпретации данных РФА шлама при сопровождении горизонтального бурения в условиях минимального комплекса ГИС.

После достижения глубины 5135 м по стволу скважины исследования РФА шлама по инициативе заказчика были остановлены, и дальнейшая геонавигация осуществлялась исключительно по данным полного комплекса КВБ. При бурении ниже указанной отметки отмечено резкое повышение показаний гамма-каротажа (ГК), превысившее значения в ранее встреченном интервале и достигшее уровня ГК кровельных глин (рис. 6, цифра 4). Согласно интерпретации данных полного комплекса КВБ, данный интервал идентифицируется как коллектор, что указывает на дальнейшее увеличение содержания тяжелой фракции с повышенной радиоактивностью в разрезе. Данный вывод полностью согласуется с обоснованной выше природой естественной радиоактивности отложений, установленной по данным РФА шлама.

Обсуждение результатов

Разделение коллекторов и неколлекторов

по элементному составу

Разработанный подход к экспресс-выделению петрофизических типов базируется на классических хемотратиграфических подходах (Юдович, Кетрис, 2011; Pearce et al., 1999; Ratcliffe et al., 2015). В отличие от классических моделей, ориентированных в основном на макрокомпоненты Si и Al, для ачимовских отложений Уренгойского НГКМ доказана диагностическая ценность расширенного комплекса элементов. Ключевую роль в дифференциации

разреза играют микроэлементы Zn, Ni, Fe, элементы акцессорной тяжелой фракции (Th, Zr, P, Ti, K) и индикаторы карбонатизации (Ca, Mn, Sr).

Важное научное значение имеет инверсия показаний ГК в радиоактивных песчаниках. При геонавигации с минимальным комплексом ГИС (только ГК) в терригенных разрезах Западной Сибири рост естественной радиоактивности стандартно интерпретируется как вход в глинистый неколлектор. РФА шлама позволяет оперативно определить природу аномалии: сопряженный рост концентраций Th, Zr, P и Ti при низких содержаниях Al, Zn, Ni, Fe указывает на локальное накопление тяжелой фракции акцессорных минералов (монацита, циркона, апатита) в высокодинамичных условиях седиментации коллекторов. Этот вывод согласуется с концепцией стратиграфии тяжелых минералов (Svendsen, Hartley, 2002).

Отдельную задачу представляет оперативное выявление плотных карбонатизированных прослоев от техногенного загрязнения шлама мраморной крошкой из бурового раствора. Критерием их дифференциации выступает поведение Mn. Синхронное накопление Ca–Mn–Sr со средним содержанием Mn около 0,64% маркирует природную аутигенную цементацию. Это не противоречит исследованиям (Cui et al., 2025) о постседиментационном преобразовании проницаемых песчаников под воздействием глубинных гидротермальных флюидов, где ионы Mn^{2+} и Sr^{2+} могут изоморфно замещать Ca^{2+} в структуре кальцита. Напротив, при техногенном загрязнении содержание Mn находится в пределах фона (0,005–0,05%), что обусловлено чистотой исходного сырья (белого мрамора) и технологическим контролем качества кольматанта.

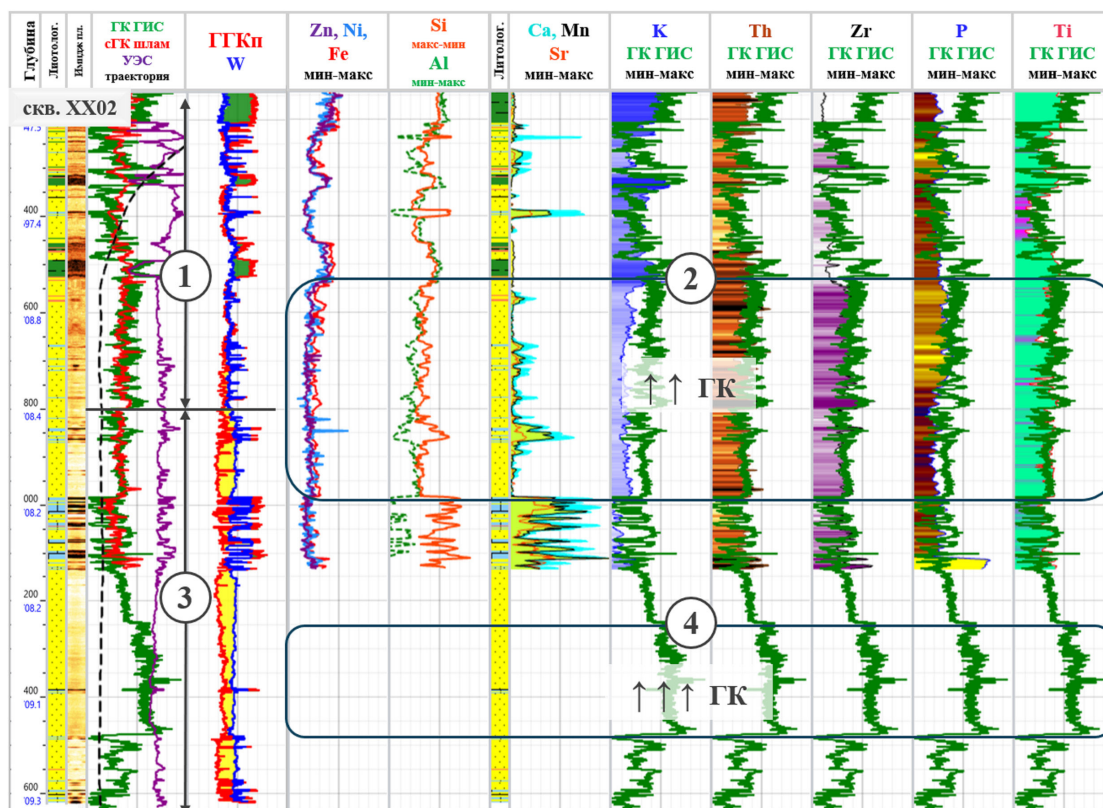


Рис. 6. Пример выделения литотипов по данным РФА шлама в процессе бурения горизонтальной скважины с ГК. Цифрами отмечены: 1 – интервал бурения с ВЗД и запись только ГК; 2 – интервал коллектора с повышенной радиоактивностью; 3 – интервал бурения с РУС и полным комплексом КВБ; 4 – интервал коллектора с радиоактивностью сопоставимой с кровельными глинами

Типизация глин (кровельных, подошвенных и внутрипластовых) по элементному составу

При геонавигации стандартный комплекс КВБ не различает генетически разные типы глин вследствие сходства их геофизических характеристик. Комплексование каротажа с экспресс-анализом РФА шлама обеспечивает их расчленение за счет выявленной связи между элементным и минеральным составом отложений.

Выраженный рост концентраций калия (K) и рубидия (Rb) в кровельных и подошвенных глинах объясняется кристаллохимическими особенностями слоистых силикатов. Согласно литохимическим исследованиям (Юдович, Кетрис, 2011; Дриц, Коссовская, 1991), ион Rb^+ , обладая близким к K^+ радиусом и аналогичным зарядом, изоморфно замещает его и фиксируется в межпакетных пространствах кристаллической решетки иллита. Хлорит и каолинит лишены этой связи. Ассоциация K–Rb служит признаком преобладания иллита (гидрослюды), что подтверждается данными РСА керн: доля гидрослюды в кровельных и подошвенных глинах достигает 45% против 12% во внутрипластовых разностях.

Природа установленных литохимических различий связана с палеогеографической динамикой бассейна седиментации. Кровельные и подошвенные пачки формировались в эпохи максимальных трансгрессий (Конторович и др., 2014), характеризующиеся удалением береговой линии, дефицитом терригенного сноса и доминированием пелитовой седиментации в дистальных зонах. В пользу этой модели свидетельствует рост параметра Ti/Zr на фоне падения Si/Al . Разнонаправленный тренд обусловлен тем, что крупные гидравлически стабильные кристаллы циркона ($ZrSiO_4$) осаждались в проксимальной зоне, не достигая удаленных участков бассейна, тогда как титан (Ti) доносился дальше в составе тонкодисперсного глинистого матрикса (Panchenko et al., 2021).

Накопление Zn и S в кровельных трансгрессивных глинах связано со спецификой режима застойных глубоководных зон. Из-за замедления седиментации пелитовая фракция долго контактировала с придонной водой, сорбируя растворенный Zn (Ладонин, 2003; Schlegel et al., 2001). В условиях анокии сульфатредукция фиксировала Zn) и Fe в форме аутигенных сульфидов – сфалерита (ZnS) и пирита (FeS_2) (Деркачев и др., 2007). Пространственная изменчивость концентраций S отражает неравномерность распределения окислительно-восстановительной обстановки в палеобассейне. Это не позволяет применять единые пороговые значения элемента и требует учета локальных геохимических трендов.

Изменение элементного состава внутрипластовых глин по сравнению с вмещающими коллекторами менее выражено, чем у глин флюидоупоров. Переход к преимущественно хлоритовому составу (до 76% по данным РСА керн) стирает калий-рубидиевую аномалию, а рост Fe и Mg отражает магнезиально-железистую специфику аутигенного хлорита. Умеренные значения отношений Ti/Zr , Si/Al и низкий фон серы доказывают, что данные перемишки формировались в условиях высокой скорости седиментации, активного привноса терригенного материала и аэрации бассейна.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности оперативной привязки

траектории ствола скважины к геологическому разрезу при бурении как с полным, так и с ограниченным комплексом КВБ. Идентификация типа глин на забое позволяет службе геонавигации оперативно корректировать траекторию скважины при входе в глинистый неколлектор, что снижает неэффективную проходку и риски зарезки боковых стволов.

Границы применимости технологии РФА шлама при геонавигации

Широкое внедрение метода в практику бурения горизонтальных скважин ограничено следующими факторами.

1. Геологические особенности объектов: выявленные связи между элементным составом, минералогией и литологией характеризуют особенности ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Перенос индикаторов на другие пласты и месторождения требует дополнительной калибровки.

2. Временные задержки: экспресс-анализ бурового шлама характеризуется неизбежными временными задержками получения результатов по сравнению с данными КВБ (выноса материала с забоя на поверхность составляет около 40 мин, его пробоподготовка и проведение измерений – 15–20 мин). Данное обстоятельство обязывает контролировать скорость бурения (не более 10–15 м/ч), что позволяет получать геохимическую информацию с минимальным отставанием по глубине от текущего забоя.

3. Качество пробоподготовки: достоверность данных зависит от очистки шлама от бурового раствора и металлической стружки (результата износа долота и КНБК).

4. Гомогенизация материала: фракционная неоднородность влияет на точность измерений. Компенсация этого эффекта требует истирания пробы до порошкообразного состояния и прессования, что повышает трудоемкость полевых работ.

Направления дальнейших исследований

Развитие предложенного подхода предполагает проведение исследований по следующим направлениям:

1. Расширение геохимической базы данных: сбор и анализ данных РФА по новым скважинам для верификации и оценки устойчивости геохимических индикаторов на других участках и месторождениях-аналогах;

2. Оценка возможности посадки эксплуатационной колонны (ЭК) по данным РФА шлама: выделение устойчивых глин между транзитным горизонтом со сниженным пластовым давлением и целевым пластом. Идентификация типа глины позволяет исключить посадку ЭК во внутрипластовые глины транзитного пласта, что уменьшит риски гидроразрывов, поглощений раствора и прихватов инструмента.

Заключение

В рамках проведенного исследования были адаптированы фундаментальные литохимические закономерности, разработанные в классических отечественных трудах (Юдович, Кетрис, 2000, 2011), а также подходы, представленные в зарубежных исследованиях, применительно к оперативным задачам геонавигации в разрезе ачимовской толщи Уренгойского НГКМ. Разработана,

обоснована и внедрена в практику методика оперативной интерпретации данных РФА шлама, учитывающая особенности элементного состава ачимовских отложений. Данный подход доказал свою эффективность при бурении как с полным, так и с минимальным комплексом каротажа во время бурения, обеспечив пространственное позиционирование ствола горизонтальных скважин, возможность оценки емкостных свойств пород (в условиях отсутствия полного комплекса КВБ) и минимизацию неэффективной проходки.

Несмотря на высокую эффективность метода, его повсеместное внедрение не всегда целесообразно. Даже для ачимовских отложений Уренгойского НГКМ применение технологии требуется далеко не во всех скважинах. Внедрение данного метода должно быть экономически и технологически обоснованным, что обуславливает необходимость выработки строгих критериев для выбора скважин-кандидатов. В их числе, например, скважины, бурящиеся в краевой присклоновой части ачимовского конуса выноса, траектории которых по сейсмическому прогнозу выходят в зону резкого сокращения эффективных толщин, скважины, бурящиеся в зонах с высокой неоднородностью толщин глинистых перемишек, а также скважины с ограниченным комплексом ГИС.

Каждый геологический объект уникален, что выражается, в частности, в специфическом, свойственном только ему элементном составе пород. Следовательно, подходы к интерпретации данных РФА и задачи, решаемые с помощью предложенной технологии на одном месторождении или пласте, могут не подходить для другого. Успех внедрения технологии определяется не только правильным выбором объекта исследования и критериев подбора скважин, но и качеством организации самого производственного процесса (высокой культуры отбора шлама и соблюдения регламента многоэтапной пробоподготовки).

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Держачев А.Н., Николаева Н.А., Можеровский А.В., Григорьева Т.Н., Иванова Е.Д., Плетнев С.П., Баринев Н.Н., Чубаров В.М. (2007). Минералогические и геохимические показатели условий аноксигенного осадконакопления в локальных впадинах Охотского моря в позднем плейстоцене – голоцене. *Тихоокеанская геология*, 26(3), с. 3–33.
- Дриц В.А., Коссовская А.Г. (1991). Глинистые минералы: слюды, хлориты. М.: Наука, 176 с.
- Каулина Т.В., Лялина Л.М., Ильченко В.Л. (2019). Последовательность образования REE-Th-U минералов в Лицевском урановорудном районе Кольского региона. *Вестник МГТУ*, 22(1), с. 12–22. <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2019-22-1-12-22>
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шуртыгин Б.Н. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776. <https://doi.org/10.15372/GiG20140504>
- Куликов П. Ю., Панченко И.В., Гарипов Р.А. (2023). Применение портативных XRF анализаторов (химический состав пород) для расчета минерально-компонентной модели черных сланцев.
- Ладонин Д.В. (2003). Влияние железистых и глинистых минералов на сорбцию меди, цинка, свинца и кадмия в узловом горизонте дерново-подзолистой почвы. *Почвоведение*, 36(10), с. 1065–1073.
- Маслов А.В. (2005). Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Екатеринбург: Изд-во УГТУ, 289 с.

- Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. (2014). Диагностика древних водо-нефтяных контактов инструментальными методами. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 28–33.
- Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 260 с.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. (2003). Геологическое строение и газонефтепродуктивность Ямала. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 352 с.
- Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Ян П.А. (2023). Особенности использования литогеохимических индикаторов с целью реконструкции палеоклимата и состава источников сноса в Западно-Сибирском позднелюрско-нижнемеловом осадочном бассейне. *Литология и полезные ископаемые*, 6, с. 588–599. <https://doi.org/10.31857/S0024497X2370026X>
- Юдович Я.Э., Кетрис М.П. (2000). Основы литохимии. Санкт-Петербург: Наука, 479 с.
- Юдович Я.Э., Кетрис М.П. (2011). Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). Сыктывкар: Геопринт, 742 с.
- Яласкурт О.В. (2008). Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. М.: ЭСЛАН, 356 с.
- Bhatia M.R. (1983). Plate tectonics and geochemical composition of sandstones. *The Journal of Geology*, 91(6), pp. 611–627. <https://doi.org/10.1086/628815>
- Cui H., Zhu S., Gao Y., Chen W. (2025). Hydrothermal activity near the Permian–Triassic transition in the south-western Ordos Basin, China: Evidence from carbonate cementation in Upper Permian sandstones. *Sedimentology*, 72(1), 227–257. <https://doi.org/10.1111/sed.13232>
- Eder V.G., Ryzhkova S.V., Kostyreva E.A. et al. (2020). Lithologic, geochemical and geophysical characteristics of the boundary strata of the Bazhenov and Kulomza horizons (Lower Cretaceous base) in the central regions of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 61(7), pp. 767–782. <https://doi.org/10.15372/RGG2019124>
- Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S., Zamirailova A.G. et al. (2022). Lithostratigraphy and sedimentation conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the central, southeastern, and northern regions of its occurrence. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 30(5), pp. 334–359. <https://doi.org/10.1134/S0869593822050021>
- Ellis D.V. (1987). Well Logging for Earth Scientists. New York: Elsevier, 532 p. ISBN 0-444-01180-3.
- Lemière B. (2018). A review of pXRF (field portable X-ray fluorescence) applications for applied geochemistry. *Journal of Geochemical Exploration*, 188, 350–363. <https://doi.org/10.1016/j.jexplo.2018.02.006>
- Panchenko I. V., Kulikov P. Yu., Garipov R. A. (2021). Practical application of chemostratigraphy and lithochemistry methods in the study of oil bearing black shale. *EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2021*, pp. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202151034>
- Pearce T. J., Besly B. M., Wray D. S., Wright D. K. (1999). Chemostratigraphy: A method to improve interwell correlation in barren sequences – a case study using onshore Duckmantian/Stephanian sequences (West Midlands, U.K.). *Sedimentary Geology*, 124(1–4), pp. 197–220. [https://doi.org/10.1016/S0037-0738\(98\)00128-6](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(98)00128-6)
- Potts P.J., West M. (Eds.) (2008). Portable X-ray Fluorescence Spectrometry: Capabilities for In Situ Analysis. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 291 p. <https://doi.org/10.1039/9781847558640>
- Pozzi A., Casal F. (2018). Advanced surface logging technology for unconventional plays: Well-site applications in tight reservoirs. *First Break*, 36(7), 57–66. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0106>
- Prundeanu I., Chelariu C., Contreras Perez D. (2021). Elemental geochemistry of the Upper Cretaceous reservoir and surrounding formations applied in geosteering of horizontal wells, Lebăda Field – Western Black Sea. *Oil, Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, 76, 1. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020083>
- Ratcliffe K.T., Wilson A., Payenberg T., Rittersbacher A., Hildred G.V., Flint S.S. (2015). Ground truthing chemostratigraphic correlations in fluvial systems. *AAPG Bulletin*, 99(1), 155–180. <https://doi.org/10.1306/06051413120>
- Roser B.P., Korsch R.J. (1988). Provenance signatures of sandstone-mudstone suites determined using discriminant function analysis of major-element data. *Chemical Geology*, 67(1–2), pp. 119–139. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90010-1](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90010-1)
- Rozanova E. P., Tourova T. P., Kolganova T. V., Lysenko A. M., Mityushina L. L., Yusupov S. K., Belyaev S. S. (2001). *Desulfacinum subterraneum* sp. nov., a new thermophilic sulfate-reducing bacterium isolated from a high-temperature oil field. *Microbiology*, 70(4), 466–471. <https://doi.org/10.1023/A:1010494413559>

Schlegel M.L., Manceau A., Charlet L., Chateigner D., Hazemann J.-L. (2001). Sorption of metal ions on clay minerals. III. Nucleation and epitaxial growth of Zn phyllosilicate on the edges of hectorite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65(22), pp. 4155–4170. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(01\)00700-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00700-1)

Svendsen J.B., Hartley N.R. (2002). Synthetic heavy mineral stratigraphy: Applications and limitations. *Marine and Petroleum Geology*, 19(4), 389–405. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(02\)00010-7](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00010-7)

West M., Ellis A.T., Kregsamer P., Potts P.J., Strelci C., Vanhoof C., Wobrauschek P. (2008). Atomic spectrometry update. X-ray fluorescence spectrometry. *Journal of Analytical Atomic Spectrometry*, 23, 1409–1437. <https://doi.org/10.1039/B813039F>

Сведения об авторах

Людмила Андреевна Успенская – кандидат геол.-минерал. наук, эксперт департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия
e-mail: lyudmila.uspenskaya@novatek.ru

Николай Александрович Шадчнев – начальник управления геологического мониторинга разработки месторождений департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

Владимир Константинович Виноградов – начальник отдела прогнозирования геологии месторождений управления геологического мониторинга разработки месторождений департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

Петр Валерьевич Быбин – главный технолог проекта отдела геонавигации управления геонавигации департамента геологии и разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Андрей Сергеевич Буткеев – заместитель генерального директора – главный геолог, АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

Алексей Геннадьевич Маникин – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель генерального директора по научно-исследовательской работе, ООО «Тюменьгеоспектр»; доцент кафедры общей геологии и полезных ископаемых геологического факультета, Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия
e-mail: a.manikin@tgeos.ru

Кирилл Владимирович Андрияхин – младший научный сотрудник, ООО «Тюменьгеоспектр»; ассистент кафедры общей геологии и полезных ископаемых геологического факультета, Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия
e-mail: k.andryuhin@tgeos.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2026;

Принята к публикации 31.08.2026;

Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov Formation (Part 1)

L.A. Uspenskaya^{1*}, N.A. Schadchnev¹, V.K. Vinogradov¹, P.V. Bybin², A.S. Butkeev³, A.G. Manikin^{4,5}, K.V. Andryukhin^{4,5}

¹NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

³ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

⁴Tyumengeospektre LLC, Saratov, Russian Federation

⁵Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Lyudmila A. Uspenskaya, e-mail: lyudmila.uspenskaya@novatek.ru

Abstract. The paper presents a methodology for the rapid interpretation of X-ray fluorescence (XRF) data from drill cuttings, taking into account the lithogeochemical characteristics of the Achimov Formation deposits of the Urengoy oil and gas condensate field (Russia). Based on a comprehensive analysis of core and cuttings material, geochemical indicators were established that allow reservoirs and non-reservoirs, represented by clay-rich and dense carbonate-cemented intervals, to be distinguished. The chemical composition characteristics of genetically distinct clay types – upper, intraformational, and basal clays – were determined. These clay types exhibit similar geophysical characteristics according to the data from the full logging-while-drilling suite. The possibility of identifying clay types from XRF data of drill cuttings was demonstrated, enabling the rapid determination of the well position relative to the productive interval and informed adjustment of the well trajectory. Geochemical indicators were also established to distinguish natural dense carbonate-cemented intervals from carbonate contamination introduced into the cuttings from the drilling fluid in the form of marble chips. The results demonstrate the effectiveness of enhanced drill cuttings analysis in the Achimov Formation deposits of the Urengoy field for reducing non-productive drilling during horizontal

well construction, both with a full and a minimal logging-while-drilling suite.

Keywords: Achimov formation, X-ray fluorescence analysis, drill cuttings, chemical composition, lithogeochemical, geosteering, horizontal drilling

Recommended citation: Uspenskaya L.A., Schadchnev N.A., Vinogradov V.K., Bybin P.V., Butkeev A.S., Manikin A.G., Andryukhin K.V. (2026). Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov Formation (Part 1). *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 82–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.13>

References

Bhatia M.R. (1983). Plate tectonics and geochemical composition of sandstones. *The Journal of Geology*, 91(6), pp. 611–627. <https://doi.org/10.1086/628815>

Cui H., Zhu S., Gao Y., Chen W. (2025). Hydrothermal activity near the Permian–Triassic transition in the south-western Ordos Basin, China: Evidence from carbonate cementation in Upper Permian sandstones. *Sedimentology*, 72(1), 227–257. <https://doi.org/10.1111/sed.13232>

- Derkachev A.N., Nikolaeva N.A., Mozherovsky A.V., Grigorieva T.N., Ivanova E.D., Pletnev S.P., Barinov N.N., Chubarov V.M. (2007). Mineralogical and geochemical indicators of anoxic sedimentation conditions in local depressions within the Sea of Okhotsk in the Late Pleistocene–Holocene. *Tikhookeanskaya geologiya = Russian Journal of Pacific Geology*, 26(3), pp. 3–33. (In Russ.)
- Drits V.A., Kossovskaya A.G. (1991). Clay Minerals: Micas, Chlorites. Moscow: Nauka, 176 p. (In Russ.)
- Eder V.G., Ryzhkova S.V., Kostyreva E.A. et al. (2020). Lithologic, geochemical and geophysical characteristics of the boundary strata of the Bazhenov and Kulomza horizons (Lower Cretaceous base) in the central regions of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 61(7), pp. 767–782. <https://doi.org/10.15372/RGG2019124>
- Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S., Zamirailova A.G. et al. (2022). Lithostratigraphy and sedimentation conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the central, southeastern, and northern regions of its occurrence. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 30(5), pp. 334–359. <https://doi.org/10.1134/S0869593822050021>
- Eder V.G., Zamirailova A.G., Yan P.A. (2023). Features of the use of lithogeochemical indicators for reconstructing the paleoclimate and composition of sediment sources in the Late Jurassic–Early Cretaceous West Siberian sedimentary basin. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and Mineral Resources*, (6), pp. 588–599. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0024497X2370026X>
- Ellis D.V. (1987). Well Logging for Earth Scientists. New York: Elsevier, 532 p.
- Kaulina T.V., Lialina L.M., Ilchenko V.L. (2019). Sequence of REE-Th-U minerals in the Litsa uranium ore area (the Kola Region). *Vestnik MGTU = Scientific Journal of Murmansk State Technical University*, 22(1), pp. 12–22. <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2019-22-1-12-22>
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 745–776. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20140504>
- Kulikov P.Yu., Panchenko I.V., Garipov R.A. (2023). Application of portable XRF analyzers (rock chemical composition) for calculating a mineral-component model of black shales. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Borodkin V.N. (2010). Geological Structure and Petroleum Potential of the Achimov Formation of Northern West Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 138 p. (In Russ.)
- Ladonin D.V. (2003). Effect of iron and clay minerals on the sorption of copper, zinc, lead, and cadmium in the nodal horizon of sod-podzolic soil. *Pochvovedenie*, 36(10), pp. 1065–1073. (In Russ.)
- Lemière B. (2018). A review of pXRF (field portable X-ray fluorescence) applications for applied geochemistry. *Journal of Geochemical Exploration*, 188, pp. 350–363. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2018.02.006>
- Maslov A.V. (2005). Sedimentary Rocks: Methods of Study and Interpretation of the Data Obtained. Yekaterinburg: UGGU Publ., 289 p. (In Russ.)
- Mukhametshin R.Z., Galeev A.A. (2014). Diagnostics of ancient oil–water contacts by instrumental methods. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (10), pp. 28–33. (In Russ.)
- Panchenko I.V., Kulikov P.Yu., Garipov R.A. (2021). Practical application of chemostratigraphy and lithochemistry methods in the study of oil-bearing black shale. *EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2021*, pp. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202151034>
- Pearce T.J., Besly B.M., Wray D.S., Wright D.K. (1999). Chemostratigraphy: A method to improve interwell correlation in barren sequences – a case study using onshore Duckmantian/Stephanian sequences (West Midlands, U.K.). *Sedimentary Geology*, 124(1–4), pp. 197–220. [https://doi.org/10.1016/S0037-0738\(98\)00128-6](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(98)00128-6)
- Potts P.J., West M. (Eds.). (2008). Portable X-ray Fluorescence Spectrometry: Capabilities for In Situ Analysis. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 291 p. <https://doi.org/10.1039/9781847558640>
- Pozzi A., Casal F. (2018). Advanced surface logging technology for unconventional plays: Well-site applications in tight reservoirs. *First Break*, 36(7), 57–66. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0106>
- Prundeanu I., Chelariu C., Contreras Perez D. (2021). Elemental geochemistry of the Upper Cretaceous reservoir and surrounding formations applied in geosteering of horizontal wells, Lebăda Field – Western Black Sea. *Oil, Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, 76, 1. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020083>
- Ratcliffe K.T., Wilson A., Payenberg T., Rittersbacher A., Hildred G.V., Flint S.S. (2015). Ground truthing chemostratigraphic correlations in fluvial systems. *AAPG Bulletin*, 99(1), 155–180. <https://doi.org/10.1306/06051413120>
- Roser B.P., Korsch R.J. (1988). Provenance signatures of sandstone–mudstone suites determined using discriminant function analysis of major-element data. *Chemical Geology*, 67(1–2), pp. 119–139. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90010-1](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90010-1)
- Rožanova E. P., Tourova T. P., Kolganova T. V., Lysenko A. M., Mityushina L. L., Yusupov S. K., Belyaev S. S. (2001). Desulfacinum subterraneum sp. nov., a new thermophilic sulfate-reducing bacterium isolated from a high-temperature oil field. *Microbiology*, 70(4), 466–471. <https://doi.org/10.1023/A:1010494413559>
- Sakhigbareev R. S. (1989). Secondary Alterations of Reservoirs during the Formation and Destruction of Oil Accumulations. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Schlegel M.L., Manceau A., Charlet L., Chateigner D., Hazemann J.-L. (2001). Sorption of metal ions on clay minerals. III. Nucleation and epitaxial growth of Zn phyllosilicate on the edges of hectorite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65(22), pp. 4155–4170. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(01\)00700-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00700-1)
- Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. (2003). Geological Structure and Oil and Gas Potential of Yamal. Moscow: Nedra-Businesscenter, 352 p. (In Russ.)
- Svendsen J.B., Hartley N.R. (2002). Synthetic heavy mineral stratigraphy: Applications and limitations. *Marine and Petroleum Geology*, 19(4), 389–405. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(02\)00010-7](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00010-7)
- West M., Ellis A.T., Kregsamer P., Potts P.J., Strelcić C., Vanhoof C., Wobrauschek P. (2008). Atomic spectrometry update. X-ray fluorescence spectrometry. *Journal of Analytical Atomic Spectrometry*, 23, 1409–1437. <https://doi.org/10.1039/B813039F>
- Yapakurt O.V. (2008). Genetic Mineralogy and Stage Analysis of Processes of Sedimentary Rock and Ore Formation. Moscow: ESLAN, 356 p. (In Russ.)
- Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (2000). Fundamentals of Lithochemistry. St. Petersburg: Nauka, 479 p. (In Russ.)
- Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (2011). Geochemical Indicators of Lithogenesis (Lithological Geochemistry). Syktyvkar: Geoprint, 742 p. (In Russ.)

About the Authors

Lyudmila A. Uspenskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert of Field Development Department, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation
e-mail: lyudmila.uspensskaya@novatek.ru

Nikolay A. Shadchnev – Head of Reservoir Engineering Geological Monitoring Department, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

Vladimir K. Vinogradov – Head of Reservoir Geology Forecasting Division, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

Petr V. Bybin – Chief Project Technologist, Geosteering Division, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Andrey S. Butkeev – Deputy General Director – Chief Geologist, ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

Alexey G. Manikin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy General Director for Research and Development, LLC Tyumengeospektr LLC; Associate Professor, Department of General Geology and Mineral Resources, Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russian Federation
e-mail: a.manikin@tgeos.ru

Kirill V. Andryukhin – Junior Researcher, LLC Tyumengeospektr LLC; Assistant, Department of General Geology and Mineral Resources, Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russian Federation
e-mail: k.andryukhin@tgeos.ru

Manuscript received 2 July 2026;

Accepted 31 August 2026; Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере ачимовских отложений (часть 2)

Л.А. Успенская^{1*}, Н.А. Шадчнев¹, А.А. Мигилев², А.С. Буткеев³, А.Л. Солодовников³,
А.А. Карев³, А.Г. Маникин^{4,5}

¹ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

³АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

⁴ООО «Тюменьгеоспектр», Саратов, Россия

⁵Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия

Работа посвящена расширению области применения метода рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) бурового шлама в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). В первой части выполнена литогеохимическая типизация разреза по данным анализа шлама. Во второй части представлена методика оперативной оценки емкостных свойств пласта при бурении горизонтальных скважин с минимальным комплексом каротажа во время бурения (только гамма-каротаж или его сочетание с удельным электрическим сопротивлением). Авторами предложена упрощенная математическая модель оценки коэффициента пористости (K_p), основанная на зависимости от концентрации одного элемента-индикатора – цинка (Zn). Приведены результаты «слепого тестирования» модели на разведочной скважине смежной площади, подтвердившие ее достоверность. Обоснована практическая значимость внедрения методики оценки K_p в случае бурения горизонтальных скважин с минимальным комплексом каротажа во время бурения.

Ключевые слова: ачимовская толща, рентгенофлуоресцентный анализ, элементный состав, коэффициент пористости, буровой шлам, геонавигация, горизонтальное бурение

Для цитирования: Успенская Л.А., Шадчнев Н.А., Мигилев А.А., Буткеев А.С., Солодовников А.Л., Карев А.А., Маникин А.Г. (2026). Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере ачимовских отложений (часть 2). *Георесурсы*, 28(3), с. 97–106. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.14>

Введение

Бурение горизонтальных скважин в сложных геологических условиях ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) сопряжено с высокими рисками неэффективной проходки из-за латеральной изменчивости разреза. В первой части настоящего исследования (Успенская и др., 2026) была обоснована эффективность применения рентгенофлуоресцентного анализа (РФА/XRF) бурового шлама для оперативной литогеохимической типизации разреза и идентификации генетически различных типов глин. Актуальность таких исследований продиктована увеличением доли скважин, бурение которых из-за высоких технологических рисков (вскрытие пластов со сниженным пластовым давлением

вследствие разработки залежи или одновременное вскрытие зон с начальным аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и пластов со сниженным давлением) осуществляется с минимальным комплексом каротажа во время бурения (КВБ) – только гамма-каротаж (ГК) или ГК с измерением удельного электрического сопротивления (ГК-УЭС). В таких условиях для эффективной проводки горизонтального ствола скважины и ее последующего заканчивания (расстановки муфт гидроразрыва пласта (ГРП) или фильтров) кроме литогеохимической типизации разреза по данным РФА шлама необходимо выполнять оценку емкостных свойств пласта, что требует расширения функционала полевого метода РФА.

Связь минерального состава пород с коэффициентом пористости (K_p) ранее оценивалась по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и при лабораторном исследовании керна (Herron, 1986; Herron & Herron, 1996). При этом содержание элементов Si, Al и Ca использовалось для оценки, соответственно, кварцевой, глинисто-алюмосиликатной и карбонатной составляющих, определяющих особенности петрофизических

* Ответственный автор: Людмила Андреевна Успенская
e-mail: lyudmila.uspenskaaya@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

свойств пород. Подобный подход не может быть перенесен на разрезы ачимовской толщи. Вследствие присутствия полевых шпатов наряду с кварцем и неоднородного состава глинистого цемента Si и Al могут одновременно входить в состав как обломочного каркаса, так и глинистой фракции, что снижает их информативность для расчета $K_{\text{п}}$. Кальций связан в основном с плотными карбонатизированными неколлекторами, что также ограничивает его использование в качестве самостоятельного индикатора пористости. Таким образом, уникальность каждого месторождения, выражающаяся в специфическом элементном составе пород (коллекторов и неколлекторов), делает невозможным прямой перенос существующих методик интерпретации данных РФА шлама с одного объекта на другой либо существенно ограничивает его эффективность. Следовательно, алгоритмы обработки геохимической информации должны быть адаптированы под особенности конкретного месторождения или пласта.

Современный этап развития геолого-технологических исследований (ГТИ) характеризуется переходом к использованию мобильных литолого-геохимических комплексов, использующих в своей работе комплексирование РФА и рентгеноструктурного анализа (РСА / XRD). Подобное оборудование позволяет непосредственно на буровой площадке определять минеральный состав шлама, выполнять оценку минеральной плотности матрицы и пересчитывать полученные результаты в коэффициент пористости ($K_{\text{п}}$). Необходимость комплексирования РФА и РСА в составе указанных комплексов обусловлена тем, что использование только метода РСА для анализа шлама с целью определения минералогического состава пород не обеспечивает необходимой точности определения глинистых минералов, поскольку из-за неупорядоченной структуры глинистого цемента их дифракционные пики накладываются друг на друга и размываются. Схожие трудности возникают из-за вкраплений пирита и изменчивости химического состава карбонатного цемента (сидерита, анкерита, магнезита). Для решения этих задач требуется привлечение метода РФА, посредством которого контролируются содержания этих минералов. Кроме того, для корректного расчета минералогического состава и минимизации погрешностей алгоритму требуется не только математическая увязка данных РСА и РФА, но и обязательное привлечение результатов детальных исследований опорного керна. Информация по керновому материалу необходима как для учета полного спектра присутствующих в разрезе минералов, так и для точного определения плотности минеральной матрицы, без знания которой достоверность расчета $K_{\text{п}}$ снижается. Однако привлечение подобного сервиса значительно удорожает услуги ГТИ, а проведение двух видов анализов и многостадийный цикл пробоподготовки существенно увеличивают время ожидания результатов, что в условиях дефицита времени при строительстве горизонтальных скважин недопустимо.

В качестве альтернативы комплексам РСА-РФА на рынке представлен более доступный метод инфракрасной (ИК) спектроскопии шлама. Результаты исследований ИК-спектрометром, как и РСА, дают информацию о минералогическом составе пород, и для повышения точности количественных расчетов этот метод необходимо комплексировать с РФА. Однако в ачимовских отложениях

Уренгойского НГКМ, где бурение ведется на растворах на углеводородной основе (РУО), ИК-спектроскопия неэффективна: даже после тщательной отмывки шлама от бурового раствора на поверхности зерен сохраняется сорбированная пленка РУО, чьи интенсивные пики полностью перекрывают полезный сигнал от глинистых минералов пласта.

С учетом этих ограничений для экспресс-анализа шлама на буровой целесообразно использовать портативные приборы РФА, что снижает стоимость исследований ГТИ. Восстановление минерального состава пород через элементный состав методами машинного обучения для последующего расчета пористости в ачимовских отложениях имеет свои ограничения. Перераспределение кремния Si и алюминия Al между кварцем, полевыми шпатами, слюдами и глинами приводит к неопределенности моделей и погрешности вычислений. Поиск многомерных связей между различными элементами и пористостью также усложняет интерпретацию из-за взаимного влияния и изменчивости элементов-индикаторов.

В связи с этим авторами была поставлена задача упростить математическую модель для оценки $K_{\text{п}}$. Вместо восстановления минерального состава через машинное обучение или поиска сложных многомерных зависимостей, было решено найти зависимость коэффициента пористости от одного или нескольких ключевых элементов-индикаторов, специфичных для изучаемого разреза. Таким образом, научная новизна проведенного исследования заключается в следующем:

Обоснована и практически доказана применимость прямой оценки коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ по данным экспресс-РФА шлама на основе распределения микроэлемента-индикатора – цинка Zn. Модель успешно прошла «слепое тестирование» на разведочной скважине смежной площади: для выборки коллекторов коэффициент детерминации R^2 составил 0,645 при среднеквадратичной ошибке $RMSE$ 0,0127 (или 1,27% в абсолютных единицах пористости).

Цель настоящей работы – разработка и внедрение методики оперативной количественной оценки коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ по данным РФА шлама, учитывающей геохимические особенности ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, для снижения объемов неэффективной проходки при горизонтальном бурении с минимальным комплексом КВБ.

Материалы и методы исследований

Объектом исследования явились ачимовские отложения Уренгойского НГКМ. Исследованные методом РФА скважины равномерно распределены по площади (преимущественно в южной части месторождения), вскрывают глубоководные конуса выноса, охватывая их проксимальные и дистальные зоны. Определение элементного состава шлама и керна выполнялось по методике, детально описанной в первой части работы (Успенская и др., 2026).

Методической основой для поиска связей элементного состава с емкостными свойствами пород послужили результаты исследования керна портативным прибором РФА по пяти поисково-разведочным скважинам (№ X0, X1, X4, X501, X301) общей длиной 390 м.

Для выявления природы взаимосвязей между пористостью, минералогией глин и гранулометрическим составом пород использованы результаты комплексных исследований кернового материала по 26 скважинам, равномерно распределенным по всему месторождению (включая пять скважин с измерениями портативным прибором РФА). По всему указанному фонду зарегистрирован полный комплекс ГИС. Лабораторные исследования керна включали определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), рентгеноструктурный анализ, а также гранулометрический анализ. Данные рентгенофлуоресцентного анализа на стационарной лабораторной установке получены в единичных скважинах.

Практическая апробация разработанных подходов осуществлена на шламовом материале с суммарным интервалом отбора 4360 м. Данный материал получен в процессе бурения одного пилотного ствола № XX09 и трех горизонтальных скважин (ГС № XX09, XX08, XX02). При этом две указанные ГС и пилотный ствол характеризовались полным, а ГС № XX02 ограниченным (только гамма-каротаж) комплексом КВБ. Проверка устойчивости полученного уравнения пористости выполнена посредством «слепого тестирования» на независимой выборке коллекторов разведочной скважины смежной площади.

Результаты РФА керна и шлама объединены в общую базу данных. Ввиду требований конфиденциальности абсолютные концентрации элементов на рисунках не приводятся. Для сохранения возможности качественного анализа трендов, зональности и статистических корреляций оси графиков представлены в виде относительных шкал (от минимальных значений к максимальным или в обратном направлении).

Результаты

Коэффициент пористости терригенных коллекторов может зависеть одновременно как от седиментационных факторов (минералогического и гранулометрического состава, степени сортировки и окатанности зерен), так и от последующих постседиментационных преобразований (уплотнения и цементации). Поскольку метод РФА фиксирует элементный состав, прямая оценка первичных структурных параметров породы по шламу представляется затруднительной. Тем не менее, регистрируемые элементные ассоциации в определенной степени отражают минеральный состав породы, сформированный в ходе осадконакопления и вторичных преобразований, что позволяет предположить существование связей пористости с геохимическими параметрами отложений.

Разработка и практическая реализация методики оперативной количественной оценки емкостных свойств по данным РФА в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ осуществлялись в четыре этапа:

1. Исследование природы взаимосвязи минерального состава и коэффициента пористости по данным архивного керна;
2. Исследование природы взаимосвязи элементного состава и коэффициента пористости по данным РФА керна и шлама;
3. Разработка модели оценки коэффициента пористости по данным РФА шлама;

4. «Слепое тестирование» и проверка устойчивости разработанной модели на независимой выборке (разведочной скважины смежной площади).

Исследование природы взаимосвязи минерального состава и пористости по данным керна

На основе обобщения результатов исследований керна, отобранного из ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, выявлено, что главными факторами, контролирующими емкостные свойства изучаемых отложений, являются их гранулометрический состав и глинистость (рис. 1). По данным РСА 26 скважин средний минеральный состав глинистого цемента ачимовских отложений Уренгойского НГКМ практически идентичен составу внутрипластовых глин (хлорит – 73%, гидрослюда – 14%, каолинит – 7%, смешанослойные образования (ССО) – 6%).

Отмечено, что в пределах одного и того же пласта изменение $K_{\text{п}}$ может коррелировать с изменением как одного глинистого минерала, так и другого. На рис. 1 стрелками показаны интервалы, где изменение $K_{\text{п}}$ коррелирует с изменением содержания определенных глинистых минералов. Выявленные закономерности не зависят от лаборатории, выполнявшей анализ, что снижает вероятность систематического влияния методики измерений и свидетельствует о естественном характере изменчивости связей пористости с глинистыми минералами. Подобный характер распределения во многом обусловлен влиянием вторичных процессов, которые наряду с седиментационными факторами способны вносить существенный вклад в снижение емкостных свойств отложений (Япаскурт, 2008). К таким постседиментационным преобразованиям относятся аутигенный рост хаотичных агрегатов хлорита, гидрослюды и ССО в свободном поровом пространстве, а также развитие волокон гидрослюды и «книжек» каолинита путем замещения разрушенных зерен полевых шпатов.

Неоднородность изменения коэффициента пористости в зависимости от присутствия различных глинистых минералов объясняется морфологией и ориентацией их чешуек. При перпендикулярной ориентации чешуек хлорита относительно поверхности зерен они формируют крустификационные оторочки и не стесняют поровое пространство. Напротив, при параллельном или хаотичном расположении они активно перекрывают поровые каналы. Тонкие волокна гидрослюды образуют в порах сложную сеть, которая при хаотичной ориентации способна существенно ограничивать фильтрацию. Влияние же каолинита больше связано с его физическим объемом, чем с пространственной ориентацией.

Закономерности изменения емкостных свойств могли быть также обусловлены изменением минерального состава обломочной части матрицы, проявившегося в синхронном или селективном разрушении калиевых (КПШ) и натриевых разностей полевых шпатов (Na-ПШ) (Перолио, 1971). На рис. 1 отмечен ряд интервалов, где динамика $K_{\text{п}}$ прямо коррелирует с вариациями содержания КПШ, Na-ПШ, общего количества полевых шпатов или кварца. Разрушение силикатов могло приводить к росту общей глинистости, особенно в тонкозернистых

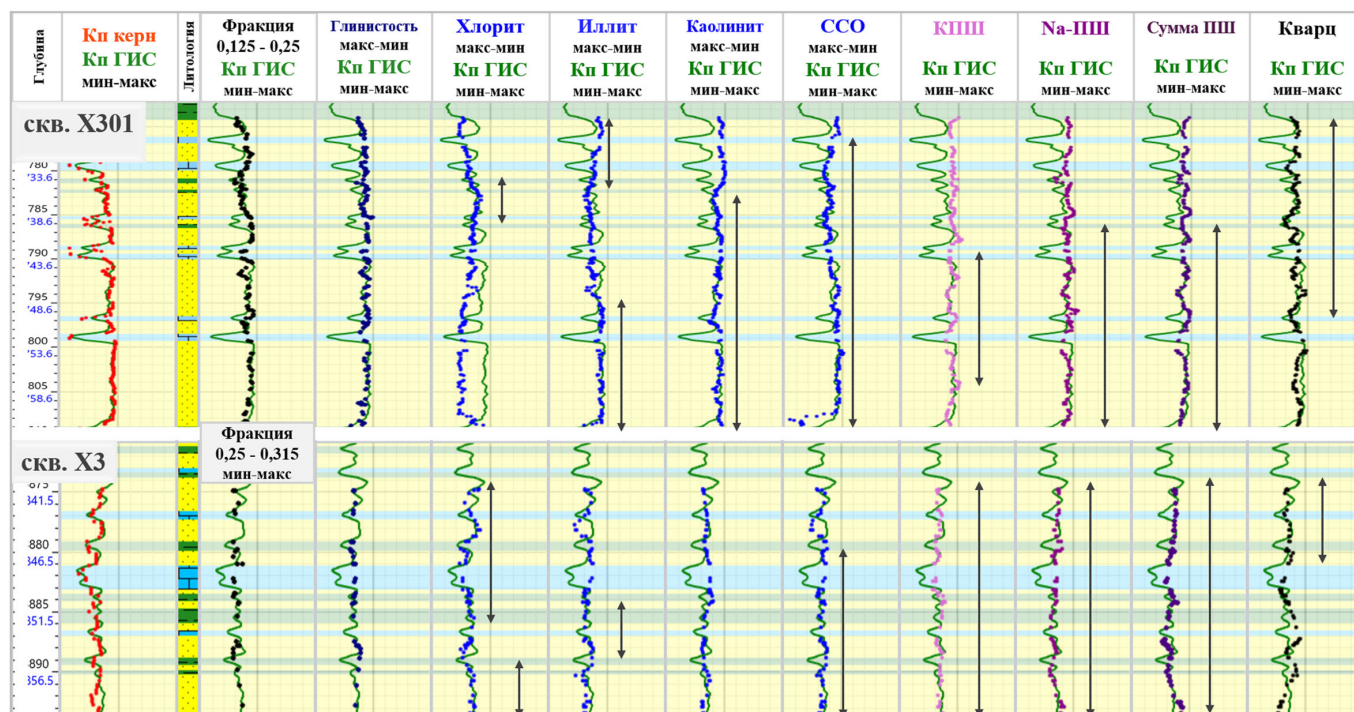


Рис. 1. Результаты сопоставления кривой коэффициента пористости (K_p) по данным ГИС с результатами лабораторных исследований и PCA и гранулометрическим составом образцов керна в скв. X301 и X3 (стрелками обозначены интервалы, в которых прослеживается зависимость содержания отдельных минералов от динамики изменения K_p)

породах. Растворение ПШ могло генерировать и вторичные микропустоты, однако этот положительный эффект, скорее всего, должен был нивелироваться за счет внутрипорового осаждения новообразованных аутигенных глин (Япаскурт, 2008) и последующего уплотнения породы.

Исследование природы взаимосвязи элементного состава и пористости

В рамках данного этапа выполнен поиск зависимостей коэффициента пористости K_p от элементов-индикаторов, соответствующих определенному минеральному составу глин. При этом гранулометрические особенности разреза оценивались опосредованно – через распределение элементов-примесей, предположительно связанных с тяжелой фракцией аксессуарных минералов.

Для оперативной оценки K_p в условиях дефицита ГИС выявлены взаимосвязи между определенными элементами и пористостью. На основе материала из пяти скважин выполнено сопоставление данных, полученных с помощью портативного РФА на кернах, с лабораторными значениями пористости и результатами интерпретации ГИС, что позволило детально проанализировать природу этих связей и обосновать применимость элементных индикаторов для последующего экспресс-анализа методом РФА шлама.

Цинк Zn и никель Ni характеризуются наиболее тесной корреляционной связью с емкостными свойствами пород по разрезу и могут использоваться для расчета K_p (рис. 2). Уменьшение их концентраций напрямую коррелирует с ростом пористости по всему исследованному интервалу (обратная корреляция). Такая устойчивая обратная зависимость может быть связана с генетической связью указанных микроэлементов с содержанием глинистых минералов (Юдович, Кетрис, 2000, 2011). В высокопористых

песчаниках (коллекторах) объем глинистого материала минимален, что обуславливает снижение концентраций Zn и Ni. Напротив, по мере ухудшения пористости за счет заполнения межзернового пространства глинистыми минералами содержание этих элементов возрастает.

Для ачимовских отложений Уренгойского НГКМ глинистые минералы цемента представлены преимущественно хлоритом с подчиненным количеством гидрослюда, каолинита и смешаннослойных образований (Храмцова и др., 2020). Накопление цинка и никеля могло происходить как на стадии осадконакопления, так и в ходе последующих вторичных процессов под влиянием мигрирующих флюидов. Ионы Zn^{2+} и Ni^{2+} обладают близкими ионными радиусами к двухвалентному железу (Fe^{2+}) и магнию (Mg^{2+}) (Shannon, Prewitt, 1969), из-за чего эти металлы легко встраивались в структуру основного глинистого минерала хлорита, параллельно сорбируясь сопутствующими глинистыми минералами.

Смена корреляционных зависимостей пористости от содержания цинка и никеля в различных интервалах, пластах и по площади обусловлена избирательным влиянием конкретных глинистых минералов, развивавшихся в ходе наложенных процессов вторичных преобразований. Данный факт указывает на то, что, несмотря на высокое фоновое содержание хлорита, концентрации цинка и никеля во многом контролировались избирательной удерживающей способностью всей полиминеральной матрицы: смешаннослойные образования и хлорит сорбировали металлы значительно активнее за счет межслоевого обмена и изоморфизма, чем гидрослюда и каолинит.

Железо Fe наряду с Zn и Ni имеет тесную прямую корреляцию с общей глинистостью, обратную – с гранулометрическим составом и, как следствие, устойчивую обратную зависимость с коэффициентом пористости

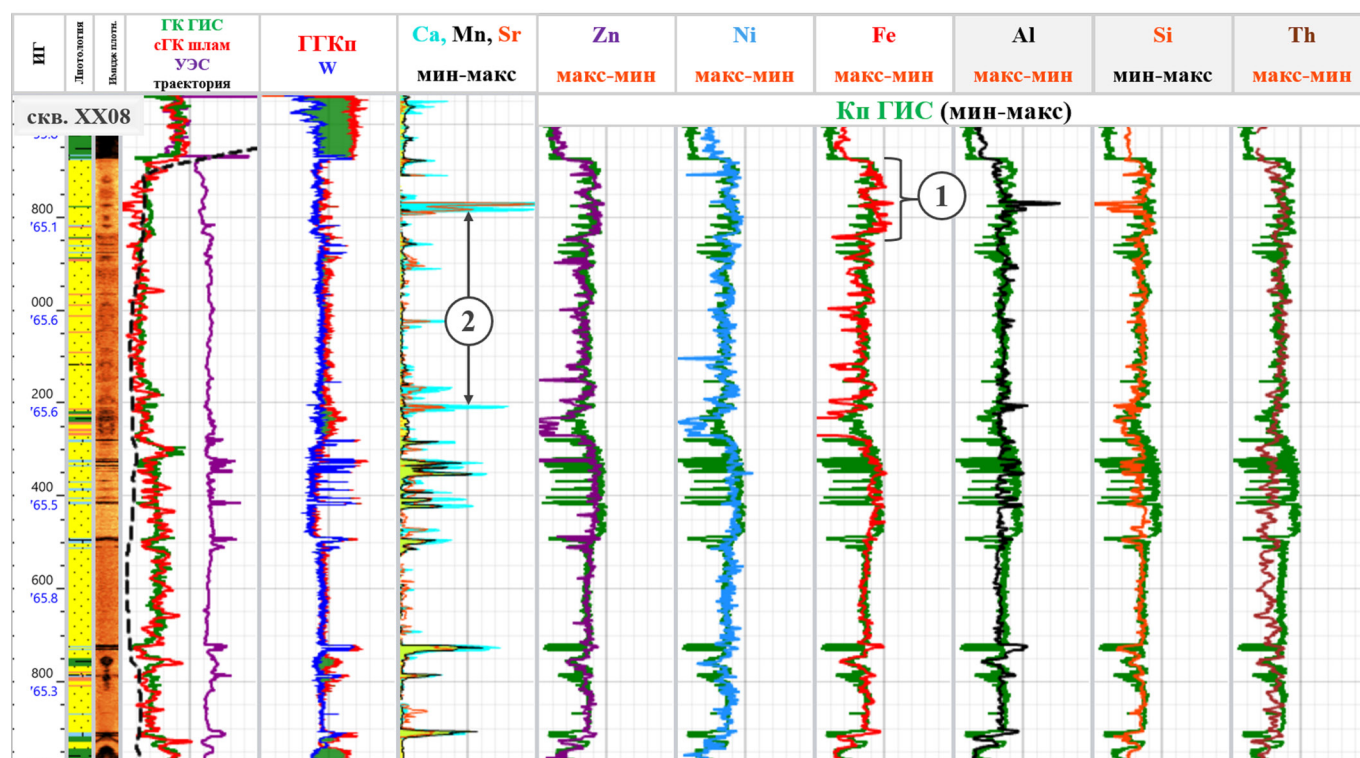


Рис. 2. Пример сопоставления химических элементов, полученных по данным РФА шлама с коэффициентом пористости. Цифрами обозначены: 1 – интервал, где содержание железа резко уменьшается, что приведет к завышению расчетного K_p , 2 – выпадение техногенных карбонатов из бурового раствора

(рис. 3). При этом, аналогично цинку и никелю, в различных интервалах, пластах и скважинах по площади отмечается смена корреляционных зависимостей содержания Fe от конкретных глинистых минералов. Поскольку железо является основным структурообразующим элементом кристаллической решетки железистого хлорита, его концентрация закономерно возрастает в зонах преобладания этого минерала в породе. Однако в ходе наложенных вторичных преобразований контролировать валовое содержание железа могут и другие глинистые компоненты (включая магнезиальный хлорит, гидрослюда и смешаннослойные образования), удерживающие этот элемент как в своей кристаллической структуре, так и за счет поверхностной сорбции. Каолинит удерживать железо не может, поскольку является чистым алюмосиликатом, в кристаллической решетке которого отсутствуют позиции для данного элемента, а его собственная сорбционная емкость минимальна.

При сопоставлении значений коэффициента пористости с содержанием железа отчетливо выявляется интервал со значительным падением концентрации Fe, в которых прямая геохимическая связь нарушается (рис. 2, цифра 1). В этой зоне, предположительно, железистый хлорит замещается безжелезистыми разностями глин (например, каолинитом), что и может приводить к резкому падению общей концентрации Fe в породе при сохранении высокой глинистости (Лебедев, 1992). По этой причине при использовании единого уравнения $K_p = f(Fe)$ расчетные значения будут превышать фактическую величину K_p по ГИС. В связи с этим, данные по железу могут быть использованы для оценки емкостных свойств коллектора с определенными допущениями. Использование железа

в качестве индикатора пористости возможно исключительно в разрезах, где процессы вторичной каолинизации отсутствуют.

Кремний Si и алюминий Al. В отличие от мономинеральных кварцевых коллекторов, где связь кремния и алюминия с пористостью имеет прямую корреляцию, в аркозовых отложениях ачимовской толщи такая линейная зависимость отсутствует. Данное ограничение обусловлено тем, что указанные элементы могут одновременно входить в состав нескольких различных минералов. Изменение концентрации Si может быть связано как с зернами кварца или полевого шпата, так и с глинистыми минералами. Кроме того, увеличение доли кремния может быть связано с регенерацией кварца, при которой содержание элемента возрастает, а объем порового пространства при этом уменьшается. Изменение концентрации Al, в свою очередь, может быть связано как с увеличением доли глинистых минералов, так и с присутствием полевых шпатов, из-за чего связь алюминия с пористостью полностью размывается. Вследствие этого в пределах коллектора содержание Si и Al слабо реагирует на изменение порового пространства, что исключает возможность их использования для количественного расчета пористости. Тем не менее, соотношение данных элементов может использоваться для выделения коллекторов и глинистых неколлекторов за счет его контрастного изменения на границе литологических разностей, обусловленного резкой сменой минеральной матрицы (Herron, 1988).

Элементы-индикаторы акцессорных минералов Zr, P, Ti, Th и калий K. Концепция о приуроченности радиоактивных пачек к наиболее высокопористым крупнозернистым разностям, где вследствие гравитационной

дифференциации материала могли совместно накапливаться тяжелые акцессорные минералы (циркон, торит, апатит и др.) и КПШ, предположительно происходящие из единого гранитоидного источника сноса (Чернова, Иванова, 2011), была проверена на фактическом материале. Анализ данных РФА зерна и шлама показал, что в ачимовских отложениях радиоактивные песчаники не имеют пространственной приуроченности к интервалам с улучшенными ФЕС. При этом увеличение естественной радиоактивности внутри таких интервалов может сопровождаться как ростом, так и снижением коэффициента пористости. По всей видимости, определяющим фактором здесь выступает глинистость, природа влияния которой была подробно рассмотрена выше, а не повышенная концентрация тяжелых акцессорных минералов. Таким образом, локальная специфика распределения Th, Zr, Р и Ti подтверждает невозможность их прямого использования для расчета пористости. Для прочих элементов, фиксируемых методом РФА, значимых корреляционных зависимостей с коэффициентом пористости выявлено не было, что свидетельствует о нецелесообразности их привлечения к прогнозу емкостных свойств.

Расчет коэффициента пористости по данным РФА зерна и шлама

Для оценки K_n был выбран цинк Zn как один из микроэлементов, характеризующихся наиболее тесной корреляционной связью с емкостными свойствами пород по разрезу. В скважинах с кернавым материалом содержания Zn сопоставлялись с лабораторными значениями K_n , а в скважинах без керна – с результатами определения K_n по ГИС. Отмечено, что характер полученных зависимостей

различается как для разных типов исследуемого материала (монолитного керна и измельченного шлама), так и для отдельных групп пластов (рис. 3). Аппроксимирующие зависимости $K_n = f(Zn)$ строились по плотности распределения точек коллекторов и неколлекторов без учета карбонатной составляющей. Отклонение плотных карбонатизированных разностей (неколлекторов по данным керна и ГИС) от базового тренда зависимости $K_n = f(Zn)$ рассматривается как ограничение разработанной модели, не позволяющей описать свойства всех литотипов разреза. В связи с этим расчетные значения K_n для интервалов интенсивной карбонатизации характеризуются высокой неопределенностью и не отражают истинные емкостные свойства пород.

Сопоставление расчетных значений K_n по данным рентгенофлуоресцентного анализа керна, выполненного портативным прибором, с результатами прямых лабораторных измерений (рис. 4 а, б) продемонстрировало высокие значения коэффициента R^2 (для коллекторов – 0,7 ($n = 419$); для коллекторов и неколлекторов – 0,8 ($n = 1048$)) и низкий уровень среднеквадратической ошибки $RMSE$ (0,0179 и 0,0185 соответственно, или 1,79 и 1,85 процентного пункта пористости).

Сравнение расчетных величин K_n по данным РФА шлама с результатами интерпретации ГИС в эксплуатационных скважинах (рис. 4 в, г) также показало высокую сходимость: коэффициент R^2 составил 0,7 ($n = 1946$) для коллекторов и 0,8 ($n = 4069$) для коллекторов и неколлекторов при уровне ошибки $RMSE$, равном 0,0165 (1,65 процентного пункта пористости) и 0,0175 (1,75 процентного пункта пористости) соответственно.

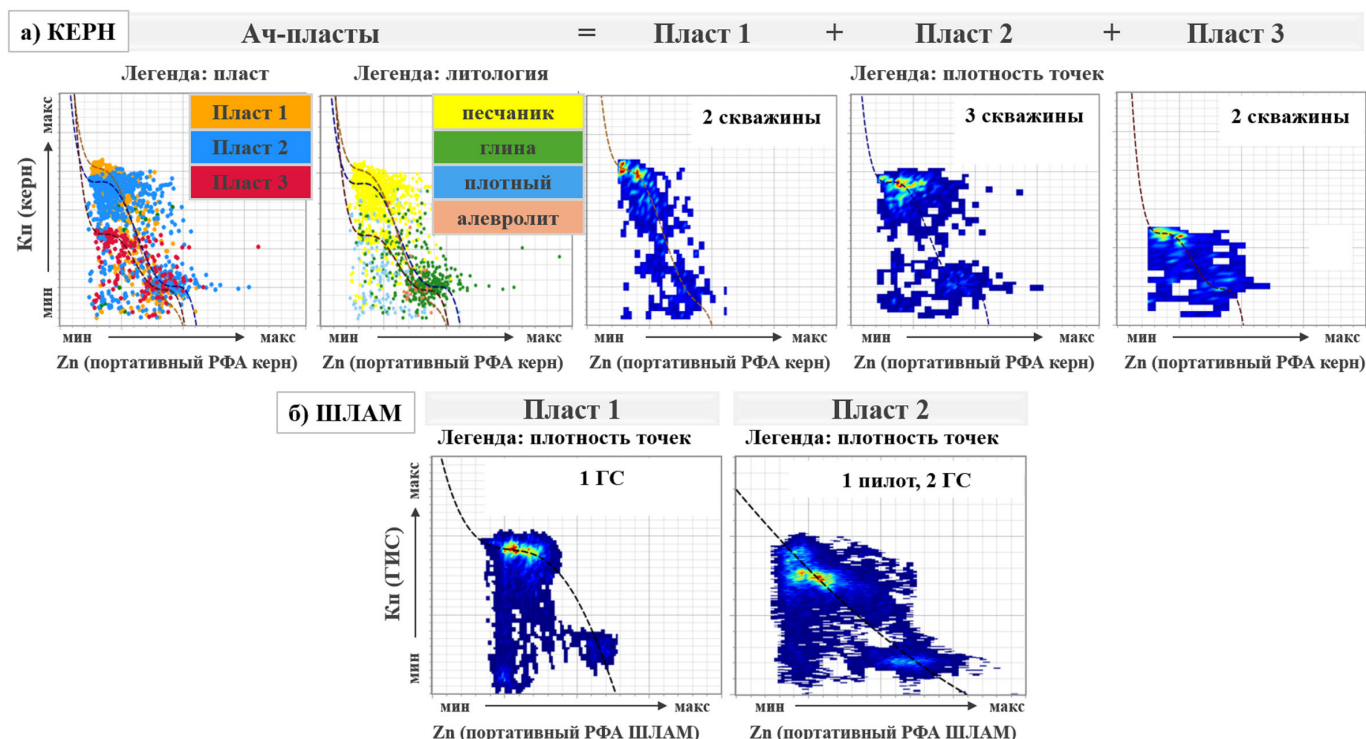


Рис. 3. Сопоставление коэффициента пористости и содержания цинка по данным РФА: а) зависимость «Zn (кern) – K_n (кern)»; б) зависимость «Zn (шлам) – K_n (ГИС)»

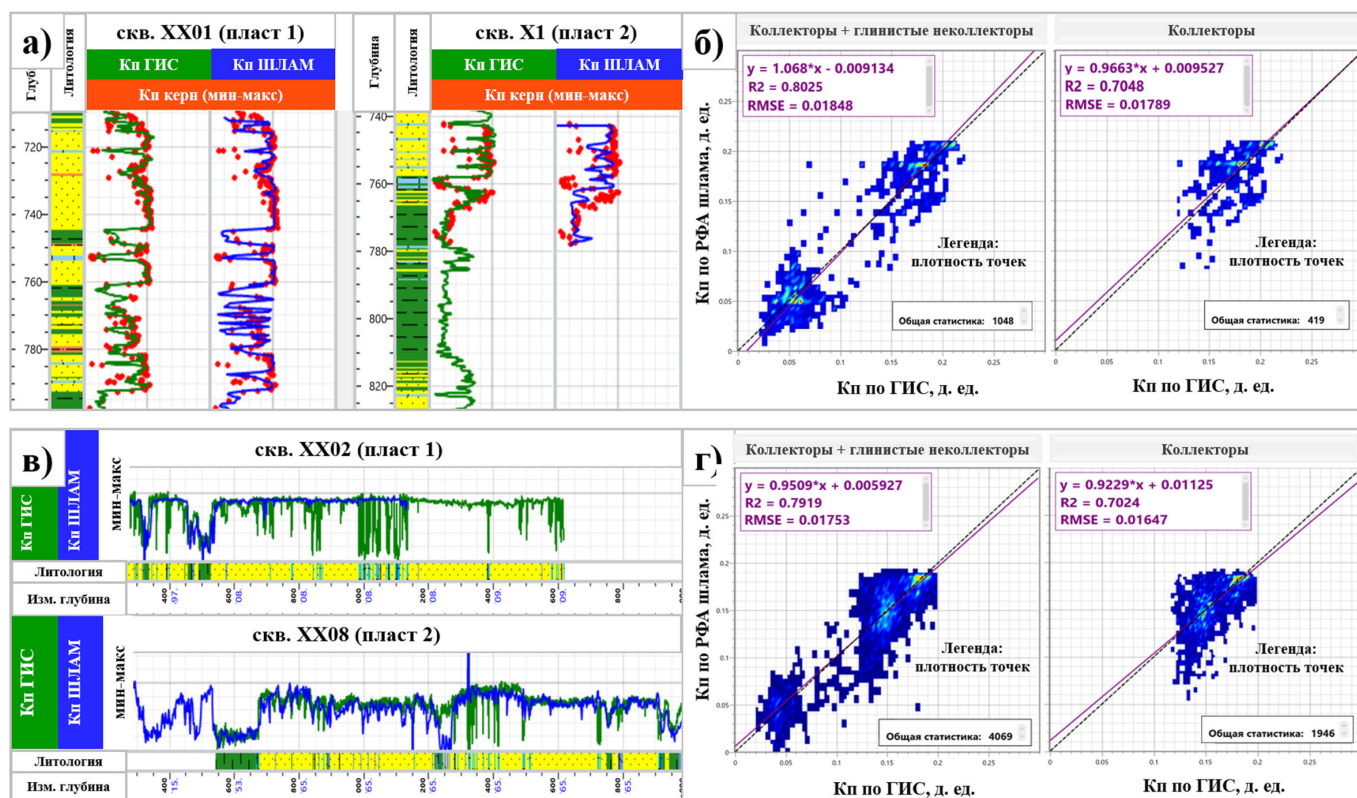


Рис. 4. Результаты сопоставления расчетных K_p по данным РФА керна и шлама с результатами интерпретации ГИС и прямыми лабораторными измерениями: а) пример геофизических планшетов с сопоставлением кривых K_p по глубине разреза в скважинах с керном; б) график сопоставления значений K_p в скважинах с керном (цветом показана плотность распределения данных); в) пример геофизических планшетов с сопоставлением кривых K_p по глубине разреза в эксплуатационных скважинах; г) график сопоставления значений K_p в эксплуатационных скважинах.

Проверка модели оценки коэффициента пористости по данным РФА шлама на месторождениях аналогов

Для подтверждения возможности оценки K_p по данным РФА шлама в ачимовских отложениях выполнено «слепое тестирование» эмпирической зависимости $K_p = f(Zn)$ на материале разведочной скважины смежного месторождения, вскрывающей ачимовские отложения. Применение уравнения, полученного для эксплуатационного фонда Уренгойского НГКМ, подтвердило прогнозирующую способность зависимости на независимых данных (рис. 5). Для выборки коллекторов коэффициент детерминации R^2 составил 0,65 ($n = 46$), а среднеквадратичная ошибка $RMSE$ 0,0127 (или 1,27 процентного пункта пористости). Полученные результаты подтверждают сохранение устойчивой связи содержания цинка с коэффициентом пористости в пределах изученных объектов Уренгойского НГКМ и смежной площади, что обосновывает перспективность использования уравнения для экспресс-оценки пористости по шламу в условиях дефицита данных каротажа во время бурения.

Обсуждение результатов

Выявленная обратная корреляционная связь микроэлементов (Zn, Ni) и железа (Fe) с емкостными свойствами ачимовских пород обосновывает применимость разработанного методического подхода для непрерывной экспресс-оценки коэффициента пористости непосредственно по данным РФА шлама. Полученные эмпирические

зависимости позволяют осуществлять количественную оценку K_p в режиме реального времени, что имеет высокую практическую ценность при бурении горизонтальных скважин с минимальным комплексом КВБ.

В предложенной модели для расчета K_p базовым элементом-индикатором пористости выбран Zn, что обусловлено стремлением к простоте вычислений и оперативности интерпретации данных на буровой площадке. Важно отметить, что выявленная зависимость $K_p = f(Zn)$ не означает, что Zn напрямую влияет на пустотное пространство коллектора. Цинк служит индикатором изменения объема глинистого цемента, с которым связаны изменения емкостных свойств пород. Такая интерпретация согласуется с установленной обратной связью Zn, Ni и Fe с коэффициентом пористости и их устойчивой ассоциацией с пелитовой фракцией отложений ачимовской толщи (Успенская и др., 2026).

Связь в системе «цинк – пористость» нелинейна. Это обусловлено полиминеральным составом глинистого цемента, а также различной морфологией и пространственной ориентацией чешуек глинистых минералов. Обозначенные факторы определяют неодинаковую степень влияния глинистого цемента на емкостные свойства, что объясняет сложную геометрию изгиба тренда $K_p = f(Zn)$ на графиках.

Прогностическая способность выявленной эмпирической зависимости $K_p = f(Zn)$ подтверждена результатами «слепого тестирования» на независимых данных разведочной скважины смежной площади ($R^2 = 0,65$;

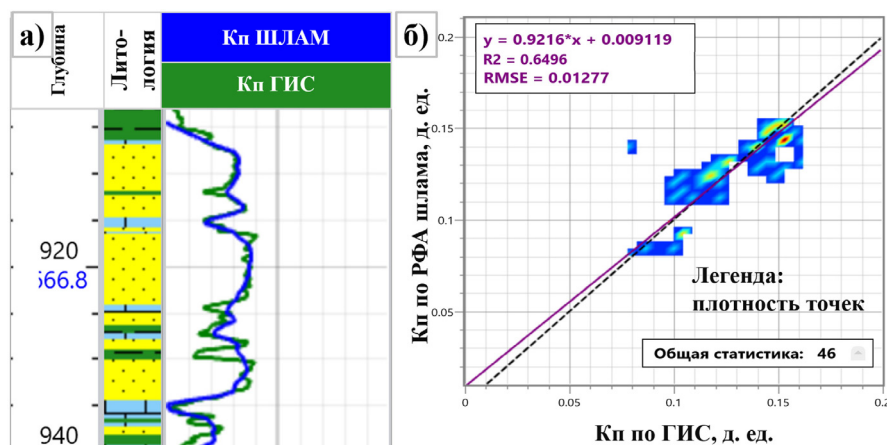


Рис. 5. Результаты сопоставления значений коэффициента пористости K_p по данным ГИС и РФА шлама для коллекторов ачимовских отложений смежного месторождения: а) геофизический планшет с сопоставлением кривых K_p по глубине разреза; б) график сопоставления значений K_p по ГИС и K_p по РФА шлама

$RMSE = 1,27\%$ в абсолютных единицах пористости). Это позволяет предположить, что в ачимовских отложениях смежных площадей содержание цинка также контролируется объемами глинистого цемента, что опосредованно отражается на емкостных свойствах разреза.

Таким образом, внедрение предложенной модели переводит экспресс-РФА из разряда качественных методов литогеохимического расчленения в инструмент количественной оценки емкостных свойств непосредственно в процессе бурения. Применение методики в условиях дефицита данных КВБ позволяет специалистам по геонавигации использовать расчетные значения пористости для удержания горизонтального ствола в интервалах с наилучшими коллекторскими свойствами.

Заключение

Выполненное исследование позволило расширить функционал применения портативных спектрометров РФА для оперативной количественной оценки емкостных свойств пласта непосредственно на буровой площадке при строительстве горизонтальных скважин в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ. В частности, использование микроэлемента Zn в качестве косвенного индикатора изменения объема глинистого цемента и, соответственно, пористости дало возможность упростить математическую модель и обоснованно отказаться от прямого определения K_p через сложный минеральный состав ачимовских отложений либо поиска многомерных зависимостей элементного состава от пористости.

Практическая значимость полученных результатов заключается в переходе экспресс-РФА из разряда качественных литохимических методов в инструмент количественного прогноза пористости в режиме реального времени. Это позволяет специалистам по геонавигации принимать обоснованные решения по проводке горизонтального ствола в зонах с наилучшими коллекторскими свойствами в условиях бурения с минимальным комплексом КВБ.

Границей применимости разработанного подхода является интервал интенсивной карбонатизации. Для повышения точности модели необходима дальнейшая доработка

уравнения с учетом влияния карбонатного цемента. Кроме того, достоверность количественного прогноза пористости напрямую зависит от качества очистки шлама от остатков бурового раствора, что обуславливает жесткие требования к соблюдению регламента пробоподготовки проб. Наконец, выявленная эмпирическая зависимость отражает специфику исследованных отложений. Изменение минерального состава, объема глинистого вещества и характера вторичных преобразований на других месторождениях или пластах может изменить диагностическую значимость цинка, что требует обязательной верификации модели перед ее переносом на новые геологические объекты.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Лебедев Б.А. (1992). Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Ленинград: Недра, 239 с.
- Пероззио Г.Н. (1971). Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 160 с.
- Чернова Л.С., Иванова Н.А. (2011). Терригенно-минералогические модели генетических типов пород для прогноза развития коллекторов (на примере нефтегазоносных районов Западной Сибири). *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 1(5), с. 8–16.
- Успенская Л.А., Шадчнев Н.А., Виноградов В.К., Быбин П.В., Буткеев А.С., Маникин А.Г., Андрюхин К.В. (2026). Применение рентгенофлуоресцентного анализа бурового шлама для сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере ачимовских отложений (часть 1). *Георесурсы*, 28(3), с. 82–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.13>
- Храмцова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашникова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. (2020). Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки. *Георесурсы*, 22(3), с. 55–61. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>
- Юдович Я.Э., Кетрис М.П. (2000). Основы литохимии. Санкт-Петербург: Наука, 479 с.
- Юдович Я.Э., Кетрис М.П. (2011). Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). Сыктывкар: Геопринт, 742 с.
- Япаскурт О.В. (2008). Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. М.: ЭСЛАН, 356 с.

Herron M.M. (1986). Mineralogy from geochemical well logging. *Clays and Clay Minerals*, 34(2), pp. 204–213. <https://doi.org/10.1346/CCMN.1986.0340211>

Herron M.M. (1988). Geochemical classification of terrigenous sands and shales from core or log data. *Journal of Sedimentary Research*, 58(5), pp. 820–829. <https://doi.org/10.1306/212F8E77-2B24-11D7-8648000102C1865D>

Herron S.L., Herron M.M. (1996). Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy. *Proceedings of the SPWLA 37th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana, USA, June 16–19, 1996, Paper E, 14 p.

Shannon R.D., Prewitt C.T. (1969). Effective ionic radii in oxides and fluorides. *Acta Crystallographica Section B: Structural Crystallography and Crystal Chemistry*, 25(5), pp. 925–946. <https://doi.org/10.1107/S0567740869003220>

Сведения об авторах

Людмила Андреевна Успенская – кандидат геол.-минерал. наук, эксперт департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия
e-mail: lyudmila.uspenskaya@novatek.ru

Николай Александрович Шадчнев – начальник управления геологического мониторинга разработки месторождений департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

Антон Анатольевич Мигилев – начальник управления петрофизики департамента геологоразведочных работ оценки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Андрей Сергеевич Буткеев – заместитель генерального директора – главный геолог, АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

Александр Леонидович Солодовников – заместитель начальника отдела промысловой геологии, АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

Андрей Анатольевич Карев – главный специалист отдела промысловой геологии, АО «АРКТИКГАЗ», Новый Уренгой, Россия

Алексей Геннадьевич Маникин – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель генерального директора по научно-исследовательской работе, ООО «Тюменьгеоспектр»; доцент кафедры общей геологии и полезных ископаемых геологического факультета, Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия
e-mail: a.manikin@tgeos.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2026;

Принята к публикации 31.08.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov Formation (Part 2)

L.A. Uspenskaya^{1*}, N.A. Schadchnev¹, A.A. Migilev², A.S. Butkeev³, A.L. Solodovnikov³, A.A. Karev³, A.G. Manikin^{4,5}

¹NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

³ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

⁴Tyumengeospekttr LLC, Saratov, Russian Federation

⁵Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Lyudmila A. Uspenskaya, e-mail: lyudmila.uspenskaya@novatel.ru

Abstract. This paper is dedicated to expanding the application scope of X-ray fluorescence (XRF) analysis of drill cuttings in the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. The first part of the study addressed the litho-geochemical typing of the section using XRF data from drill cuttings. The second part presents a methodology for the real-time evaluation of formation reservoir properties during horizontal well drilling with a minimal logging-while-drilling (LWD) suite (gamma ray logging only, or its combination with resistivity measurements). The authors propose a simplified mathematical model for evaluating porosity based on the concentration of a single element indicator – zinc (Zn). The results of “blind testing” of the model on an exploratory well from an adjacent area confirm its reliability. The practical significance of implementing this porosity evaluation methodology for drilling horizontal wells with a minimal LWD suite is substantiated.

Keywords: Achimov formation, X-ray fluorescence analysis, elemental composition, porosity, drill cuttings, geosteering, horizontal drilling

Recommended citation: Uspenskaya L.A., Schadchnev N.A., Migilev A.A., Butkeev A.S., Solodovnikov A.L., Karev A.A., Manikin A.G. (2026). Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov Formation (Part 2). *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 97–106. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.14>

References

Chernova L.S., Ivanova N.A. (2011). Terrigenous-mineralogical models of genetic rock types for forecasting reservoir development (using oil and gas regions of Western Siberia as an example). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, (1(5)), pp. 8–16. (In Russ.)

Herron M.M. (1986). Mineralogy from geochemical well logging. *Clays and Clay Minerals*, 34(2), pp. 204–213. <https://doi.org/10.1346/CCMN.1986.0340211>

Herron M.M. (1988). Geochemical classification of terrigenous sands and shales from core or log data. *Journal of Sedimentary Research*, 58(5), pp. 820–829. <https://doi.org/10.1306/212F8E77-2B24-11D7-8648000102C1865D>

Herron S.L., Herron M.M. (1996). Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy. *Proceedings of the SPWLA 37th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana, USA, June 16–19, 1996, Paper E, 14 p.

Khrantsova A.V., Pakhomov S.I., Natchuk N.Yu., Kalashnikova M.P., Romashkin S.V., Musikhin A.D., Semenova N.G. (2020). Facies models of the Achimov Formation of East-Urengoy license as the basis for optimizing exploration and field development patterns. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 55–61. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>

Lebedev B.A. (1992). Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 239 p. (In Russ.)

Perosio G.N. (1971). Epigenesis of Terrigenous Sedimentary Rocks of the Jurassic and Cretaceous in the Central and Southeastern Parts of the West Siberian Lowland. Moscow: Nedra, 160 p. (In Russ.)

Shannon R.D., Prewitt C.T. (1969). Effective ionic radii in oxides and fluorides. *Acta Crystallographica Section B: Structural Crystallography and Crystal Chemistry*, 25(5), pp. 925–946. <https://doi.org/10.1107/S0567740869003220>

Uspenskaya L.A., Shadchnev N.A., Vinogradov V.K., Bybin P.V., Butkeev A.S., Manikin A.G., Andryukhin K.V. (2026). Application of X-Ray Fluorescence Analysis of Drill Cuttings for Geosteering Horizontal Wells: A Case Study of the Achimov Formation (Part 1). *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 82–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.13>

Yapaskurt O.V. (2008). Genetic Mineralogy and Stage Analysis of Processes of Sedimentary Rock and Ore Formation. Moscow: ESLAN, 356 p. (In Russ.)

Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (2000). Fundamentals of Lithochemistry. St. Petersburg: Nauka, 479 p. (In Russ.)

Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (2011). Geochemical Indicators of Lithogenesis (Lithological Geochemistry). Syktyvkar: Geoprint, 742 p. (In Russ.)

About the Authors

Lyudmila A. Uspenskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert of Field Development Department, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

e-mail: lyudmila.uspensskaya@novatek.ru

Nikolay A. Shadchnev – Head of Reservoir Engineering Geological Monitoring Department, NOVATEK PJSC, Moscow, Russian Federation

Anton A. Migilev – Head of Petrophysics Division, Exploration and Resource Base Evaluation Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Andrey S. Butkeev – Deputy General Director – Chief Geologist, ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

Alexander L. Solodovnikov – Deputy Head of Production Geology Department, ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

Andrey A. Karev – Chief Specialist of Production Geology Department, ARCTICGAS JSC, Noviy Urengoy, Russian Federation

Alexey G. Manikin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy General Director for Research and Development, LLC Tyumengeospektr LLC; Associate Professor, Department of General Geology and Mineral Resources, Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russian Federation

e-mail: a.manikin@tgeos.ru

Manuscript received 2 July 2026;

Accepted 31 August 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Автоматизированное прослеживание сейсмических отражающих горизонтов по разреженной экспертной разметке методами глубокого обучения: апробация на клиноформных ачимовских отложениях севера Западной Сибири

Д.А. Богоедов^{1,3*}, Н.С. Безухов¹, А.И. Павлюк¹, П.А. Авдеев¹, А.К. Базанов¹, И.И. Ефремов¹,
Р.Р. Шакиров², М.Ю. Шаповалов²

¹ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

³Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Структурная корреляция отражающих горизонтов остаётся одной из наиболее трудоёмких операций интерпретации сейсморазведки 3D, особенно в клиноформных неокомских разрезах Западной Сибири, где целевые отражения характеризуются изменчивой динамикой, выклиниванием и осложнены разрывными нарушениями. Прослеживание сейсмического горизонта является последовательной задачей, поэтому в работе оно формализовано как марковский процесс принятия решений и решено методом обучения с подкреплением. Агент, наблюдая локальный сейсмический контекст и историю уже проставленных пиков, на каждом шаге выбирает смещение горизонта на соседней трассе, а функция награды кодирует геофизические критерии: сходство волновой формы с опорным отражением по нормированной взаимной корреляции, фазовую согласованность, гладкость и ослабление штрафа за негладкость в зонах разрывных нарушений. Метод реализован в виде двухэтапной схемы: на первом этапе агент выполняет корреляцию по системе опорных сечений с задаваемым шагом, формируя сеть опорных точек горизонта, на втором – уплотняет результат до сплошной поверхности по всему объёму. Агент обучен в синтетической среде: сначала имитацией известных эталонных траекторий, затем дообучением с подкреплением; на вход подаётся разметка на одном или двух пересекающихся сечениях, а в сложных зонах вводится доразметка. Апробация на ачимовских отложениях одного из месторождений севера Западной Сибири показала согласованность с ручной корреляцией в пределах 10 мс на выдержанных интервалах. Обсуждаются ограничения и направления развития.

Ключевые слова: отражающий горизонт, сейсмическая корреляция, обучение с подкреплением, марковский процесс принятия решений, синтетические данные, клиноформа, ачимовская толща, Западная Сибирь

Для цитирования: Богоедов Д.А., Безухов Н.С., Павлюк А.И., Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Шакиров Р.Р., Шаповалов М.Ю. (2026). Автоматизированное прослеживание сейсмических отражающих горизонтов по разреженной экспертной разметке методами глубокого обучения: апробация на клиноформных ачимовских отложениях севера Западной Сибири. *Георесурсы*, 28(3), с. 107–116. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.15>

Введение

Прослеживание (корреляция) отражающих горизонтов по объёму сейсмических данных 3D – базовая операция структурной и сейсмостратиграфической интерпретации, определяющая каркас геологической модели и качество последующих построений. В условиях клиноформного

строения неокома Западной Сибири эта операция особенно трудоёмка: целевые отражения ачимовской толщи отличаются латеральной изменчивостью амплитуд и фаз, эффектами проградации и выклинивания клиноформ, а также осложнены малоамплитудными разрывными нарушениями (Наумов, 1977; Нежданов и др., 2000). По оценкам специалистов-интерпретаторов, на ручную корреляцию полного набора целевых горизонтов крупной площади затрачивается до 10–15 рабочих дней, поэтому сокращение объёма ручной коррекции представляет практический интерес.

Классические алгоритмы автоматического прослеживания, основанные на отслеживании экстремума, фазы

* Ответственный автор: Даниил Александрович Богоедов
e-mail: d.bogoe dov@geopl at.com

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

или локальной волновой корреляции, а также методы построения объёмов относительного геологического времени (Stark, 2004; Wu, Hale, 2015), сохраняют устойчивость лишь при допущении локальной гладкости и непрерывности горизонта между опорными точками. В зонах резкой смены динамики волнового поля, у разрывных нарушений и на участках выклинивания такие методы теряют надёжность, что вынуждает специалиста проводить обширную ручную доработку результатов.

За последнее десятилетие для задач интерпретации активно развиваются методы глубокого обучения. Архитектуры кодер–декодер показали эффективность при полуавтоматическом прослеживании горизонтов (Wu et al., 2019; Tschannen et al., 2020) и при формировании объёмов горизонтов из 3D-данных (Abubakar et al., 2024); предложены свёрточные сети для трекинга горизонтов с обучением на малой доле объёма (Yang, Sun, 2020), подходы к устойчивому пикингу при ограниченных обучающих выборках (Mattos et al., 2021), мультизадачные схемы с последовательными ограничениями (Luo et al., 2023) и методы трёхмерного трекинга на основе глобальной диффузии (Su et al., 2023). Базовым строительным блоком большинства решений выступает сеть семантической сегментации типа U-Net (Ronneberger et al., 2015). Вместе с тем ряд подходов сохраняет зависимость от больших размеченных выборок реальных данных и/или требует плотной априорной разметки, что ограничивает их применимость на новых площадях; кроме того, потрассная классификация или сегментация не учитывают явным образом последовательную природу прослеживания и подвержены накоплению ошибки – дрейфу и перескоку фазы (cycle skipping) при удалении от опорных точек.

Между тем прослеживание горизонта представляет как последовательный процесс принятия решений: положение пика на очередной трассе определяется накопленным контекстом, а не только локальным признаком в данной точке. Классическими аналогами такой постановки служат динамическое программирование и алгоритм Витерби, оптимизирующие интегральную стоимость траектории. Развитием этой идеи является обучение с подкреплением, в котором задача формализуется как марковский процесс принятия решений, а оптимальная стратегия (политика) обучается из данных по критерию максимума накопленной награды (Sutton, Barto, 2018). Применительно к данным сейсмики такая постановка показала способность преодолевать зоны резкой латеральной изменчивости и аномальные трассы за счёт учёта накопленного вознаграждения вдоль траектории, а не выбора положения горизонта только по локальному критерию на отдельной трассе (Sheng, 2023). В отличие от методов с заранее фиксированной функцией стоимости, обучение с подкреплением позволяет настроить функцию ценности под целевую геологическую обстановку.

В настоящей работе прослеживание горизонтов решается методом обучения с подкреплением при минимальном объёме исходной экспертной разметки (одно-два опорных сечения), а обучение агента проводится исключительно в синтетической среде, что обеспечивает воспроизводимость и снижает зависимость от размеченных данных конкретной площади. Новизна работы состоит в сочетании (1) формализации прослеживания

как марковского процесса принятия решений с геофизически содержательной функцией награды, (2) двухэтапной схемы “политика корреляции по сечениям и последующее трёхмерное уплотнение” и (3) обучения в синтетической среде прямого полноволнового моделирования с предварительным имитационным обучением по эталонным траекториям и механизмом доразметки сложных зон. Цель исследования – разработка и апробация такого подхода на клиноформных ачимовских отложениях. Задачи: формализация постановки и архитектуры агента; организация синтетической среды и обучения; проведение серии экспериментов с различной конфигурацией входных сечений; оценка согласованности результата с эталонной ручной корреляцией и анализ ограничений.

Геологический объект и исходные данные

Объектом апробации служат ачимовские и нижнемеловые (берриас-валанжинские) отражающие горизонты одного из месторождений севера Западной Сибири. Ачимовская толща относится к фондоформной части неокомского клиноформного комплекса и сложена относительно глубоководными песчано-алевритовыми телами, прилегающими к подошве баженовского горизонта (Наумов, 1977; Нежданов и др., 2000). Для разреза характерны сигмовидное строение клиноформ, проградационное наращивание, латеральная смена литологии и выклинивание песчаных тел, что формирует сложную, изменчивую волновую картину; ачимовские залежи относятся к сложнопостроенным, а связанные с ними запасы – к трудноизвлекаемым.

Исходные данные представлены амплитудным кубом сейсморазведки 3D (внутренний формат Pro-S) с шагом бинирования 25×25 м и набором целевых отражающих горизонтов. В качестве эталона для оценки качества использована ручная корреляция, выполненная интерпретатором по всему объёму. Обзорная схема площади и стратиграфическая приуроченность целевых горизонтов приведены на рис. 1.

Материалы и методы

Постановка задачи

Амплитудный куб сейсморазведки 3D обозначим $V(x, y, \tau)$, где x и y – пространственные координаты трассы, а τ – отсчёт двойного времени. Отражающий горизонт задаётся поверхностью $\tau = H(x, y)$. Экспертная интерпретация известна только на множестве опорных трасс, расположенных на одном или нескольких опорных сечениях. Требуется оценить $H(x, y)$ на всей площади так, чтобы полученная поверхность сохраняла приуроченность к выбранному отражению, не перескакивала на соседнюю фазу и допускала разрыв по времени в местах тектонических нарушений.

Прослеживание выполняется последовательно вдоль сейсмического сечения. На шаге k алгоритм переходит от текущей трассы к соседней и определяет изменение временной координаты горизонта $\Delta\tau(k)$. Индекс k далее обозначает шаг прослеживания и не совпадает с временной координатой τ . Такая запись устраняет неоднозначность между временем в сейсмическом кубе и временем шага в марковском процессе.

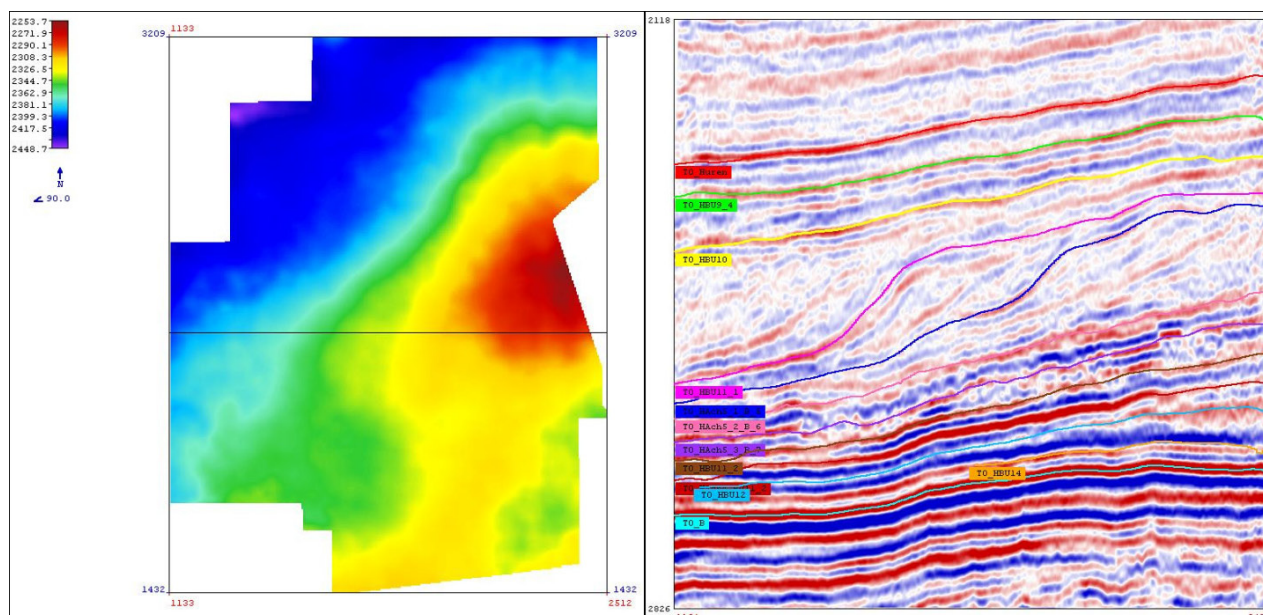


Рис. 1. Обзорная схема района исследования: контур площади сейсморазведки 3D, положение опорных сечений и стратиграфическая приуроченность целевых отражающих горизонтов

Марковский процесс принятия решений

Задача описывается марковским процессом принятия решений $M = (S, A, P, R, \gamma)$, где S – множество состояний, характеризующих локальную сейсмическую запись, опорную разметку и историю прослеживания; A – множество допустимых действий, включающее смещения горизонта на соседней трассе и завершение прослеживания; P – правило перехода между состояниями при выполнении выбранного действия; R – функция награды, оценивающая результат действия; γ – коэффициент дисконтирования, определяющий вклад наград последующих шагов в накопленную награду. В рассматриваемой задаче переход между состояниями детерминирован. Состояние $s(k)$ формируется из локального окна размером 33 трассы $\times$ 65 временных отсчётов, центрированного на текущем положении горизонта. При шаге трасс 25 м и дискретизации 2 мс окно охватывает 800 м по латерали и 128 мс по времени. Вход содержит пять каналов: нормированную амплитуду; синус и косинус мгновенной фазы; локальный наклон отражений; бинарную маску экспертных опорных точек. Последовательная часть состояния включает восемь предыдущих смещений горизонта и соответствующие значения корреляционного сходства с опорной волновой формой.

Действие $a(k) = \Delta\tau(k)$ задаёт смещение временной координаты горизонта на соседней трассе. Используется дискретное пространство из 14 действий: 13 смещений $\Delta n \in \{-8, -6, -4, -3, -2, -1, 0, 1, 2, 3, 4, 6, 8\}$ временных отсчётов, что при дискретизации 2 мс соответствует диапазону от -16 до $+16$ мс, и отдельное действие завершения прослеживания. Последнее обучается на краях модели, в зонах выклинивания и на фрагментах без устойчивого отражения. Переход P детерминирован: после выбора $\Delta\tau(k)$ фронт прослеживания смещается на одну трассу, а новое положение горизонта принимается равным $\tau_{k+1} = \tau_k + \Delta\tau_k$. Эпизод завершается при выборе действия остановки либо при достижении границы сечения.

Функция награды связывает решение агента с измеримыми признаками прослеживаемого отражения. Для шага k она записывается в виде:

$$r(k) = w_c \cdot C(k) + w_p \cdot P(k) + w_a \cdot A(k) - w_s \cdot (1 - F(k)) \cdot S(k) - w_d \cdot D(k).$$

Корреляционный член $C(k)$ рассчитывается как нормированная взаимная корреляция 17-отсчётного фрагмента волновой формы с медианной опорной формой, построенной по пяти ближайшим размеченным трассам. Фазовый член $P(k)$ определяется как $(1 + \cos\Delta\phi)/2$, амплитудный член $A(k)$ – как $\exp(-|\ln(\frac{|u(k)|}{|u_{оп}|})|)$, где u обозначает амплитуду. Штраф $S(k)$ равен нормированной абсолютной второй разности траектории и ограничивается единицей. Индикатор разрывности $F(k)$ вычисляется как единица минус локальная когерентность в окне 5×9 отсчётов; при $F(k) > 0,6$ штраф за негладкость ослабляется. Коэффициенты фиксированы на уровне $w_c = 1,00$, $w_p = 0,35$, $w_a = 0,15$, $w_s = 0,25$ и $w_d = 0,80$. Они выбраны перебором 180 комбинаций на независимой синтетической валидационной выборке по минимуму медианной абсолютной ошибки.

Для дискретного пространства действий аппроксимируется функция $Q\theta(s, a)$, а политика определяется как $\pi\theta(s) = \arg \max_a Q\theta(s, a)$. Локальное окно обрабатывается свёрточным энкодером: входная свёртка $5 \times 5 \times 32$ каналами, затем три остаточных блока с 32, 64 и 128 каналами; во втором и третьем блоках пространственный размер уменьшается свёрткой с шагом 2. После глобального усреднения формируется 128-мерный вектор признаков. История восьми предыдущих шагов обрабатывается однослойным GRU с 64 скрытыми состояниями. Оба представления объединяются и подаются в полносвязный слой размерности 128. Выходной блок с отдельной оценкой ценности состояния и преимуществ действий формирует

одно значение состояния и 14 преимуществ действий, из которых рассчитываются Q-значения. Модель содержит 1,08 млн обучаемых параметров.

Двухэтапная схема прослеживания

Подход реализован в виде двухэтапной схемы (рис. 2). На первом этапе обученная политика выполняет корреляцию по системе опорных сечений: агент стартует из центрального пересечения и распространяет горизонт наружу по сечениям с задаваемым шагом (как правило, 50–100 линий), формируя разреженную сеть якорных точек. За счёт этого окупается последовательное планирование – устойчивое прохождение зон смены динамики поля и разрывных нарушений. Результатом первого этапа является разреженная система отсчётов горизонта на опорных сечениях, используемая как набор пространственных ограничений для последующего заполнения объёма.

На втором этапе выполняется трёхмерное уплотнение: Агент прослеживает отражение от каждой ограничивающей линии в прямом и обратном направлениях; допустимый временной интервал задаётся линейной интерполяцией между ближайшими опорными значениями с дополнительным допуском ± 12 мс. Для каждой трассы формируется до четырёх оценок. Если их разброс не превышает 4 мс, принимается среднее, взвешенное по разности между максимальным и вторым Q-значениями; при большем разбросе выбирается оценка с наибольшим запасом Q-значения. Затем выполняется один проход медианного фильтра 3×3 . Соседние отсчёты не включаются в фильтр, если между ними индикатор разрывности F превышает 0,6. Такая обработка подавляет одиночные выбросы, но не переносит значения через выявленные нарушения.

Прослеживание как марковский процесс принятия решений

$$MDP = (S, A, P, R, \gamma)$$



Двухэтапная схема прослеживания

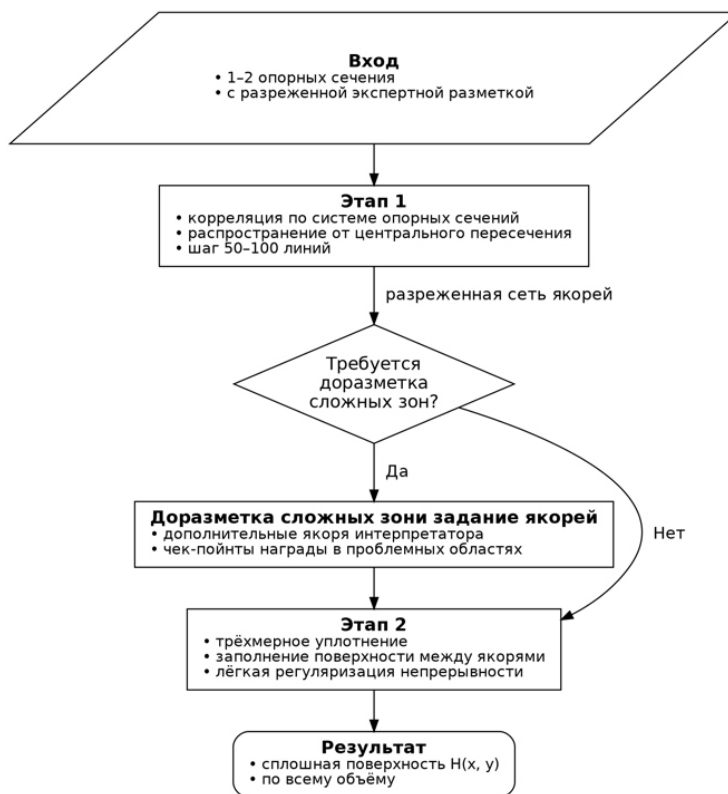


Рис. 2. Прослеживание отражающего горизонта как марковский процесс принятия решений $M = (S, A, P, R, \gamma)$ и двухэтапная схема построения поверхности. На каждом шаге состояние $s(k)$ включает локальное амплитудное окно, опорную разметку, историю предыдущих отсчётов и локальные атрибуты. Политика выбирает смещение $a(k) = \Delta t(k)$ на соседней трассе, после чего рассчитывается награда, включающая корреляционное сходство волновой формы с опорным отражением, фазовую и амплитудную согласованность, штраф за негладкость и ослабление этого штрафа в зоне нарушения. На первом этапе выполняется корреляция по системе сечений с шагом 50 линий; на втором – заполнение промежутков между опорными сечениями до сплошной поверхности $H(x, y)$.

Формирование синтетической обучающей выборки

Обучение проводится на синтетических сейсмических данных, для которых положение целевого горизонта известно из геологической модели. Это позволяет рассчитывать плотный обучающий сигнал без сплошной ручной интерпретации реальных кубов. Синтетическое обучение не устраняет различие между модельными и полевыми данными; переносимость метода поэтому оценивается отдельно на реальном сейсмическом объёме, который не используется при оптимизации параметров агента.

Генерация каждой реализации включает построение структурно-стратиграфической модели, задание физических свойств и расчёт синтетического сейсмического изображения. Число слоёв выбирается равномерно от 6 до 28, их мощность – от 8 до 80 м. Региональный наклон изменяется от -5° до $+5^\circ$, локальный – до 12° . Складчатые деформации задаются синусоидальными и асимметричными изгибами с амплитудой 10–120 м и длиной волны 0,8–5,0 км. В одну реализацию включается от нуля до шести сбросов или взбросов с углом падения $45-85^\circ$ и вертикальной амплитудой 4–80 м. Число зон выклинивания и прилегания изменяется от нуля до четырёх. Для клиноформных моделей угол наклона клиномет составляет $1-5^\circ$, вертикальная мощность комплекса – 40–180 м, длина проградации – 0,5–3,0 км. В модель добавляется до пяти геологических тел мощностью 8–60 м и латеральным размером 100–900 м. Скорость продольной волны варьируется от 1800 до 4500 м/с, плотность – от 1,90 до 2,65 г/см³. Параметры выбираются независимо из равномерных распределений, за исключением мощности слоёв и амплитуды смещения по разломам, для которых используется логарифмически равномерное распределение.

В модель также включаются линзовидные, рукавообразные и лопастевидные геологические тела с контрастными физическими свойствами. Они используются для формирования локальной изменчивости амплитуд, интерференции и участков пониженной прослеживаемости отражения. Отдельное подмножество реализаций воспроизводит клиноформное строение ачимовской толщи: проградационное наращивание, сигмовидную геометрию клиномет, латеральную смену свойств вдоль склона и выклинивание песчаных тел. Эти реализации повышают представленность целевых структурных конфигураций в обучающей выборке, но не рассматриваются как доказательство автоматической переносимости на другие площади.

Синтетические данные рассчитываются в двумерной акустической постановке с переменной плотностью. Размер моделей составляет $1,5-3,2 \times 0,9-1,8$ км, пространственный шаг по обеим координатам – 5 м, временной шаг – 1–2 мс. Волновое уравнение решается конечно-разностной схемой восьмого порядка по пространству и второго порядка по времени с поглощающей границей PML. Используется импульс Рикера с доминирующей частотой, случайно выбираемой в диапазоне 18–35 Гц. Источники размещаются на поверхности с шагом 50 м, приёмники – с шагом 25 м; максимальное удаление составляет 2,5 км, длительность записи – 2000 мс. Сейсмическое изображение формировалось методом акустической обратной временной миграции синтетических сейсмограмм. В качестве миграционной модели использовалась сглаженная версия

исходной скоростной модели, построенной на предыдущем этапе. После миграции разрез дискретизируется с шагом 25 м по латерали и 2 мс по времени. Такая схема воспроизводит дифракции на разломах и краях тел, интерференцию тонких слоёв и искажения волновой формы при латеральном изменении скоростей, но не моделирует обменные волны и анизотропию.

После миграции к изображению добавляются полосовой гауссов шум и слабая регулярная помеха, имитирующая остаточный след системы наблюдений. Отношение сигнал/шум выбирается от 3 до 20 дБ, амплитуда регулярной составляющей – от 2 до 8% среднеквадратичной амплитуды сигнала. Аугментации включают горизонтальное отражение с вероятностью 0,5, инверсию полярности с вероятностью 0,5, масштабирование по времени в диапазоне 0,9–1,1, по латерали – 0,85–1,15 и амплитудный коэффициент 0,70–1,30. Сформировано 400 независимых геологических реализаций: 320 использованы для обучения, 40 – для выбора гиперпараметров и ранней остановки, ещё 40 – как закрытая синтетическая тестовая выборка. Разбиение выполнялось до извлечения локальных окон, поэтому фрагменты одной геологической модели не попадали в разные части выборки. Из реализаций извлечено 720 тыс. обучающих, 90 тыс. валидационных и 90 тыс. тестовых состояний.

Обучение агента

Обучение состоит из двух последовательных стадий. На первой стадии выполняется имитационное обучение по известным траекториям синтетических горизонтов. Для каждого состояния целевым действием служит смещение, переводящее интерпретацию на истинное положение горизонта на соседней трассе. Эта стадия задаёт начальную политику и уменьшает число неинформативных эпизодов в начале обучения с подкреплением.

На второй стадии модель оптимизируется алгоритмом Double DQN с дуэльной архитектурой и приоритетным буфером воспроизведения (Schulman et al., 2017; Mnih et al., 2015). Обучение проводится по программе постепенного усложнения: первый миллион переходов формируется на согласных слоях без нарушений, второй – с добавлением шума и плавных деформаций, третий – с разломами, четвёртый – с выклиниваниями и геологическими телами, пятый – на полном наборе сценариев, включая клиноформные модели. Имитационное предобучение проводилось в течение 60 эпох с размером пакета 256 примеров. Для оптимизации использовали алгоритм AdamW с начальной скоростью обучения $3 \cdot 10^{-4}$ и коэффициентом затухания весов 10^{-4} .

Доразметка сложных зон

В участках с резкой сменой волновой картины интерпретатор может добавить отдельные точки или короткие фрагменты горизонта. При повторном расчёте они используются как жёсткие опорные условия: эпизод прослеживания завершается в заданной точке либо начинается заново от неё. Дополнительно применяется контрольная награда: прохождение траектории в пределах ± 2 мс от заданной точки увеличивает награду на 2,0, а отклонение более 2 мс уменьшает её на 1,0. Доразметка изменяет только локальные условия запуска и ограничения траектории.

Дизайн апробации

Метод испытан на отражающем горизонте ачимовской толщи одного из месторождений севера Западной Сибири. Основной эксперимент использует два взаимно пересекающихся опорных сечения – инлайн и кросслайн, проходящие через центральную часть площади (рис. 3). Экспертная разметка на этих сечениях служит единственным входом для первого запуска. После корреляции по системе сечений выполняется трёхмерное уплотнение до поверхности $H(x, y)$.

Дополнительно выполняется уточнённый вариант расчёта, в котором интерпретатор добавляет опорные точки и локально уменьшает шаг между сечениями в зонах сложной волновой картины. Такое сравнение позволяет разделить качество при минимальной исходной разметке и качество после стандартной экспертной корректировки. В качестве референсной поверхности используется ручная корреляция, выполненная по всему объёму и не доступная алгоритму во время расчёта.

Оценка качества

Отклонение результата от референсной интерпретации рассчитывается на каждой трассе как $\Delta H(x, y) = H_{\text{мод}}(x, y) - H_{\text{эт}}(x, y)$ в миллисекундах двойного времени. Для количественной оценки используются среднее смещение, средняя и медианная абсолютные ошибки, среднеквадратичная ошибка. Все показатели рассчитываются для основного эксперимента с двумя исходными сечениями и повторно после локальной доработки; численные значения приведены в разделе «Результаты».

Качество прослеживания оценивалось сопоставлением полученной поверхности с эталонной ручной корреляцией. Использованы: структурные карты горизонта по обоим вариантам корреляции; карта разности, кросс-плот соответствия времён горизонта автоматическим ИИ прослеживанием против интерпретатора; контрольные разрезы с совместным нанесением вариантов корреляции. Дополнительно контролировались воспроизводимость результата при повторных запусках и вычислительная производительность.



Рис. 3. Схема апробации: два опорных сечения, инлайн и кросслайн, пересекаются в центральной части площади и содержат исходную экспертную интерпретацию. Контур соответствует границе куба сейсморазведки 3D.

Результаты

По двум опорным сечениям, пересекающимся вкрест в центре площади, последовательное выполнение обоих этапов восстановило сплошную поверхность целевого горизонта на 2 327 958 трассах (95% объёма куба за вычетом краёв съёмки). Среднее смещение относительно ручной корреляции составило 1,2 мс, средняя абсолютная ошибка – 5,9 мс, медианная абсолютная ошибка – 4,2 мс, среднеквадратичная ошибка – 9,2 мс. На выдержанных интервалах средняя абсолютная ошибка снижалась до 1,3 мс, а 89,1% отсчётов находились в пределах 10 мс. Наибольшие расхождения приурочены к разрывным нарушениям, зонам выклинивания и краевой полосе куба. При этом следует учитывать, что ручная корреляция сохраняет субъективность, поэтому выявленные расхождения целесообразно рассматривать предметно в каждом отдельном случае, а не трактовать как однозначную ошибку прослеживания. Структурные карты горизонта, полученные в результате работы алгоритма и в результате ручной интерпретации близки по морфологии: воспроизведены как региональный структурный план, так и локальные особенности рельефа отражения (рис. 4, а, б). Коэффициент корреляции между значениями поверхностей равен 0,988, однако он используется только как характеристика общего структурного тренда.

На кросс-плоте (рис. 4г) значения автоматической и ручной корреляции сосредоточены в узкой полосе вдоль линии 1:1, без выраженного систематического смещения. Небольшое расширение облака относительно линии 1:1 соответствует локальным расхождениям, показанным на карте разности (рис. 4в), и связано преимущественно с зонами разрывных нарушений, выклинивания и краевыми частями куба.

После добавления 16 опорных точек на 10 прогнозных сечениях и уменьшения шага сетки до 25 линий в трёх сложных зонах средняя абсолютная ошибка снизилась с 5,9 до 3,1 мс, а доля трасс с отклонением не более 10 мс увеличилась до 92,2%. На контрольном разрезе линии автоматической и ручной корреляции совпадают в пределах одного-двух временных отсчётов для большинства протяжённости горизонтов, включая интервалы с изменением углов наклона (рис. 5). Локальные значения свыше 4 мс наблюдались преимущественно у разломов и в краевой полосе.

Построение сети опорных сечений на рабочей станции с 32 ГБ оперативной памяти без использования графического процессора заняло 14 мин, трёхмерное уплотнение – 12 мин, согласование направленных проходов и постобработка – 2,1 мин. Суммарное время вычислений составило 28,1 мин (без учёта загрузки данных, формирования выходных поверхностей и визуального контроля). Эти значения относятся к одному горизонту на кубе $1777 \times 1379 \times 2000$ отсчётов.

Обсуждение и выводы

Результаты апробации подтверждают применимость предложенного подхода для прослеживания опорных и целевых горизонтов в условиях относительно выдержанных границ. Ключевое практическое преимущество – минимальный объём исходной разметки и отсутствие необходимости использовать полевую ручную корреляцию

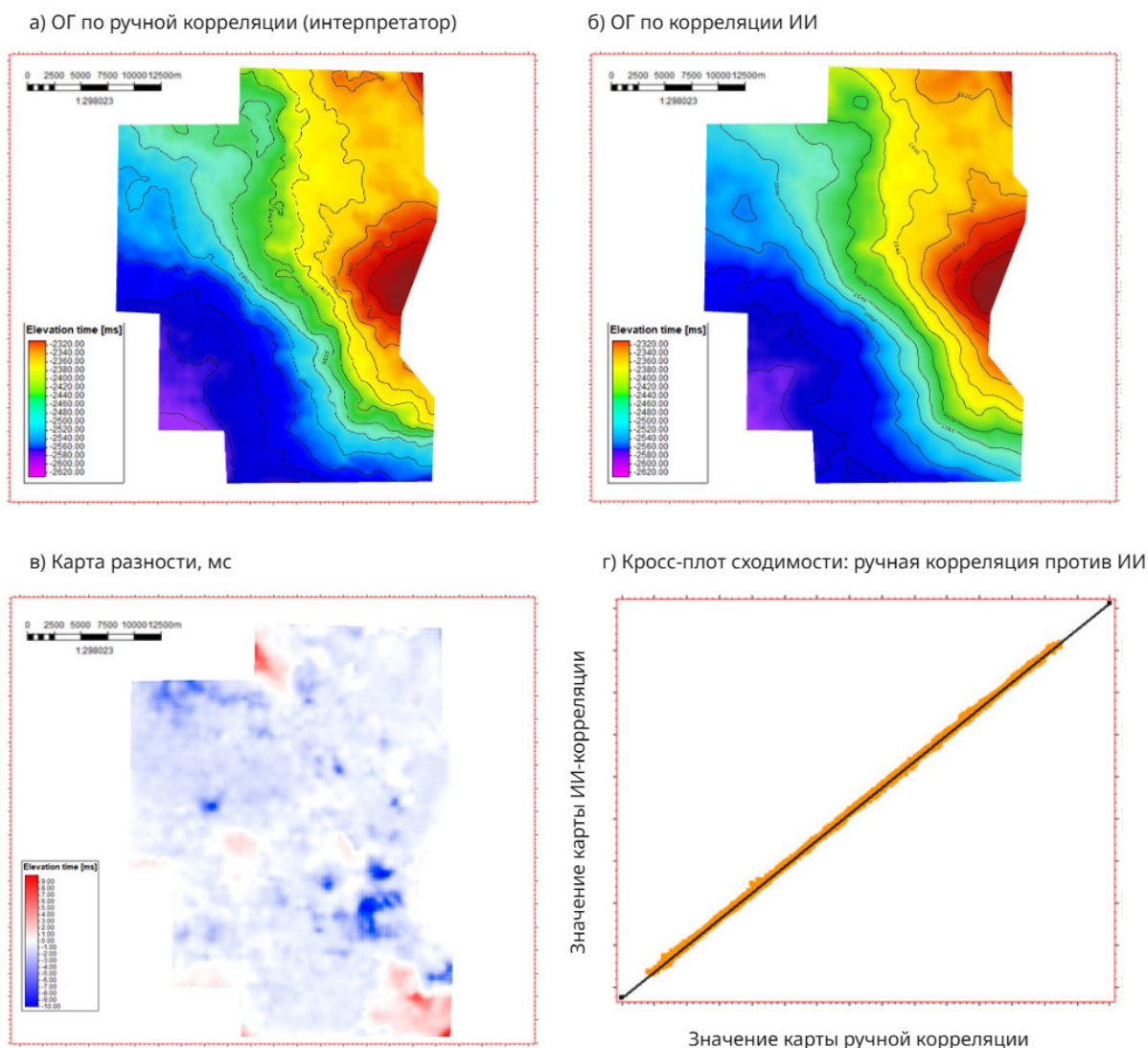


Рис. 4. Сопоставление результата ИИ-корреляции с ручной интерпретацией по целевому горизонту при минимальном входе из двух опорных сечений (инлайн и кросслайн): а – структурная карта по ручной корреляции (интерпретатор); б – структурная карта по ИИ-корреляции; в – карта разности, мс; г – кросс-плот значений карт (карта от карты): ручная корреляция против ИИ

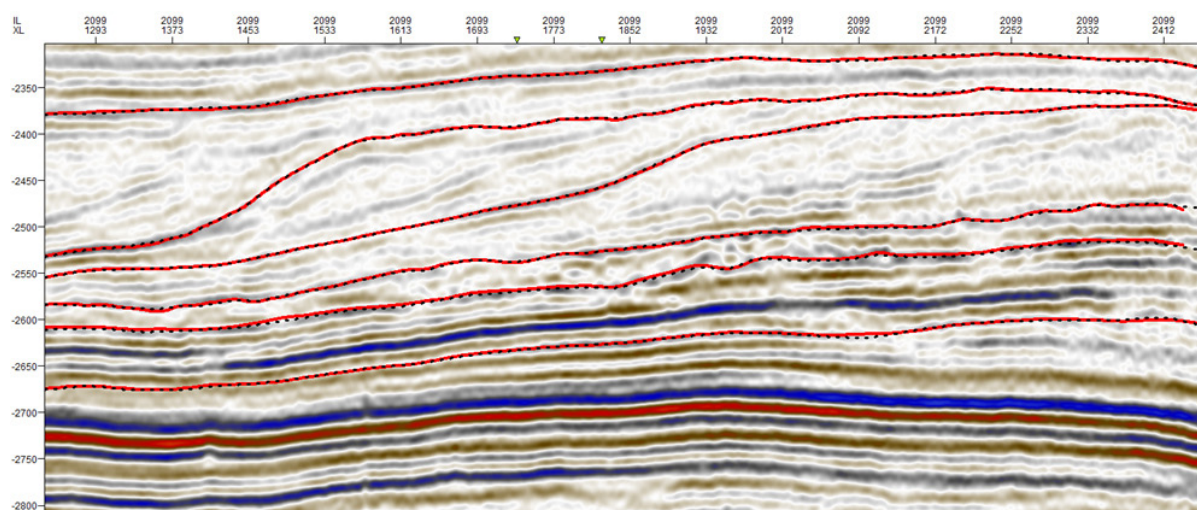


Рис. 5. Результат корреляции на заключительном этапе (с уточнением ручной разметки и утачением сетки сечений в сложных зонах): совместное нанесение вариантов прослеживания – ИИ (сплошная линия) и интерпретатора (пунктир) – для набора отражающих горизонтов. Линии практически совпадают по всей длине разреза.

при обучении модели. Испытание на одной площади показывает перенос от синтетических данных к конкретному полевому кубу, но не доказывает межплощадочную переносимость; для такой оценки необходима валидация на независимых месторождениях и данных различных систем наблюдений. Двухэтапная организация «корреляция по сечениям → трёхмерное уплотнение» разделяет построение пространственного каркаса и заполнение промежутков, а механизм доразметки сохраняет экспертный контроль в сложных зонах.

Формализация прослеживания как марковского процесса принятия решений отвечает последовательной природе задачи: оптимизируется накопленная награда вдоль траектории, а не точность отдельного пика, что снижает дрейф и перескок фазы при удалении от опорных точек. По сравнению с методами с заранее фиксированной функцией стоимости (динамическое программирование, алгоритм Витерби) обучаемая функция ценности адаптируется к целевой геологической обстановке, заданной синтетической средой, а толерантный к разломам член награды препятствует сглаживанию реальных нарушений. Дополнительным преимуществом является возможность интерпретировать выходную функцию ценности как меру достоверности прослеживания.

Представленная апробация относится к горизонту с относительно выдержанной волновой картиной, для которого минимального входа из двух пересекающихся сечений оказалось достаточно. По результатам более широкого тестирования к ограничениям метода относятся сглаживание резких структурных перегибов в зонах интенсивной тектоники (сдвиги, надвиги) с занижением амплитуд смещения по нарушениям, а также краевые эффекты («задир» прослеживаемых горизонтов) в приграничных частях куба, устраняемые обрезкой краевой полосы. Согласованность с эталоном в сложных обстановках закономерно повышается с увеличением числа и плотности опорных сечений и при их ориентации по съёмке. Эти наблюдения определяют рекомендуемый порядок применения метода. Для относительно выдержанных опорных горизонтов используют два пересекающихся сечения. В зонах сложной волновой картины задают дополнительные опорные сечения, выполняют локальную доразметку и повторный расчёт.

С практической точки зрения для относительно выдержанных горизонтов базовый шаг опорных сечений 50 линий (1,25 км при шаге бинирования 25 м) обеспечивает приемлемую точность: в основном эксперименте средняя абсолютная ошибка составила 5,9 мс, а 89,1% отсчётов находились в пределах 10 мс от ручной корреляции. В локально сложных зонах шаг целесообразно уменьшать до 25 линий (625 м): после такой доразметки и добавления 16 опорных точек средняя абсолютная ошибка снизилась до 3,1 мс, а доля отсчётов с отклонением не более 10 мс увеличилась до 92,2%. Для одного горизонта на кубе $1777 \times 1379 \times 2000$ отсчётов вычислительная часть заняла 28,1 мин на рабочей станции с 32 ГБ ОЗУ. При ручной корреляции полного набора целевых горизонтов аналогичной площади затрачивается до 10–15 рабочих дней; предлагаемый подход сокращает этот этап до единиц рабочих дней за счёт переноса основного объёма работы

интерпретатора на задание опорных сечений, локальную доразметку и итоговый контроль качества.

Направления развития включают: учёт тектоники с типовыми для региона амплитудами вертикального смещения; реализацию атрибута достоверности прослеживания (confidence) на основе выходной функции ценности агента; возможность запуска расчёта от части существующего горизонта; ограничение выклинивающих горизонтов местом их прилегания к базису эрозии. Перспективны также уточнение функции награды (в том числе усиление разломно-ориентированного члена) и обогащение синтетической среды более реалистичной моделью разломообразования и динамики поля для снижения эффекта сглаживания.

Заключение

Предложен и апробирован подход к прослеживанию сейсмических отражающих горизонтов по разреженной экспертной разметке, в котором задача формализована как марковский процесс принятия решений и решена методом обучения с подкреплением. Подход реализован в виде двухэтапной схемы (обучаемая политика корреляции по опорным сечениям и трёхмерное уплотнение), агент обучен в синтетической среде прямого полномасштабного моделирования с предварительным имитационным обучением по эталонным траекториям и допускает доразметку сложных зон через опорные точки горизонта и контрольные точки, учитываемые при вычислении награды. Апробация на клиноформных ачимовских отложениях севера Западной Сибири показала согласованность с ручной корреляцией в пределах 10 мс на выдержанных интервалах при возрастании расхождений в зонах смены динамики поля и у разрывных нарушений. Оптимизация накопленной награды повышает устойчивость прослеживания и обеспечивает воспроизводимость результата при существенном сокращении времени структурной корреляции; обозначены ограничения и направления дальнейшего развития. Для практического применения рекомендуется использовать шаг опорных сечений около 50 линий на выдержанных интервалах и уменьшать его до 25 линий в зонах сложной волновой картины; в проведённой апробации это соответствовало средней абсолютной ошибке 5,9 и 3,1 мс соответственно, при времени вычислений 28,1 мин на один горизонт.

Благодарности

Авторы благодарят коллег из ООО «НОВАТЭК НТЦ» за помощь в экспертной интерпретации и обсуждение результатов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Использование инструментов с искусственным интеллектом

При подготовке рукописи авторы использовали инструменты на основе искусственного интеллекта (большие языковые модели) на вспомогательных этапах: для первичного поиска и подбора литературных

источников и для проверки и редактирования текста (грамматика, стиль, связность изложения, перевод отдельных фрагментов на английский язык). Инструменты ИИ не использовались для получения, обработки и интерпретации сейсмических данных, а также для формирования научных результатов и выводов.

Литература

- Наумов А.Л. (1977). К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна. *Геология и геофизика*, 18(10), с. 38–47.
- Нежданов А.А., Пономарёв В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук, 247 с.
- Abubakar A., Di H., Li Z., Maniar H., Zhao T. (2024). An artificial intelligence workflow for horizon volume generation from 3D seismic data. *The Leading Edge*, 43(4), pp. 235–243. <https://doi.org/10.1190/tle43040235.1>
- Luo Y., Zhang G., Zhang J., Li Y., Lin Y., Li B., Liang C., Li L. (2023). Sequence-constrained multitask horizon tracking. *Geophysics*, 88(2), pp. IM15–IM27.
- Mattos A.B., Civitarese D., Szwarcman D., Oliveira M., Zaytsev S., Semin D.G., Oliveira D.A.B. (2021). Enabling robust horizon picking from small training sets. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 59(6), pp. 5317–5324. <https://doi.org/10.1109/TGRS.2020.3010124>
- Mnih V., Kavukcuoglu K., Silver D., Rusu A.A., Veness J., Bellemare M.G., Graves A., Riedmiller M., Fidjeland A.K., Ostrovski G., Petersen S., Beattie C., Sadik A., Antonoglou I., King H., Kumaran D., Wierstra D., Legg S., Hassabis D. (2015). Human-level control through deep reinforcement learning. *Nature*, 518(7540), pp. 529–533. <https://doi.org/10.1038/nature14236>
- Ronneberger O., Fischer P., Brox T. (2015). U-Net: Convolutional networks for biomedical image segmentation. Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, *Lecture Notes in Computer Science*, 9351, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28
- Schulman J., Wolski F., Dhariwal P., Radford A., Klimov O. (2017). Proximal policy optimization algorithms. arXiv preprint arXiv:1707.06347. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1707.06347>
- Sheng S. (2023). Automatic horizon picking using multiple seismic attributes and Markov decision process. *Remote Sensing*, 15(3), 552. <https://doi.org/10.3390/rs15030552>
- Stark T.J. (2004). Relative geologic time (age) volumes – relating every seismic sample to a geologically reasonable horizon. *The Leading Edge*, 23(9), pp. 928–932. <https://doi.org/10.1190/1.1803499>
- Su M., Qian F., Cui S., Yuan C., Cui X. (2023). Research on a 3D seismic horizon automatic-tracking method based on corrugated global diffusion. *Applied Sciences*, 13(10), 6155. <https://doi.org/10.3390/app13106155>
- Sutton R.S., Barto A.G. (2018). Reinforcement learning: an introduction. 2nd ed. Cambridge, MA: MIT Press, 552 p.
- Tschannen V., Delescluse M., Ettrich N., Keuper J. (2020). Extracting horizon surfaces from 3D seismic data using deep learning. *Geophysics*, 85(3), pp. N17–N26. <https://doi.org/10.1190/geo2019-0569.1>

Wu H., Zhang B., Lin T., Cao D., Lou Y. (2019). Semiautomated seismic horizon interpretation using the encoder–decoder convolutional neural network. *Geophysics*, 84(5), pp. B403–B417. <https://doi.org/10.1190/geo2018-0672.1>

Wu X., Hale D. (2015). Horizon volumes with interpreted constraints. *Geophysics*, 80(2), pp. IM21–IM33. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0212.1>

Yang L., Sun S.Z. (2020). Seismic horizon tracking using a deep convolutional neural network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106709. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106709>

Сведения об авторах

Даниил Александрович Богоедов – руководитель отдела R&D, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС»; специалист, Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

e-mail: d.bogoevod@geoplat.com

ORCID: 0000-0003-3276-7508

Никита Сергеевич Безухов – ведущий специалист по Data Science, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

Анастасия Игоревна Павлюк – руководитель проектов, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

Павел Александрович Авдеев – старший менеджер отдела продаж, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

Андрей Константинович Базанов – директор по развитию бизнеса, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

Иван Игоревич Ефремов – генеральный директор, ООО «ГРИДПОИНТ ДАЙНАМИКС», Москва, Россия

Равиль Рамильевич Шакиров – директор департамента подготовки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Михаил Юрьевич Шаповалов – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Статья поступила в редакцию 30.06.2026;

Принята к публикации 31.08.2026;

Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Reinforcement-Learning Tracking of Seismic Horizons From Sparse Expert Interpretation: A Case Study on the Achimov Clinoform Deposits of Northern West Siberia

D.A. Bogoevod^{1,3*}, N.S. Bezukhov¹, A.I. Pavliuk¹, P.A. Avdeev¹, A.K. Bazanov¹, I.I. Efremov¹, R.R. Shakirov², M.Yu. Shapovalov²

¹GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

³Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Daniil A. Bogoevod, e-mail: d.bogoevod@geoplat.com

Abstract. Structural correlation of reflection horizons remains one of the most labour-intensive operations in 3D seismic interpretation, particularly within the clinoform Neocomian sections of West Siberia, where target reflections show variable dynamics, pinch-outs and are complicated by faulting. Because horizon tracking is inherently sequential, we formulate it as a Markov decision process and solve it with reinforcement learning. Observing a local seismic context and the history of previously picked samples, an agent chooses, at each step, the vertical shift of the horizon on the adjacent trace; the reward function encodes geophysical criteria – waveform similarity to the reference reflection, phase consistency, lateral smoothness and fault tolerance. The method is implemented as a two-stage scheme: a policy first correlates the horizon over a grid of reference sections with a user-defined spacing, building a reliable network of anchors, and then densifies the result into a continuous surface across the whole volume. The agent is trained in a synthetic environment produced by forward full-wavefield modelling, with imitation pretraining on reference horizon trajectories; one or two intersecting reference sections suffice as input, and additional interpretation is introduced in complex zones. Tested on Achimov deposits of a field in Northern West Siberia, the approach agrees with manual correlation within 10 ms over conformable intervals. Limitations and directions for development are discussed.

Keywords: reflection horizon, seismic correlation, reinforcement learning, Markov decision process, synthetic data, clinoform, Achimov formation, West Siberia

Recommended citation: Bogoeodov D.A., Bezukhov N.S., Pavliuk A.I., Avdeev P.A., Bazanov A.K., Efremov I.I., Shakirov R.R., Shapovalov M.Yu. (2026). Reinforcement-Learning Tracking of Seismic Horizons From Sparse Expert Interpretation: A Case Study on the Achimov Clinoform Deposits of Northern West Siberia. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 107–116. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.15>

References

- Abubakar A., Di H., Li Z., Maniar H., Zhao T. (2024). An artificial intelligence workflow for horizon volume generation from 3D seismic data. *The Leading Edge*, 43(4), pp. 235–243. <https://doi.org/10.1190/tle43040235.1>
- Luo Y., Zhang G., Zhang J., Li Y., Lin Y., Li B., Liang C., Li L. (2023). Sequence-constrained multitask horizon tracking. *Geophysics*, 88(2), pp. IM15–IM27.
- Mattos A.B., Civitarese D., Szwarcman D., Oliveira M., Zaytsev S., Semin D.G., Oliveira D.A.B. (2021). Enabling robust horizon picking from small training sets. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 59(6), pp. 5317–5324. <https://doi.org/10.1109/TGRS.2020.3010124>
- Mnih V., Kavukcuoglu K., Silver D., Rusu A.A., Veness J., Bellemare M.G., Graves A., Riedmiller M., Fidjeland A.K., Ostrovski G., Petersen S., Beattie C., Sadik A., Antonoglou I., King H., Kumaran D., Wierstra D., Legg S., Hassabis D. (2015). Human-level control through deep reinforcement learning. *Nature*, 518(7540), pp. 529–533. <https://doi.org/10.1038/nature14236>
- Naumov A.L. (1977). On the methodology for reconstructing the bottom relief of the West Siberian Early Cretaceous basin. *Russian Geology and Geophysics*, 18(10), pp. 38–47. (In Russ.)
- Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. (2000). Geology and petroleum potential of the Achimov strata of West Siberia. Moscow: Academy of Mining Sciences Publ., 247 p. (In Russ.)

- Ronneberger O., Fischer P., Brox T. (2015). U-Net: Convolutional networks for biomedical image segmentation. Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, *Lecture Notes in Computer Science*, 9351, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28
- Schulman J., Wolski F., Dhariwal P., Radford A., Klimov O. (2017). Proximal policy optimization algorithms. arXiv preprint arXiv:1707.06347. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1707.06347>
- Sheng S. (2023). Automatic horizon picking using multiple seismic attributes and Markov decision process. *Remote Sensing*, 15(3), 552. <https://doi.org/10.3390/rs15030552>
- Stark T.J. (2004). Relative geologic time (age) volumes – relating every seismic sample to a geologically reasonable horizon. *The Leading Edge*, 23(9), pp. 928–932. <https://doi.org/10.1190/1.1803499>
- Su M., Qian F., Cui S., Yuan C., Cui X. (2023). Research on a 3D seismic horizon automatic-tracking method based on corrugated global diffusion. *Applied Sciences*, 13(10), 6155. <https://doi.org/10.3390/app13106155>
- Sutton R.S., Barto A.G. (2018). Reinforcement learning: an introduction. 2nd ed. Cambridge, MA: MIT Press, 552 p.
- Tschannen V., Delescluse M., Ettrich N., Keuper J. (2020). Extracting horizon surfaces from 3D seismic data using deep learning. *Geophysics*, 85(3), pp. N17–N26. <https://doi.org/10.1190/geo2019-0569.1>
- Wu H., Zhang B., Lin T., Cao D., Lou Y. (2019). Semiautomated seismic horizon interpretation using the encoder–decoder convolutional neural network. *Geophysics*, 84(5), pp. B403–B417. <https://doi.org/10.1190/geo2018-0672.1>
- Wu X., Hale D. (2015). Horizon volumes with interpreted constraints. *Geophysics*, 80(2), pp. IM21–IM33. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0212.1>
- Yang L., Sun S.Z. (2020). Seismic horizon tracking using a deep convolutional neural network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106709. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106709>

About the Authors

Daniil Bogoeodov – Head of R&D, GridPoint Dynamics LLC; Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

e-mail: d.bogoeodov@geoplat.com

ORCID: 0000-0003-3276-7508

Nikita Bezukhov – Lead Data Scientist, GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

Anastasia Pavliuk – Head of Projects, GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

Pavel Avdeev – Senior Sales Manager, GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

Andrey Bazanov – Chief Business Development Officer (CBDO), GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

Igor Efremov – Chief Executive Officer (CEO), GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russian Federation

Ravil R. Shakirov – Head of the Resource Base Department, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Mikhail Yu. Shapovalov – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Manuscript received 30 June 2026;
Accepted 31 August 2026; Published 30 September 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Химико-аналитические методики в ряду современных подходов к решению задачи определения относительных дебитов нефтяной фазы пластов при их совместной эксплуатации в добывающих скважинах

Ю.В. Коржов^{1*}, М.Г. Кульков¹, М.С. Яковлев¹, М.Я. Кузина²

¹Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, Ханты-Мансийск, Россия

²Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

Технологии совместной эксплуатации нефтяных пластов в единой сетке скважин широко применяются при разработке многопластовых месторождений. Одновременная или одновременно-раздельная эксплуатация нескольких нефтеносных объектов существенно снижает затраты на бурение, ремонтные мероприятия, быстрее и с меньшими затратами вводятся в разработку новые объекты. Но данные технологии требуют обязательного введения систем раздельного учета отбираемых жидкостей из каждого пласта. В первой части данной публикации приводится краткий обзор современных способов решения задачи определения относительных дебитов пластов при совместной эксплуатации в добывающей скважине. Рассматриваются достоинства и недостатки инженерных подходов к решению задачи, методов математического моделирования, технологических способов раздельного учета продукции пластов. Во второй части статьи излагается алгоритм проведения химико-аналитического исследования скважинной продукции с целью определения вклада пластов в добычу в процессе совместной разработки. Предлагается ряд методологических правил, позволяющих выбрать показатели состава и свойств нефтей, подходящих для определения долевого вклада отдельных пластов в смешанную продукцию. Для корректного выбора эталонных нефтей отдельных пластов рекомендуется учитывать геологическое блочное строение месторождения и подбирать скважины из числа максимально близко расположенных к скважинам со смешанной продукцией.

Ключевые слова: нефтяная фаза, определение относительных дебитов, смешанная продукция нефтяных пластов, химико-аналитические методики, молекулярные параметры состава нефтей

Для цитирования: Коржов Ю.В., Кульков М.Г., Яковлев М.С., Кузина М.Я. (2026). Химико-аналитические методики в ряду современных подходов к решению задачи определения относительных дебитов нефтяной фазы пластов при их совместной эксплуатации в добывающих скважинах. *Георесурсы*, 28(3), с. 117–130. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.4>

Введение

Разработка многопластовых месторождений допускает совместную эксплуатацию двух и более объектов одной скважиной. С экономической точки зрения одновременная эксплуатация нескольких объектов единой сеткой скважин в определенной степени оправдана, так как снижаются затраты на бурение, количество скважино-операций геолого-технических (ГТМ) и ремонтных мероприятий, и даже можно говорить о некоторой экономии на трубопроводной обвязке кустовых площадок (Заббаров, 2009).

Критерии включения нефтеносных пластов в совместную разработку были предложены достаточно давно коллективами исследователей БашНИПИнефти, ТатНИПИнефти, Тюменского индустриального института и др. (Сургучев и др., 1965; Аширов и др., 1971). Кратко их можно представить следующими основными требованиями: 1) должна быть обеспечена опережающая выработка пластов с низким коэффициентом гидропроводности, 2) желательно совмещать пласты только по добыче, а закачку вести раздельно. Опережающую разработку пластов с низкой гидропроводностью (ε) рекомендуется обеспечить закачкой воды в низкопроницаемый (или содержащий более вязкий флюид) пласт, где гидропроводность выражается известной формулой:

$$\varepsilon = \frac{k_{\text{раб}i} * h_{\text{раб}i}^n}{\mu_{\text{ж}i}}, \quad (1)$$

* Ответственный автор: Юрий Владимирович Коржов
e-mail: ykor1962@mail.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

где $k_{раб}$ – средняя проницаемость по мощности работающей части пласта, $h_{раб}$ – работающая часть эффективной нефтенасыщенной толщины, $\mu_{жс}$ – вязкость пластового флюида.

Еще одно условие совместной разработки пластов вытекает из детального изучения опыта эксплуатации месторождений Татарстана – коллекторы должны быть надежно экранированы. В противном случае взаимодействие пластов приводит к межпластовым перетокам, и, как результат, «около 45% перфорированных пластовых пересечений многопластовых объектов при совместной их разработке не участвуют в эксплуатации» (Дияшев, 1984). Присутствие межпластовых перетоков (как из-за неоднородности покрышек, так и из-за негерметичности цементного кольца) практически всегда приводит к неверному разделению добычи пластовых флюидов и подбору неверных геолого-технических мероприятий. Как результат, появляются ошибки в подсчете текущих запасов в условиях, когда руководящие документы¹ отразили и федеральные законы² не отменяли обязательное требование о раздельном учете добычи из каждого совместно эксплуатируемого объекта.

В практике разработки многопластовых месторождений нередко причиной недостоверного раздельного учета отбираемых жидкостей является деление продукции пропорционально имеющейся гидропроводности пластов и обводненности в целом по скважине (Степанов и др., 2018), не обосновано принимая равные доли обводненности пластов. На современном этапе такие несоответствия могут быть скорректированы двумя основными путями: 1) внедрением гидродинамических (ГДМ), численных моделей (CRM) (и различных их модификаций) с привлечением дополнительной информации о свойствах флюидов, геологическом строении объектов, пластовом давлении, динамической связи добывающих и нагнетательных скважин (Степанов и др., 2018; Бекман, 2021; Хайруллин и др., 2019; Анкудинов, Ваганов, 2014; Алтунин и др., 2012; Sayagrou et al., 2011), то есть при выполнении полного комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) или 2) использованием специального скважинного оборудования для совместно-раздельной эксплуатации (СРЭ) (Заббаров, 2009; Шарифов и др., 2009; Клементьев, Стенькин, 2017; Грехов и др., 2016; Гарифов, 2010; Гарифов и др., 2013; Набиуллин, Корабельников, 2014; Леонов, 2011; Николаев, 2014а; Николаев, 2014b; Деряев, 2022a; Deryaev, 2023; Деряев, 2022b; Адиев, 2018). Оба подхода себя оправдывают, так как позволяют выполнять более точное разделение объемов добываемых жидкостей, однако влияют на рентабельность эксплуатации из-за высокой стоимости оборудования СРЭ и затрат времени на выполнение и интерпретацию ПГИ.

В отдельных случаях задача разделения добычи нефти может быть решена методами органической геохимии,

то есть путем химического анализа нефти из скважин, эксплуатирующих два пласта и каждый пласт в отдельности.

Методы органической геохимии имеют ряд преимуществ и ограничений по сравнению с расчетными и технологическими методами. В данной работе предлагаются методологические правила, которые необходимо соблюдать при реализации химико-аналитического исследования смешанной продукции на промысле с целью разделения дебитов двух совместно эксплуатируемых пластов. Исходя из опыта выполнения таких исследований, авторы постарались выделить главные критерии успешной разработки и применения методики, начиная от планирования эксперимента до оценки точности получаемых результатов.

Современные способы решения задачи разделения дебитов пластов при совместной эксплуатации в добывающей скважине

На настоящий момент все существующие методы и подходы к решению проблемы разделения продукции совместно эксплуатируемых пластов можно свести к двум широким группам, приведенным в таблице 1.

Авторы надеются, что краткая обобщенная характеристика указанных в таблице 1 методов и подходов к решению обозначенной задачи послужит сравнительной оценке их применимости на различных стадиях освоения месторождения. Стоит отметить, что косвенные методы всегда несут в себе заложенные неопределенности в виде используемых данных, предпосылок и моделей. Также надо принять во внимание, что и для прямых методов определения вклада пластов в смешанную продукцию характерны некоторые неопределенности измерения и интерпретации.

Инженерными методиками можно назвать упрощенные расчетные подходы с использованием минимума имеющейся геофизической и промысловой информации. Чаще всего в расчет принимаются параметры гидропроводности, абсолютных и удельных дебитов, с учетом несовершенства скважины по степени вскрытия пласта (Бураков, 2016).

Инженерные методики, привлекательные относительной простотой расчетов, нередко приводят к недостоверному учету продуктивности совместно разрабатываемых пластов. Причиной ошибочных расчетов является слишком упрощенный подход к геолого-промысловой информации. Одних лишь геологических данных о хорошем разобщении пластов и сведений о гидропроводности, дебитах и перфорации недостаточно для пропорционального деления суммарной продукции. Хотя именно такие случаи возможны при составлении промысловой отчетности, особенно на начальных этапах совместной разработки (Грезин, 2020). Так, на одном из месторождений Западной Сибири упрощенные инженерные расчеты привели к существенному (до 50%) завышению в течение ряда лет дебита жидкости по одному из двух совместно разрабатываемых пластов группы БС. И только после дополнительно проведенных ПГИ и соответствующего пересчета по уточненным данным, отчетность была исправлена: дебит нефти по пласту БС102 был завышен из-за того, что обводненность пласта была занижена по принятому распределению добычи. А доля добычи

¹РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва. Утв. Приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г № 30. Дата введения 01.03.2002

²Федеральный горный и промышленный надзор России. Постановление от 06.06.2003 г. № 71 «Об утверждении «Правил охраны недр» (в ред. Приказа Минприроды РФ от 30.06.2009 № 183)

Групповое отнесение	Методы и подходы	Используемая геологическая, геофизическая, геохимическая и промысловая информация
Косвенные	Инженерные методики	Гидропроводность, абсолютные и удельные дебиты водной и нефтяной фаз, параметры вскрытия пласта, сведения о коэффициентах извлечения нефти, информация о строении пластов и возможном составе флюидов и другие данные ПГИ.
	Численные методы и математическое моделирование	Данные, используемые в инженерных методиках и дополнительно динамические параметры разработки: динамика пластовых давлений, данные гидропрослушивания, профилей притоков и другие данные ПГИ.
Прямые	Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов	Прямые замеры расходов жидкостей с применением разобщителей, многонасосных систем, погружного геофизического оборудования (данные ПГИ).
	Геохимические методики	Информация о физико-химических характеристиках, групповом и молекулярном составе нефтяной фазы из отдельных пластов и смешанной продукции добывающих скважин.

Табл. 1. Некоторые современные подходы к решению проблемы разделения продукции совместно эксплуатируемых пластов

из второго пласта (БС101) соответственно недооценивалась (Грезин, 2020).

Из группы инженерных интересна методика, учитывающая возможные (потенциальные) коэффициенты вытеснения нефти (КИН) в скважинах совместной эксплуатации в сравнении с КИН соседних скважин, работающих на отдельные пласты (Кожин и др., 2013). Для более точного определения дебитов в расчеты потенциальных КИН вводятся специальные коэффициенты, учитывающие эффективность вытеснения (K_e), заводнения ($K_{зав}$) и сетки (K_c):

$$\text{КИН} = K_e * K_{зав} * K_c. \quad (2)$$

Коэффициенты $K_{зав}$ и K_e учитывают степень влияния процесса нагнетания в пласт воды на истощение запасов во времени с учетом активности перфорации, а также учитывается зональная неоднородность пластов по проводящей способности. То есть скважины, участвующие в расчетах, разделены по приуроченности к трем зонам (с разными значениями коэффициента K_c): с низким комплексным параметром kh , средним и высоким (k – проницаемость, h – толщина пласта). Сравнение полученных расчетных данных с промысловой информацией на Ново-Покурском месторождении показало неплохое схождение результатов (с достоверностью 90%) для 40% скважин совместного фонда (Кожин и др., 2013).

Введение в расчеты данных абсолютных и удельных дебитов, профилей притоков, газового фактора, добычи газа и пластовой воды позволяет выйти не только на корректное разделение дебита по двум эксплуатируемым пластам, но и проводить раздельный фазовый учет добычи газа газовой шапки, растворенного газа, нефти, газоконденсата, что практически не получается сделать с помощью замерных установок (Воробьев, 2016). А разделение скважин по категориям, например, по газовому фактору, плотности добываемых углеводородов, расположению скважин в пределах нефтяной или газовой части сложных месторождений (Воробьев, 2016), также как это делалось в работе (Кожин и др., 2013) по комплексному параметру kh , позволяет учесть возможное влияние межпластовых перетоков, заколонных циркуляций и каналов, сформированных геолого-техническими мероприятиями (гидроразрыв пласта, кислотные обработки и т.п.).

Достоинства и недостатки инженерных методик.

Несмотря на доступность и простоту инженерных методик, они не всегда дают достоверные результаты. И связано это в первую очередь с малым объемом используемой промыслово-геофизической информации. Применение этих методик оправдано только на начальных стадиях совместной эксплуатации (когда мало данных ПГИ) и при соблюдении определенных правил:

- максимально должны быть исключены межпластовые перетоки по техническим причинам (надежность цементного кольца);
- должна быть уверенность, что геолого-техническими мероприятиями обеспечено включение в работу совместно эксплуатируемых пластов (особенно низкопроницаемого, при совместном вскрытии с высокопродуктивным);
- участвующие в расчетах скважины должны быть разделены с учетом зональной неоднородности пластов по гидропроводности, текущей обводненности, выработанности, положению относительно газовой шапки и т.д., то есть с учетом особенностей разработки и известной неоднородности пластов конкретного месторождения;
- желательно, чтобы в совместной скважине в разработку было включено не более двух пластов.

На более поздних этапах разработки с получением дополнительной геолого-промысловой и геофизической информации инженерные методики могут все более усложняться и уточняться, постепенно переходя в разряд численных или математических моделей, принимающих в расчет динамические факторы разработки. Учитываются: динамика изменения пластовых давлений и гидродинамическая связь добывающих и нагнетательных скважин, раздельные или совместные условия закачки, изменение обводнения по мере выработки (Степанов и др., 2018). Получающиеся модели принято называть гидродинамическими (ГДМ), и, как правило, они настолько перегружены данными, что оказываются избыточным ресурсом для решения задачи разделения объемов добываемой жидкости. В настоящее время для таких целей чаще применяют более простые численные модели на основе уравнений материального баланса, выражающих связь между нагнетательными и добывающими скважинами – модели CRM (capacitance-resistance model) (Степанов и др., 2018; Алтуни и др., 2012; Sayarpour et al., 2011)

и связанные с ними модели серии CRMP. В-последних, чтобы уменьшить возможные неувязки между модельными и фактическими значениями, выполняется пошаговая корректировка расчетов при сравнении с данными геолого-геофизических исследований на выбранных временных промежутках, поправки данных пластовых давлений, профилей притока и др. (Бекман, 2021). Учитывая объем имеющейся информации на конкретных промыслах, в таких моделях приходится применять различные допущения, например, предполагают, что разделение добычи уже известно, или допускают существование возможных перетоков между пластами (Mamghaderi, 2013) и др., и путем подбора коэффициентов приводят модель к наблюдаемым пластовым условиям.

Достоинства и недостатки численных или математических моделей. Большое количество настраиваемых параметров можно обозначить в качестве недостатка такого подхода – стремление ввести большое число параметров позволяет подогнать модель под текущие условия разработки, но модель при этом теряет прогностические свойства. Некоторые упрощения, напротив, позволяют найти динамические связи между пропорциями разделяемой продукции и промысловыми данными, например, динамикой пластовых давлений (модель CRMP-ML6). На простых синтетических гидродинамических моделях численные эксперименты CRMP-ML6 продемонстрировали точность, достаточную для практического внедрения (Бекман, 2021).

В сравнении с приведенными расчетными приемами, наиболее точное разделение смешанной продукции по пластам достигается использованием замерных установок и специального скважинного оборудования, обеспечивая одновременную или одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) многопластовой скважины. Для проведения прямых замеров в скважины могут опускать приборы учета расходов жидкости, различное геофизическое оборудование. Разработка нескольких пластов может выполняться как с применением разобщителей, так и без них,

с одно- или двухнасосными системами, однолифтовыми и двухлифтовыми компоновками (рис. 1).

Классификацию всех возможных технологических схем и приемов эксплуатации скважин можно найти в работах Заббарова Р.Г. (Заббаров, 2009), Адиева И.Я. (Адиев, 2018), Деряева А.Р. (Деряев, 2022а; Deryaev, 2023; Деряев, 2022b) и др.

В настоящее время имеется множество вариаций компоновок подобных установок, внедренных на различных месторождениях (Заббаров, 2009; Шарифов и др., 2009; Клементьев, Стенькин, 2017; Грехов и др., 2016; Гарифов, 2010; Гарифов и др., 2013; Набиуллин, Корабельников, 2014; Леонов, 2011; Николаев, 2014а; Николаев, 2014b; Деряев, 2022а; Deryaev, 2023; Деряев, 2022b; Адиев, 2018). Множественный подход к конструкциям скважин, комплектации и компоновки оборудования определяется необходимостью достижения целевых задач разработки (Адиев, 2018):

- вовлечения в разработку однородных и разнородных пластов, пропластков;
- раздельный фазовый учет флюидов;
- повышение оптимизации работы скважины и добычи нефти, регулируемость отбора, депрессии на каждый пласт;
- исключение поглощения одним пластом жидкости другого и др.

Большое количество публикаций посвящено решению этих задач (Шарифов и др., 2009; Грехов и др., 2016; Николаев, 2014а; Николаев, 2014b). Комбинации монтируемого оборудования и конструктивные особенности могут быть разные, но основной посыл остается один – в любой период работы должна быть возможность перевода скважины на раздельную эксплуатацию пластов, а при необходимости – вернуть обратно на совместную. Отсюда и появляется множественность конструктивных подходов: пакерные однолифтовые установки с одним насосом (УСПН с системой клапанов или ЭЦН), с двумя насосными установками (УЭЦН-УЭЦН, УЭЦН-УСПН)

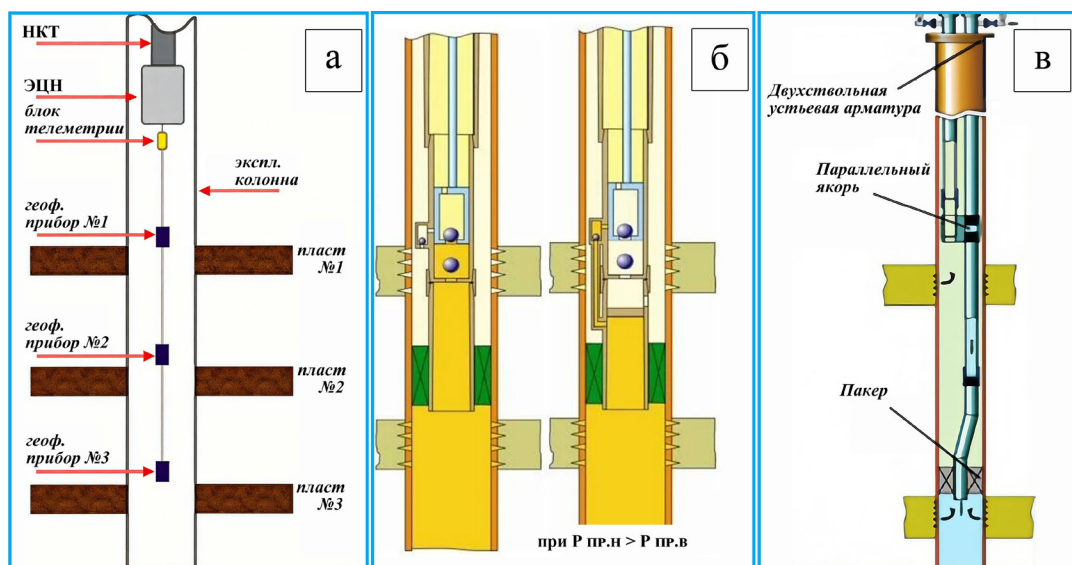


Рис. 1. Примеры технологических подходов к эксплуатации нескольких пластов добывающими скважинами: а) схема одновременной эксплуатации без разобщения пластов с электроцентробежным насосом и геофизическими приборами для учета добываемых флюидов (Адиев, 2018); б) варианты компоновки однолифтовой установки для ОРЭ (Гарифов и др., 2013); в) двухлифтная установка для одновременной добычи или закачки воды (Гарифов и др., 2013)

и возможностью отключения одной из них; двухлифтовые пакерные установки в колоннах большого диаметра (более 168 мм) с концентрическими и параллельными колоннами (рис. 2).

Систематизация, достоинства и недостатки многих систем представлены в работе (Адиев, 2018).

Основные критерии подбора скважин-кандидатов на ОРЭ (Набиуллин, 2014), в обобщенном виде выглядят так:

1. наличие геолого-промысловой информации (гидропроводность, пластовое и забойное давление, давление насыщения и др.) по каждому эксплуатируемому объекту до применения технологии;
2. между эксплуатационными объектами не должно быть значительных межпластовых перетоков;
3. эксплуатационная колонна должна быть герметичной;
4. дебит жидкости одного из эксплуатационных объектов должен быть не более 40% от суммы дебитов из двух пластов и не более 50% от номинальной производительности ЭЦН;
5. диаметр и качество очистки эксплуатационной колонны должны позволять спускать в неё компоновку по выбранной схеме заканчивания.

Кроме имеющихся конструктивных сложностей одновременно-раздельной эксплуатации, нужно отметить требования по обеспечению ежедневного промыслово-геофизического контроля индивидуальной добычи со стороны нефтегазовой отрасли³ и Госорганов РФ⁴. Достоверную информацию о долевом участии каждого пласта желательно получать без подъема внутрискважинного оборудования. А значит, нужно разрабатывать способы стационарного, компактного размещения в скважине измерительных устройств, систем передачи данных с каждого эксплуатационного объекта, внедрять технологии интеллектуальных скважин. В настоящее время разнообразные

системы геофизического мониторинга добычи с каждого пласта являются одной из главных составляющих скважин, совместно работающих на несколько пластов. Это кабели для передачи информации, расходомеры, термометры, манометры, некоторое специфическое оборудование. Например, в работе (Раимгулов, 2021) описывается аппаратура измерения амплитудно-частотных характеристик шумов, генерируемых турбулентными потоками нефти через перфорационные отверстия. Каждый пласт характеризуется своим амплитудно-частотным спектром шумов, который регистрируется спускаемым комплектом оборудования (гидрофон, частотомер, блок обработки информации с акустическим фильтром шумов от насосов). Могут также использоваться ультразвуковые расходомеры и другие приборы (Абрамов, Барычев, 2002).

Алгоритм расчетов при минимуме известных данных может быть достаточно прост (Клементьев, Стенькин, 2017), если предварительно определены коэффициенты продуктивности (K) отдельных пластов по известным формулам через известный дебит (Q) и забойное давление (p) или гидродинамические параметры:

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - p}, \quad (3)$$

$$K = 2\pi \frac{\sigma}{\ln\left(\frac{R}{r}\right) + s}, \quad (4)$$

где K – коэффициент продуктивности пласта ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$); σ – гидропроводность пласта ($\text{м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$); s – скин-фактор пласта (б/р); R – радиус контура питания пласта (м); r – радиус скважины (м). В этом случае, дебиты отдельных, совместно эксплуатируемых, пластов можно определить по забойному давлению, если принять, что пластовые давления и коэффициенты продуктивности остаются постоянными. Для этого требуется выполнить такую последовательность операций (Клементьев, Стенькин, 2017):

1. значения забойных давлений верхнего пласта берутся из показаний телеметрической системы УЭЦН, нижнего – из показаний манометра внутри НКТ ниже электрического клапана;
2. рассчитывают дебиты отдельных пластов по известным коэффициентам продуктивности;
3. по поверхностным пробам определяют обводненность продукции скважины;

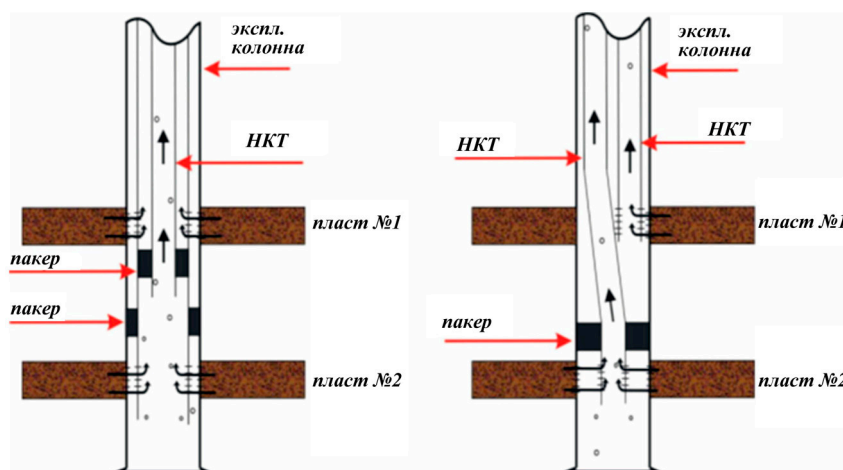


Рис. 2. Варианты двухлифтовой компоновки ОРЭ: а) с концентрическими НКТ, б) с параллельными НКТ (Адиев, 2018)

³РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва. Утв. Приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г № 30. Дата введения 01.03.2002

⁴Федеральный горный и промышленный надзор России. Постановление от 06.06.2003 г. № 71 «Об утверждении «Правил охраны недр» (в ред. Приказа Минприроды РФ от 30.06.2009 № 183)

4. при необходимости выполняются дополнительные гидродинамические исследования (ГДИ) для уточнения пластового давления и коэффициентов продуктивности.

Такие расчеты, по сути, следует отнести к инженерной группе методик, которые почти всегда требуют уточнений на наличие затрубных перетоков, «подтягивания» пластовой или закачиваемой воды. Но при современной компоновке скважин для одновременно-раздельной добычи вполне можно периодически выполнять необходимые разобщающие мероприятия для уточненного замера добываемой продукции.

В целом, касательно технологии ОРЭ можно сказать, что это лучший и наиболее достоверный вариант раздельного учета флюидов, добываемых из разных пластов одной сеткой скважин. И основной недостаток здесь кроется в значительной стоимости внедряемых установок и стоимости их обслуживания и ремонта.

Последнего недостатка практически лишены геохимические методики разделения дебита совместной продукции. Исследуемые скважины могут не иметь разобщающего оборудования, быть оснащены любыми типами насосных установок, между объектами могут быть пластовые или затрубные перетоки. Но, с известной точностью с помощью химического анализа нефтяной фазы, мы можем получить информацию о вкладе нефти из каждого пласта в общую продукцию скважины. В расчетах используют данные исследования физико-химических характеристик, либо группового, молекулярного состава нефтей. Если нефти эксплуатируемых пластов существенно различаются по выбранным показателям, то геохимические методики могут сработать и сводятся к простой алгебраической дифференциации смешанной нефтяной продукции. Для анализа необходим отбор пробы нефти на устье скважины совместной эксплуатации и проб эталонных нефтей из близлежащих скважин, работающих на отдельные горизонты. Продуктивность каждого горизонта в смешанной продукции рассчитывается как результат решения системы простых уравнений (Якубов и др., 2007):

$$q_1 = (K_2 - K_{mix}) / (K_2 - K_1), \quad (5)$$

$$q_2 = 1 - q_1, \quad (6)$$

где q_1 и q_2 – относительные дебиты соответственно первого и второго пластов в исследуемой скважине совместной эксплуатации; K_1 , K_2 и K_{mix} – параметры состава или физико-химических характеристик нефти из скважин соответственно первого, второго пластов и исследуемой совместной скважины.

Нужно учитывать, что при таком подходе практически никогда не получают данные о притоках в скважинную продукцию пластовой или закачиваемой воды. Эту информацию нужно получать из других источников. В работе исследуется только нефтяная фаза и, соответственно, информация получается по притокам нефтяной фазы.

Указанием к применению геохимических методик являются:

1. эксплуатация скважин со сложными траекториями, где операции по установке оборудования ОРЭ, разобщении пластов и выполнении ПГИ технически затруднены без остановки добычи, а следовательно, экономически нецелесообразны;

2. одновременная эксплуатация не больше двух пластов (Фаловский и др., 2006; Кувандыков, 1982а; Гильманшин, Глумов, 1965), хотя известны решения и для 3-х пластов (Кувандыков, 1982b; Морозов и др., 2024).

Геохимические исследования могут не ограничиваться решением задачи по определению долевого вклада разрабатываемых пластов, но также способствовать подсчету выработки запасов нефти из пластов, уточнению локализации остаточных запасов, выявлению межпластовых перетоков. В условиях шельфовых месторождений УВ геохимический анализ нефти может являться одним из основных способов решения указанных задач контроля разработки месторождений УВ (Павлов и др., 2024).

В данных методиках при лабораторных исследованиях продукции практически всегда в качестве *ограничивающих факторов* выставляют:

1. необходимость тщательного отделения водной фазы от исследуемой нефти, иначе появляются дополнительные погрешности отбора навески на анализ. Но такие ограничения, обычно не представляют сложности для химиков и требуют только аккуратности в исполнении (Морозов и др., 2024);

2. отсутствие постоянного универсального параметра разделения дебитов эксплуатируемых объектов для разных нефтяных месторождений и даже в пределах разных блоков или пластов одного месторождения (Якубов и др., 2007).

Исследования по применимости геохимических методов на многопластовых месторождениях (Фаловский и др., 2006; Кувандыков, 1982а) показывают, что разделение дебитов может быть проведено на основе таких параметров, как плотность, вязкость (как динамическая, так и кинематическая (Бурханов, Ибрагимов, 2017)), содержание парафинов, смол, асфальтенов, «анилиновых точек», коэффициенты светопоглощения нефтей, а также показателей молекулярного состава нефтей. Относительно недавно появилась методика (Морозов и др., 2024) геохимического определения долей углеводородного флюида в смеси, рекомендованная к использованию Экспертно-техническим советом Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, протокол № 5 от 21 мая 2024 в ФБУ «ГКЗ». В ней предлагаются палетки по подбору подходящего информативного метода геохимического исследования в соответствии с плотностью нефти и геологическими характеристиками залежи (пласта), такими как расстояние между залежами и средняя проницаемость коллектора, а также статистические подходы к выбору параметров состава, наиболее подходящих для разделения дебитов.

Авторы настоящей публикации на основе работ с нефтяными объектами ряда месторождений и с учетом известных методических наработок других исследователей (Якубов и др., 2007; Фаловский и др., 2006; Кувандыков, 1982а; Гильманшин, Глумов, 1965; Кувандыков, 1982b; Морозов и др., 2024; Павлов и др., 2024; Бурханов, Ибрагимов, 2017) предлагают свой *поэтапный* методический подход к геохимическим исследованиям на отдельных месторождениях с целью разделения дебита совместно эксплуатируемых пластов. На первом этапе выполнения работ должны быть выявлены особенности молекулярного состава нефтей из каждого эксплуатируемого пласта. Выбор метода исследования может

быть произведен по палеткам методики (Морозов и др., 2024), но не обязательно. В большинстве случаев в качестве основного метода исследования выбирают газовую хроматографию. Здесь устанавливается принципиальная возможность разделения дебита по каким-либо молекулярным параметрам, то есть выбираются показатели, по которым нефти разных пластов более всего различаются. А также выбираются эталонные нефти, характеризующие конкретные пласты. На втором этапе проводятся эксперименты по смешиванию эталонных нефтей в различных пропорциях и определению их долевого вклада в искусственные смеси. Необходимость данного этапа очевидна для подтверждения предположения о пропорциональности и линейности изменения аналитических данных при изменении вклада эталонных нефтей в смесь и для оценки устойчивости результата (Павлов и др., 2024). На третьем этапе приступают к исследованию смешанной продукции из совместных скважин.

Схема и пояснения выполнения первых двух этапов приведены на рисунках 3–5. Первый этап или предварительные исследования (рис. 3, п.1) заключаются в определении содержания воды в нефтяной фазе, физико-химических параметров и молекулярного состава всех предоставленных образцов нефтей из каждого эксплуатируемого пласта площади или участка месторождения. *Выбираются эталонные образцы нефтей* (рис. 3, п.2), состав которых наиболее представлен для конкретного пласта или участка пласта. В работе (Павлов и др., 2024) в качестве эталонных нефтей рекомендуется выбирать образцы, находящиеся в пределах непересекающихся эллипсов рассеивания на диаграммах парных корреляций, как показано на обезличенном примере на рисунке 4. Образец пласта 2, попадающий в данном примере в область рассеивания нефтей пласта 1, указывает на возможное совместное участие пластов в разработке в результате неконтролируемых межпластовых перетоков.

По субъективному взгляду химика-аналитика, рассматриваемые образцы из каждого пласта (рис. 4) неплохо было бы смешать, получив, таким образом, усредненные эталоны нефтей пласта 1 и пласта 2, представляющие в целом каждый пласт, и использовать их в дальнейших исследованиях. Но с геологических позиций такой подход не приемлем. Каждый образец нефти уникален. И для подбора эталонных нефтей следует ориентироваться на геологическую и технологическую схему месторождения. Эталон следует выбирать из скважин, находящихся в пределах одного геологического блока или одной тектонической структуры со скважиной совместной эксплуатации. В крайнем случае (при отсутствии нужных образцов), выбирают из скважин, наиболее близко расположенных к скважинам совместной эксплуатации. Последнее требование справедливо в случае выявленной вариантности состава нефти в пределах одного пласта.

В качестве *показателей-индикаторов*, по которым можно рассчитать долевой вклад нефтей в их смеси (рис. 3, п.3), могут быть приняты структурно-групповые ряды нефтяных соединений:

- н-алканы состава C_8 – C_{40} ;
- алканы изопреноидного строения C_{10} – C_{30} ;
- алканы рядов циклопентана и циклогексана;
- н-алкилбензолы состава C_{13} – C_{29} ;

- ряд алкилнафталинов, включая нафталин (Нф), 1-, 2-метилнафталины (МНф), 1-, 2-этилнафталины (этилНф), 10 изомеров диметилнафталинов (ДМНф);
- ряд фенантрена, включая фенантрен (Ф), 2-, 3-, 1-, 9-метилфенантрены (МФ);
- полициклоароматические углеводороды (ПАУВ): хризен, пирен, бензфлуорантен, бензпирен, перилен, метилперилены и др.;
- ряд дибензтиофенов, включая дибензтиофен (ДБТ), 3 изомера метилдибензтиофенов (МДБТ).

В рассмотрение также могут быть приняты расчетные относительные параметры, включающие в себя соотношения различных групп веществ или индивидуальных компонентов, такие как отношения насыщенных к ароматическим УВ, ароматических к ароматическим, легких компонентов к тяжелым и др. Также можно принять общеизвестные геохимические показатели генезиса, миграции (параметры термической зрелости в таких исследованиях малоинформативны). Примеры таких параметров приведены в таблице 2.

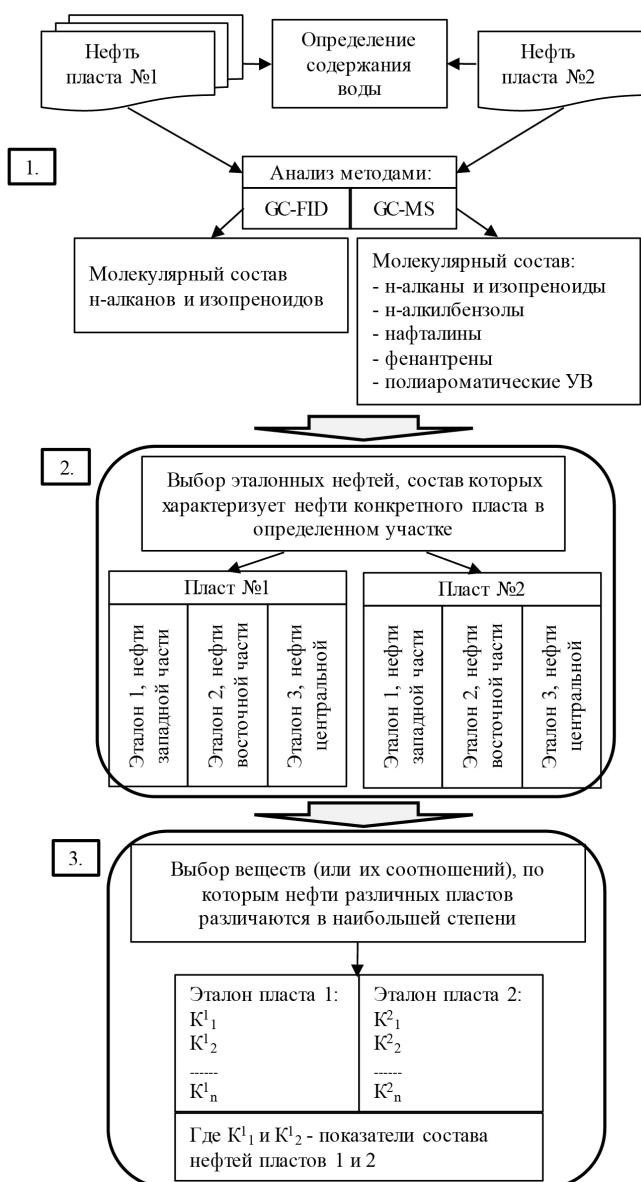


Рис. 3. Первый этап выполнения геохимических исследований

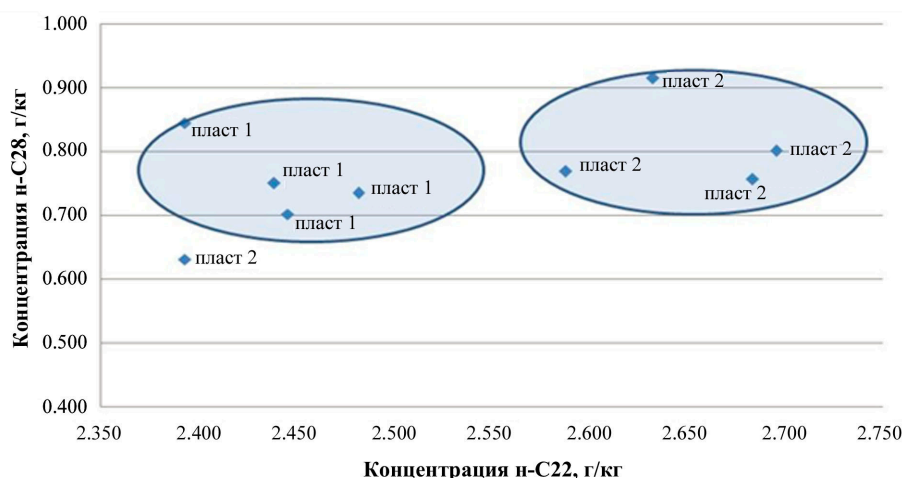


Рис. 4. Пример диаграммы парных корреляций нефтей двух пластов по выбранным гомологам n-алканов

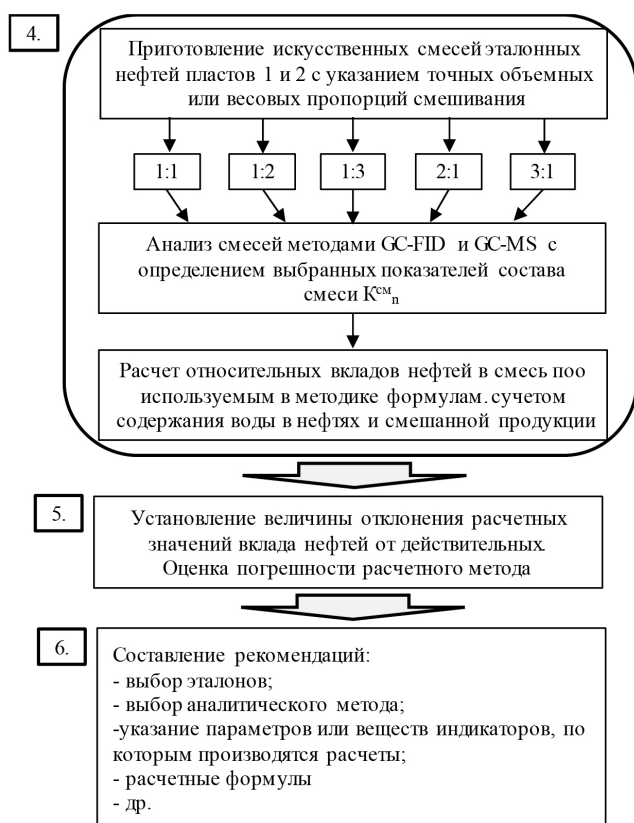


Рис. 5. Второй этап выполнения геохимических исследований

Исходя из собственного опыта, авторы считают, что показатели состава надежно определяются методами газовой хроматографии (GC-FID) либо хромато-масс-спектрометрии (GC-MS) на неполярных капиллярных колонках типа Elite-1, BP-1, MS-5 и др. Критерием выбора показателей-индикаторов, подходящих для разделения дебита пластов, является существенное расхождение их численных значений (более 10%) в образцах нефтей из отдельных пластов.

В данном исследовании нефтяную фазу с растворенной водой либо стойкую водонефтяную эмульсию можно не осушать. Достаточно определить содержание воды любым доступным методом, например, насадкой Дина-Старка по ГОСТ 2477-65⁵. Порция нефти или водонефтяной эмульсии с известным содержанием воды

разбавляется в нужной пропорции бензолом (чтобы обводненная проба была однородной) и отправляется на хроматографический анализ. Но нужно учитывать, что водная фаза образцов неблагоприятно сказывается на точности хроматографического анализа в условиях применяемых колонок с неполярной неподвижной фазой. И, возможно, в отдельных случаях стоит ввести в работу стадию разбивания эмульсии и удаления свободной воды по схеме методики (Морозов и др., 2024). Учет содержания воды в образцах нефтей ведут по весовому соотношению водной и нефтяной фаз по формуле:

$$m_{б/в} = m_n \cdot (100 - W) / 100, \quad (7)$$

где m_n и $m_{б/в}$ – масса сырой и безводной нефти в общей массе смеси, г; W – содержание воды в нефти, % мас.

После выбора показателей состава и эталонных нефтей, представительных для каждого разрабатываемого пласта, переходят ко второму этапу – экспериментам по смешиванию эталонных нефтей в различных пропорциях (рис. 5).

Главной задачей второго этапа является оценка точности определения долевого вклада эталонных нефтей в искусственной смеси на основе выбранных показателей-индикаторов. Как показывают исследования, среди параметров, выбранных в ходе первого этапа, не все могут подходить для расчета вклада пластов в добычу при совместной разработке. Смешение нефтей разнородных по составу и обводненности нередко вносит значительные искажения в хроматографический анализ из-за наложения компонентов, изменения «нафтенного фона» (фон трудно разделяемых методом хроматографии соединений). Кроме того, в процессе манипуляций с образцами может происходить потеря части летучих компонентов.

Продуманный подход к выбору эталонных скважин, отбору, транспортировке, хранению и подготовке проб к исследованию представлен в методиках (Морозов и др., 2024; Павлов и др., 2024), здесь принципиальных отличий с методикой авторов не наблюдается. А вот при выборе параметров состава, которые позволяют надежно различать нефти разных пластов, авторы предлагают использовать упрощенный критериальный подход, вместо

⁵ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

Параметры алканов	Параметры ароматических УВ	Смешанные параметры
Σ изо-алканы Σ н-алканы Пристан / Фитан = Пр / Фит $K1 = \Sigma (nC15-20) / \Sigma (nC15-20)$ $K2 = \Sigma (nC15-20) / \Sigma (nC21-35)$ $K3 = \Sigma (nC15-23) / \Sigma (nC15-23)$ $K4 = (Пр+Фит) / (nC18+nC17)$ $CPI-1 = 2 \cdot nC23 / (nC22+nC24)$ $CPI-2 = (nC15+nC17) / (nC16+nC18)$ $CPI-3 = (nC19+nC21) / (nC20+nC22)$	Σ н-АБ = сумма алкилбензолов Σ Нф = сумма алкилнафталинов Σ Ф = сумма фенантронов Σ ДБТ = сумма дибензтиофенов $AB1 = \Sigma (nC11-16)AB / \Sigma (nC17-30)AB$ $Нф-1 = (Нф+\Sigma MNф+\Sigma \text{Этил}Нф) / \Sigma DMНф$ $МФ-1 = 3МФ / 9МФ$ $МФ-2 = 3МФ / 2МФ$ $МФ-3 = (2МФ+3МФ) / (1МФ+9МФ)$ $МФ-4 = 1МФ / 9МФ$ $МФ-5 = Ф / \Sigma МФ$ $ДБТ-1 = БДТ / \Sigma МДБТ$	$\Sigma AB / \Sigma$ н-Алк $\Sigma Нф / \Sigma$ -Алк $\Sigma Ф / \Sigma$ н-Алк $\Sigma ДБТ / \Sigma$ н-Алк $\Sigma Нф / \Sigma AB$ $\Sigma Ф / \Sigma AB$ $\Sigma ДБТ / \Sigma AB$ $\Sigma Ф / \Sigma Нф$ $\Sigma ДБТ / \Sigma Нф$ $\Sigma ДБТ / \Sigma Ф$

Табл. 2. Некоторые расчетные параметры состава нефтей, принимаемые в геохимических методиках разделения дебита пластов, эксплуатируемых совместно

статистических исследований (Морозов и др., 2024) по методам главных компонент и теста Хоттеллинга. Такое упрощение оправдано в случаях реализации методики в рядовых отраслевых лабораториях, где имеется дефицит специалистов с опытом статистического анализа.

На данном этапе работ авторы предлагают соблюдать определенные правила, позволяющие наиболее точно определять долевой вклад нефтей в смесь. Выбор «работающих» показателей-индикаторов производится по трем критериям, в дополнение к тому, который был указан выше (выбраковке подлежат показатели, по которым нефти отдельных пластов различаются менее чем на 5–10% относительно среднего значения показателя в нефтях):

По допустимому разбросу. Выбраковке подлежат показатели, имеющие случайный разброс более 25% отн. при повторных определениях. Приемлемый разброс – от 15 до 20%, и хороший – менее 15% отн. Для выбраковки по этому критерию рассчитывают среднеквадратическое отклонение результата из трех параллельных определений. То есть оценивается случайная характеристика точности измерений показателя. Этот разброс включает в себя взаимное влияние компонентов при смешивании двух нефтей, неточность ввода пробы в хроматограф, интегрирования хроматограммы и систематический разброс измерений прибора. Количественные границы критерия

выбраны условно, исходя из допустимости величины случайного разброса результата количественного химического анализа не выше 25% отн.

По нахождению смеси внутри диапазона эталонных нефтей (рис. 6). Выбраковке подлежат показатели, значения которых в смеси оказываются выше или ниже диапазона значений этого же параметра в эталонных нефтях (рис. 7). Главными причинами нахождения показателя в смеси вне диапазона нефтей являются: систематическое завышение или занижение результата при интегрировании, в результате наложения пиков веществ в смешанном образце; взаимное влияние компонентов при смешивании двух нефтей (причины таких расхождений подробно разбираются в методике (Морозов и др., 2024)); высокий разброс значений параллельных определений (см. пункт выше).

Точность прогноза состава искусственной смеси. Если, при определении (расчете) долевого вклада нефтей в искусственной смеси, отклонение от задаваемого (согласно процедуре приготовления) значения составляет более 30%, параметр выбраковывают.

Предлагаемая схема исследования была опробована на ряде месторождений и показала пригодность предлагаемых критериев для подбора рабочих показателей-индикаторов состава, позволяющих наиболее точно определять

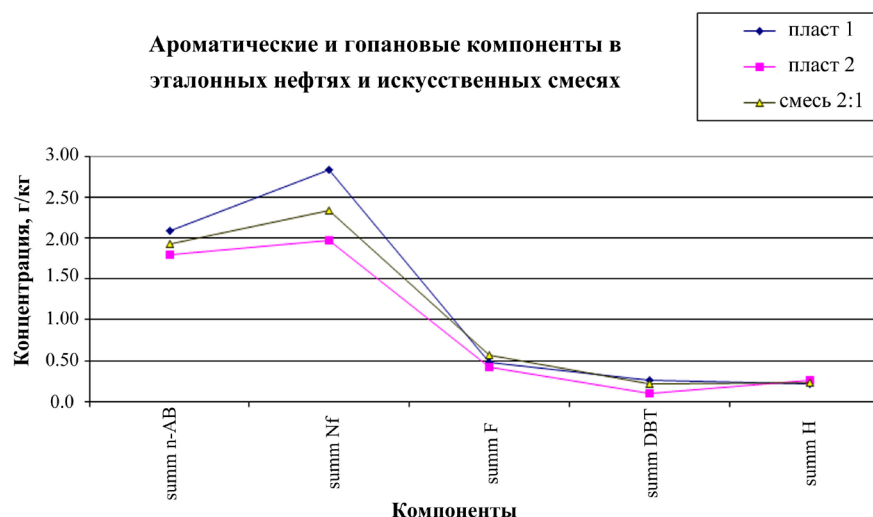


Рис. 6. Пример показателей соответствующих критерию нахождения смеси внутри диапазона эталонных нефтей (показатели могут использоваться в расчетах)



Рис. 7. Пример показателей, не соответствующих критерию нахождения смеси внутри диапазона эталонных нефтей (показатели не подходят для расчетов)

долевой вклад нефтей в смесь. Так, на Ваделыпском месторождении расчет долевого вклада нефтей пластов AC_{10} и AC_{11}^2 в смешанную продукцию составил в среднем по четырем выбранным показателям 13:87, что согласовывалось с петрофизическими данными по фильтрационно-емкостным свойствам пластов. Погрешность определения относительных дебитов пластов была оценена по модельным смесям на уровне 10–15% отн. по меньшему компоненту. В другом случае (объекты Западно-Салымского месторождения) уже на первом этапе исследования была установлена высокая схожесть молекулярного состава эталонных нефтей, что не позволило провести надежное разделение дебитов пластов (погрешность определения, по предварительным оценкам, могла составить до 30% отн. на нефть, содержащуюся в меньшем количестве).

Проверка указанных методических подходов применительно к нефтям пластов ЮВ₁ и ЮВ₂ Хохряковского месторождения показала, что перечисленным выше критериям отбора удовлетворяют показатель преломления и плотность нефтей, а также ряд параметров молекулярного состава по соотношениям отдельных представителей н-алканов, дибензтиофенов (молекулярные ионы по GC-MS m/z 184 и 198), алкилнафталинов (с характеристическими ионами m/z 183 и 169 соответственно), алкилфенантронов (с характеристическим ионом m/z 219). Диаграммы парных корреляций (рис. 8 А, Б) показывают неплохую линейную зависимость изменения состава смеси при различных долевых вкладах нефтей двух пластов данного месторождения.

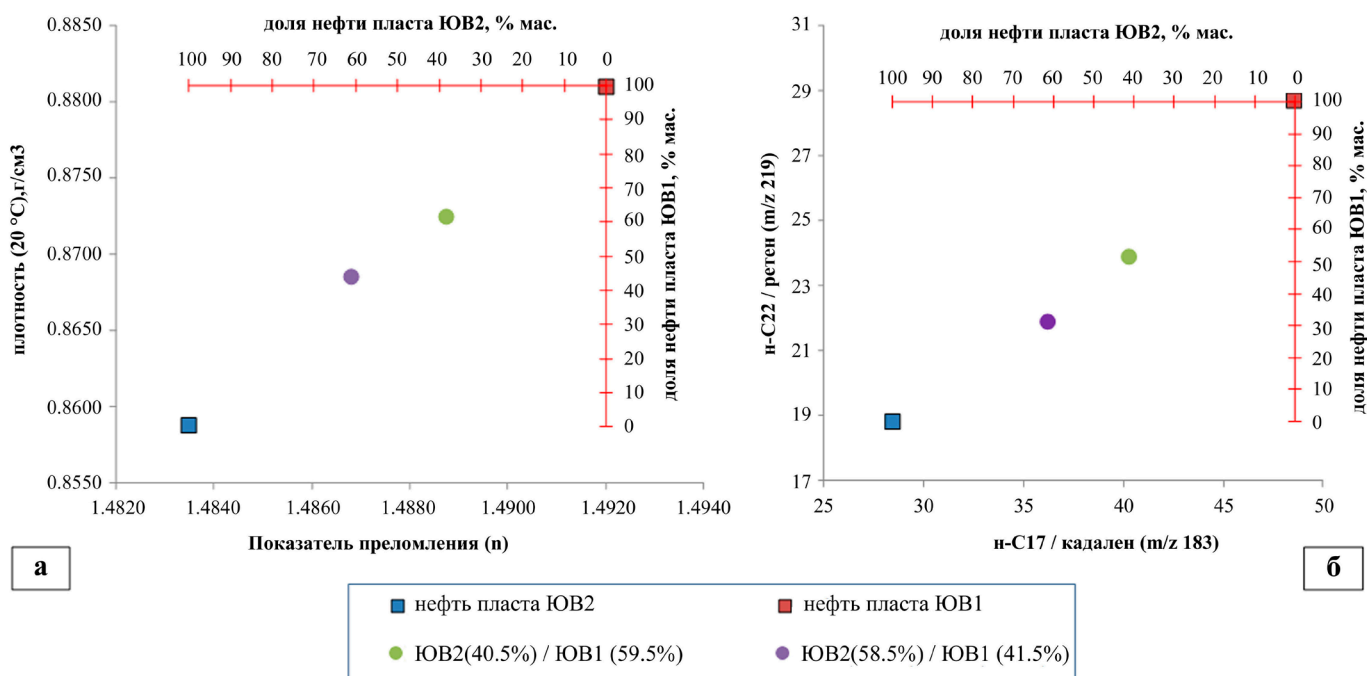


Рис. 8. Пример диаграмм парных корреляций нефтей двух пластов Хохряковского месторождения и искусственных смесей на их основе. Для приготовленных модельных смесей нефтей в скобках приведено реальное весовое соотношение использованных эталонов.

Очевидно, что на Хохряковском месторождении возможно определение долевого вклада нефтяной фазы двух пластов в смешанную продукцию при совместной разработке. Положительным моментом является то, что нефти неплохо различаются по относительно простым физико-химическим показателям, и исследования не отнимут значительного количества времени и ресурсов.

Выводы и рекомендации

1. Нетривиальная задача оценки пропорционального распределения скважинной продукции, при совместной эксплуатации двух пластов, может решаться методами органической геохимии, в случае обнаружения различия в составе нефтей разных пластов по какому-либо определяемому показателю на величину 10% и более, относительно среднего.

Подбор показателей-индикаторов, позволяющих наиболее точно определять долевого вклад нефтей в смесь, предлагается производить на основе критериального выбора показателей: по допустимому разбросу (критерий 1), по нахождению смеси внутри диапазона нефтей (критерий 2) и по точности прогноза состава искусственной смеси (критерий 3).

3. Значительная доля погрешности метода кроется в правильном выборе эталонных нефтей, поэтому для корректной выборки эталонных образцов предлагается: учитывать геологическое блочное строение месторождения (в пределах отдельных блоков может быть выбрана своя пара эталонных нефтей); скважины с эталонными нефтями и смешанной продукцией желателен выбирать из числа максимально близко расположенных кустовых площадок (в идеале в пределах одного куста). Последнее требование справедливо в случае выявленной вариативности нефти в пределах одного пласта.

Литература

- Абрамов Г.С., Барычев А.В. (2002). Практическая расходометрия в нефтяной промышленности. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 460 с.
- Адиев И.Я. (2018). Разработка стационарной геофизической системы для определения обводненности пластов при одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Дис. канд. техн. наук. Уфа, 149 с.
- Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. (2012). Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 56–60.
- Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. (2014). Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 10, с. 63–66.
- Аширов К.Б., Губанов А.И., Ковалев В.Ф. (1971). Об эффективности систем заводнения в условиях совместной разработки продуктивных пластов (на примере Мухановского месторождения). М.: Недра, с. 3–32.
- Бекман А.Д. (2021). Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. *Нефть, газ, энергетика*, 7, 3(27), с. 106–122. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122>
- Бураков А.А. (2016). Распределение дебитов и приемистости по пластам при совместной их эксплуатации. *Международный научный журнал Символ науки*, 11-4, с. 213–214.
- Бурханов Р.Н., Ибрагимов И.И. (2017). Способ оперативного раздельного учета продукции двухпластового эксплуатационного объекта. Роспатент, № 2625822 от 14.07.2017 г.
- Воробьев И.В. (2016). Раздельный учет добычи углеводородов на Северо-Губкинском нефтегазоконденсатном месторождении. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 68–72.

- Гарифов К.М. (2010). История и современное состояние техники и технологии ОПЭ пластов в ПАО «Татнефть». *Инженерная практика*, вып. 01, 108 с. https://glavteh.ru/issue/?issue_year=2010
- Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г. (2013). Развитие технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 44–47.
- Гильманшин А.Ф., Глумов И.Ф. (1965). Временная инструкция по применению фотокалориметрии добываемых нефтей для решения геологопромысловых задач. Гос. ком. нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР. Татарский нефт. науч.-исслед. ин-т. Отд. физики и гидродинамики пласта. Бугульма: ТатНИИ, 38 с.
- Грезин А.В. (2020). Подходы к распределению отборов и закачки по совместно эксплуатируемым пластам многопластового месторождения. *Нефтепромысловое дело*, 10(622), с. 60–72. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10\(622\)-60-69](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10(622)-60-69)
- Грегов И.В., Ахметгалиев А.Р., Мухаметшин Д.М. (2016). Установка для одновременно-раздельной добычи углеводородов из двух продуктивных пластов. Роспатент, № 2602561 от 10.11.2016 г.
- Деряев А.Р. (2022a). Рекомендации по комплексному внедрению с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на газовых месторождениях Туркменистана. *Проблемы науки*, 1(69), с. 16-21.
- Деряев А.Р. (2022b). Способ одновременно-раздельной и совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной и устройство для его осуществления. *Вестник науки и образования*, 1-1(121), с. 25–36.
- Дияшев Р.Н. (1984). Совместная разработка нефтяных пластов. М.: Недра, 208 с.
- Заббаров Р.Г. (2009). Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. Бугульма, 23 с.
- Клементьев С.И., Стенькин А.В. (2017). Методика определения индивидуальных дебитов пластов в двухпластовой скважине, оборудованной системой одновременно-раздельной эксплуатации. *Научно-технический вестник «Каротажник»*, 7(277), с. 90–99.
- Кожин В.Н., Соколов В.С., Федоренко Н.В., Щекатурова И.Ш., Магязов И.А. (2013). Методика уточнения разделения добываемой продукции при совместной разработке пластов. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 9–13.
- Кувандыков И.Ш. (1982a). Определение раздельного дебита многопластовых нефтяных скважин. *Нефтепромысловое дело*, 1, с. 12–16.
- Кувандыков И.Ш. (1982b). Способ определения раздельного дебита многопластовых нефтяных скважин. Госкомизобретений, № 964121 от 07.10.1982 г.
- Леонов И.В. (2011). Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (на примере месторождений Западной Сибири). Автореф. дис. канд. техн. наук. Москва, 25 с.
- Морозов Н.В., Черемисин А.Н., Спивакова М.Я., Калачева Д.Ю., Арбенин А.Ю., Беседина М.А., Сахаров В.А., Сусанов Я.М., Яковлев Д.В., Кирсанов Д.О., Панчук В.В., Пономарева А.Н., Соколова Д.Н., Абля Э.А., Шевченко О.Н. (2024). Методика геохимического определения доли углеводородного флюида каждой залежи в смеси углеводородных флюидов нескольких залежей для раздельного учета добычи УВС. Санкт-Петербург: Сколковский институт науки и технологий, ООО «Газпромнефть НТЦ», СПбГУ, МГУ, ООО «Морнефтегазпроект». https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-03/metodika_geohimicheskogo_opredeleniya_doli_uglevodorodnogo_flyuida_kazhdoy_z.pdf
- Набиуллин Р.Р., Корабельников М.И. (2014). Одновременная раздельная эксплуатация на месторождениях Западной Сибири. *Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития ТЭК Западной Сибири: материалы конференции обучающихся*. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, с. 120–125.
- Николаев О.С. (2014a). Установка для одновременно-раздельной добычи углеводородов. Роспатент, № 138135 от 27.02.2014 г.
- Николаев О.С. (2014b). Установка одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины с телемеханической системой. Роспатент, № 2512228 от 10.04.2014 г.
- Павлов Д.В., Гафаров Т.Н., Облюков Р.Г., Хабаров А.В., Марченко А.В., Ли Чун Сан, Шандрыгин А.Н., Шипаева М.С. (2024). Методические рекомендации по контролю разработки нефтяных месторождений и нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений на основе геохимического анализа нефти. Южно-Сахалинск: ООО «Сахалинская Энергия», «Евразийский союз экспертов по нефтепользованию». https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-03/mr_po_kontrolyu_razrabotki_neftyanyh_mestorozhdeniy_na_osnove_geohimicheskog_0.pdf

Раимгулов Д.И. (2021). Способ измерения раздельного дебита нефти при многопластовой добыче. *Вестник магистратуры*, 2-2(113), с. 9–11.

Степанов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В. (2018). Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке. *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 10–17. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-2-10-17>

Сургучев М.А., Губанов А.И., Аширов К.Б. (1965). О критериях совместности и порядке выбора объектов для совместной разработки. Пермь: Пермское книжное изд-во, с. 139–147.

Фаловский В.И., Закиров Д.Р., Минахметов Р.А., Шульга Т.П., Чичева О.Е., Васильева М.Л. (2006). Газохроматографический метод разделения продукции скважин, эксплуатирующих много пластовые месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 34–36.

Хайруллин, А.А., Грачев С.И., Хайруллин А.А. (2019). Аппроксимация производной функции Баклея - Леверетта. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 44–48. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-44-48>

Шарифов М.З., Леонов В.А., Соколов А.Н., Сальманов Р.Г., Азизов Х.Ф., Азизов Ф.Х., Леонов И.В. (2009). Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой (варианты). Роспатент, № 2344274 от 20.01.2009 г.

Якубов М.Р., Якубова С.Г., Петрова Л.М. (2007). Новый метод контроля выработки запасов нефти многопластовых залежей на основе сопоставительного анализа добываемой продукции. *Технологии топливно-энергетического комплекса*, 1, с. 34–39.

Deryaev A.R. (2023). Advantages and effectiveness of the method of simultaneous separate operation of wells in the development of multi-layer deposits. *ISJ Theoretical & Applied Science*, 01(117), pp. 489–492. <https://dx.doi.org/10.15863/TAS.2023.01.117.39>

Manghaderi A. (2013). Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, pp. 107–117. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006>

Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K., Lake L.W. (2011). Probabilistic history matching with the capacitance-resistance model in waterfloods: a precursor to numerical modeling. *J. of Petroleum Science and Engineering*, 78, pp. 96–108. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.05.005>

Сведения об авторах

Юрий Владимирович Коржов – кандидат хим. наук, техник, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, Ханты-Мансийск, Россия

e-mail: ykor1962@mail.ru

Михаил Григорьевич Кульков – заведующий лабораторией хроматографических методов исследования, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, Ханты-Мансийск, Россия

e-mail: mgk83@bk.ru

Михаил Сергеевич Яковлев – заместитель директора, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, Ханты-Мансийск, Россия

e-mail: YakovlevMS@nacrn.hmao.ru

Марина Яковлевна Кузина – старший преподаватель, Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

e-mail: m_kuzina@ugrasu.ru

Статья поступила в редакцию 16.09.2025;

Принята к публикации 12.03.2026; Опубликовано 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Chemical Analytical Techniques Among Modern Approaches to Solving the Problem of Determining the Relative Oil-Phase Debits in Reservoirs During Their Joint Development in Production Wells

Yu. V. Korzhov^{1}, M. G. Kulkov¹, M. S. Yakovlev¹, M. Ya. Kuzina²*

¹V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

²Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

*Corresponding author: Yuri V. Korzhov, e-mail: ykor1962@mail.ru

Abstract. The technologies of joint exploitation of oil reservoirs in a single well grid are widely used in the development of multi-layer deposits. Simultaneous or dual completion operation of several oil-bearing facilities significantly reduces drilling and repair costs, and new facilities are put into development faster and at lower cost. However, these technologies require the mandatory introduction of separate accounting systems for the liquids taken from each reservoir. The first part of this publication provides a brief overview of modern methods for solving the problem of determining the relative flow rates of reservoirs during joint operation in a producing well. The advantages and disadvantages of engineering approaches to solving the problem, mathematical modeling methods, and technological methods for separate accounting of reservoir production

are considered. The second part of the article describes an algorithm for conducting a chemical analytical study of well production in order to determine the contribution of productive formations to extraction during joint development. A number of methodological rules are proposed that make it possible to select indicators of the composition and properties of oils suitable for determining the contribution of individual strata to the mixed products. For the correct selection of reference oils of individual formations, it is recommended to take into account the geological block structure of the field and select wells from among those located as close as possible to wells with mixed products.

Keywords: oil phase, determination of oil relative flow rates, mixed production of oil reservoirs, chemical analytical techniques, molecular parameters of composition

Recommended citation: Korzhov Yu.V., Kulkov M.G., Yakovlev M.S., Kuzina M.Ya. (2026). Chemical Analytical Techniques Among Modern Approaches to Solving the Problem of Determining the Relative Oil-Phase Debits in Reservoirs During Their Joint Development in Production Wells. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 117–130. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.4>

References

- Abramov G.S., Barychev A.V. (2002). Practical flowmetry in the oil industry. Moscow: JSC VNIIONG, 460 p. (In Russ.)
- Adiev I.Ya. (2018). Development of a stationary geophysical system for determining reservoir flooding during dual completion well operation. Cand. engin. sci. diss. Ufa, 149 p. (In Russ.)
- Ankudinov A.A., Vaganov L.A. (2014). Analysis of the effectiveness of the flooding system using the material balance method. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 10, pp. 63–66. (In Russ.)
- Altunin A.E., Semukhin M.V., Stepanov S.V. (2012). Using material balance and fuzzy set theory to solve the problem of production separation while simultaneously developing several reservoirs. *Oil industry*, 5, pp. 56–60. (In Russ.)
- Ashirov K.B., Gubanov A.I., Kovalev V.F. (1971). On the effectiveness of flooding systems in the conditions of joint development of productive reservoirs (on the example of the Mukhanovskoye field). Moscow: Nedra, pp. 3–32. (In Russ.)
- Bekman A.D. (2021). A new method of separation of production and injection in joint wells using a modified CRM model. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*, 7, 3(27), pp. 106–122. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122>
- Burakov A.A. (2016). Distribution of flow rates and pickups across formations during their joint operation. *Mezhdunarodnyy nauchnyy zhurnal Simvol nauki*, 11–4, pp. 213–214. (In Russ.)
- Burkhanov R.N., Ibragimov I.I. (2017). Method of operational separate accounting of products of a two-layer operational facility. Rospatent, No. 2625822, 14.07.2017. (In Russ.)
- Deryaev A.R. (2022a). A method for dual completion and joint exploitation of several productive horizons by one well and a device for its implementation. *Vestnik nauki i obrazovaniya*, 1-1 (121), pp. 25–36. (In Russ.)
- Deryaev A.R. (2022b). Recommendations for integrated implementation with separate operation of several horizons simultaneously at gas fields in Turkmenistan. *Problems of Science*, 1 (69), pp. 16–21. (In Russ.)
- Deryaev A.R. (2023). Advantages and effectiveness of the method of simultaneous separate well operation in the development of multilayer deposits. *ISJ Theoretical & Applied Science*, 01(117), pp. 489–492.
- Diyashev R.N. (1984). Joint development of oil reservoirs. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Falovskiy V.I., Zakirov D.R., Minakhmetov R.A., Shulga T.P., Chicheva O.E., Vasilyeva M.L. (2006). Gas chromatographic method for separating the products of wells operating multi-layer fields. *Oil Industry*, 7, pp. 34–36. (In Russ.)
- Garifov K.M. (2010). History and current state of engineering and technology of dual completion reservoir exploitation in PJSC Tatneft. *Inzhenernaya praktika*, 01, 108 p. (In Russ.)
- Garifov K.M., Kadyrov A.Kh., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Zabbarov R.G. (2013). Development of technology for simultaneous-separate exploitation of formations at OAO Tatneft. *Oil Industry*, 7, pp. 44–47. (In Russ.)
- Gilmanshin A.F., Glumov I.F. (1965). Provisional instructions for the use of photocalorimetry of extracted oils for solving geological problems. State Committee of the Oil Industry under the USSR State Planning Committee. Tatar Petroleum Research Institute. Bugulma, 38 p. (In Russ.)
- Grekhov I.V., Akhmetgaliev A.R., Mukhametshin D.M. (2016). Installation for dual completion extraction of hydrocarbons from two productive reservoirs. Rospatent, No. 2602561, 10.11.2016. (In Russ.)
- Grezin A.V. (2020). Approaches to the distribution of sampling and injection across jointly exploited strata of a multilayer field. *Neftepromyslovoe delo*, 10 (622), pp. 60–72. (In Russ.) [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10\(622\)-60-69](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-10(622)-60-69)
- Khairullin, A.A., Grachev S.I., Khairullin A.A. (2019). Approximation of the derivative of the Buckley-Leverett function. *Oil industry*, 2, pp. 44–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-44-48>
- Klementyev S.I., Stenkin A.V. (2017). Methodology for determining individual reservoir flow rates in a two-reservoir well equipped with a dual completion operation system. *Karotazhnik*, 7(277), pp. 90–99. (In Russ.)
- Kozhin V.N., Sokolov V.S., Fedorenko N.V., Shchekaturova I.Sh., Magzyanov I.A. (2013). Methodology clarification of the separation of extracted products in the joint development of reservoirs. *Neftepromyslovoe delo*, 12, pp. 9–13. (In Russ.)
- Kuvandykov I.Sh. (1982a). Determination of the separate flow rate of multilayer oil wells. *Neftepromyslovoe delo*, 1, pp. 12–16. (In Russ.)
- Kuvandykov I.Sh. (1982b). Method for determining the separate flow rate of multilayer oil wells. State Committee for Inventions, No. 964121, 07.10.1982. (In Russ.)
- Leonov I.V. (2011). Improving the efficiency of the technology of dual completion development of several operational facilities (on the example of deposits in Western Siberia). Cand. engin. sci. diss. Moscow, 25 p. (In Russ.)
- Mamghaderi A. (2013). Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, pp. 107–117. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006>
- Morozov N.V., Cheremisin A.N., Spivakova M.Ya., Kalacheva D.Yu., Arbenin A.Yu., Besedina M.A., Sakharov V.A., Susanov Y.M., Yakovlev D.V., Kirsanov D.O., Panchuk V.V., Ponomareva A.N., Sokolova D.N., Ablya E.A., Shevchenko O.N. (2024). Methodology for geochemical determination of the proportion of hydrocarbon fluid of each deposit in a mixture of hydrocarbon fluids of several deposits for separate accounting of hydrocarbon production. Saint Petersburg: Skolkovo Institute of Science and Technology, Gazpromneft NTC LLC, Saint Petersburg State University, Moscow State University, Momeftegazproekt LLC. (In Russ.) https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-03/metodika_geohimicheskogo_opredeleniya_doli_uglevodorodnogo_flyuida_kazhdoy_z.pdf
- Nabiullin R.R., Korabelnikov M.I. (2014). Simultaneous separate exploitation at the fields of Western Siberia. *Experience, current problems and prospects for the development of the fuel and energy complex of Western Siberia: Proc. scientific-practical conference*. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, pp. 120–125. (In Russ.)
- Nikolaev O.S. (2014a). Installation for simultaneous-separate production of hydrocarbons. Rospatent, No. 138135, 27.02.2014. (In Russ.)
- Nikolaev O.S. (2014b). Installation for simultaneous-separate operation of a multi-layer well with a telemechanical system. Rospatent, No. 2512228, 10.04.2014. (In Russ.)
- Pavlov D.V., Gafarov T.N., Oblekov R.G., Khabarov A.V., Marchenko A.V., Lee Chun San, Shandrygin A.N., Shipaeva M.S. (2024). Methodological recommendations for monitoring the development of oil fields and oil rims of oil and gas and oil and gas condensate fields based on geochemical analysis of oil. Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalin Energy LLC, Eurasian Union of Subsoil Use Experts. (In Russ.) https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-03/mr_po_kontrolyu_razrabotki_neftyanyh_mestorozhdeniy_na_osnove_geohimicheskog_0.pdf
- Raimgulov D.I. (2021). A method for measuring the separate flow rate of oil during multilayer production. *Vestnik magistratury*, 2-2(113), pp. 9–11. (In Russ.)
- Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K., Lake L.W. (2011). Probabilistic history matching with the capacity-resistance model in waterfloods: a precursor to numerical modeling. *J. of Petroleum Science and Engineering*, 78, pp. 96–108. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.05.005>
- Sharifov M.Z. ogly, Leonov V.A., Sokolov A.N., Salmanov R.G., Azizov H.F., Azizov F.H. (2009). Method of dual completion oil extraction from the reservoirs of one well with a submersible pumping unit (options). Rospatent, No. 2344274, 20.01.2009. (In Russ.)
- Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V. (2018). Analytical method of separation of liquid and oil production by formations during their joint development. *Neftepromyslovoe delo*, 2, pp. 10–17. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-2-10-17>
- Surguchev M.A., Gubanov A.I., Ashirov K.B. (1965). On compatibility criteria and the procedure for selecting objects for joint development. Perm: Perm Book Publishing House, pp. 139–147. (In Russ.)
- Vorobyov I.V. (2016). Separate accounting of hydrocarbon production at the Severo-Gubkinskoye oil and gas condensate field. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 11, pp. 68–72. (In Russ.)
- Yakubov M., Yakubova S., Petrova L. (2007). A new method for controlling the production of oil reserves from multilayer deposits based on a comparative analysis of the products produced. *Technologies of the Fuel and Energy Complex*, 1, pp. 34–39. (In Russ.)

Zabbarov R.G. (2009). Improvement of dual completion reservoir exploitation at a late stage of oil field development. Cand. engin. sci. diss.. Bugulma, 23 p. (In Russ.)

About the Authors

Yuri V. Korzhov – Cand. Sci. (Chemistry), Technician, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
e-mail: ykor1962@mail.ru

Mikhail G. Kulkov – Head of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
e-mail: mgk83@bk.ru

Mikhail S. Yakovlev – Deputy Director, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
e-mail: YakovlevMS@nacrn.hmao.ru

Marina Ya. Kuzina – Senior Lecturer, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
e-mail: m_kuzina@ugrasu.ru

*Manuscript received 16 September 2025;
Accepted 12 March 2026; Published 30 September 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Подход к оценке эффективности закачки азота с целью блокирования воды и увеличения добычи нефти

В.К. Деревянко¹, И.Ф. Минханов¹, К.И. Максаков², А.В. Пенигин³, А.А. Коноваленко⁴, О.В. Аникин^{1*},
Г.Д. Сергеев¹, В.А. Кадышева¹, М.А. Варфоломеев¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

³ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

⁴ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия

В нефтегазовой отрасли, где эффективность и экологическая безопасность играют ключевую роль, технологии, направленные на оптимизацию добычи и минимизацию воздействия на окружающую среду, приобретают особое значение. Одной из таких технологий является метод блокирования прорыва воды азотом с целью увеличения нефтеотдачи, основанный на технологии AWACT (Anti-Water Coning Technology). В настоящей работе рассмотрены основные принципы, механизмы и способы ее эффективного применения на объектах нефтяного промысла. По результатам проведенных лабораторных фильтрационных исследований с использованием рекомбинированной пробы нефти подтверждено, что закачка азота может не только эффективно бороться с прорывами воды, но и способствует увеличению добычи нефти за счет изменения направления фильтрации воды и выравнивания профиля притока. Разработан способ гидродинамического моделирования технологии AWACT, который настроен на результаты лабораторных исследований, что позволило определить оптимальный объем закачки для горизонтальных скважин – 300 тысяч м³ азота. Этот объем является достаточным для получения значительного эффекта без избыточных экономических затрат.

Ключевые слова: газоблокирование, циклическая закачка газа, азот, обводненность, увеличение нефтедобычи

Для цитирования: Деревянко В.К., Минханов И.Ф., Максаков К.И., Пенигин А.В., Коноваленко А.А., Аникин О.В., Сергеев Г.Д., Кадышева В.А., Варфоломеев М.А. (2026). Подход к оценке эффективности закачки азота с целью блокирования воды и увеличения добычи нефти. *Георесурсы*, 28(3), с. 131–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.2>

Введение

Значительная часть мировых запасов нефти залегает в пластах с активной подошвенной или краевой водой. На начальных этапах разработки месторождения работа водоносной области не несет серьезных осложнений. Со временем добыча нефти в таких условиях часто осложняется обводнением скважин. Под воздействием градиента давления вода начинает подниматься от водонефтяного контакта к скважине, формируя конусообразный фронт. Усугубляет данную проблему наличие высокопроницаемых каналов и высокая разность вязкостей между нефтью и водой, что приводит к ускорению прорыва воды к скважине. Если процесс не контролировать, происходит резкое обводнение продукции и значительное снижение добычи нефти.

Одним из перспективных методов ограничения водопитока и повышения нефтеотдачи пласта в настоящий момент считается закачка газовых агентов в пласт (Jiang et al., 2020; Anikin et al., 2025; Derevyanko et al., 2023; Sorokin et al., 2022). В частности, закачка азота позволяет не только ограничить прорыв воды, но и выравнивать профиль притока, способствуя увеличению дебита нефти и, следовательно, повышению общей продуктивности скважин и замедлению их обводнения (рис. 1) (Wang et al., 2018).

Позиции (рис. 1а–в) отражают процесс формирования водяного конуса и прорыв воды к стволу скважины, позиции (рис. 1г–е) – механизм работы азота в пласте после его закачки (блокирование водонасыщенных каналов и перенаправление фильтрационных потоков). Таким образом, приток воды по заблокированным каналам существенно снижен, а вклад нефти из недренлируемых ранее интервалов возрастает.

По сравнению с другими мерами по борьбе с проникновением воды в продуктивный пласт, процесс закачки азота является наиболее экономичным, поскольку он является составной частью воздуха, а его ресурсы

* Ответственный автор: Олег Викторович Аникин
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

изобильны и относительно дешевы (Meena et al., 2024). Огромные запасы азота присутствуют в атмосферном воздухе, а методы его получения достаточно просты и хорошо изучены. Кроме того, азот обладает низкой коррозионной активностью, что очень важно для бесперебойной работы скважинного оборудования. При промышленном применении этой технологии соотношение экономических затрат и производительности относительно невелико, что позволяет эффективно снижать обводненность и оказывать влияние на прирост нефти.

Механизм блокирования воды азотом объясняется эффектом Жамена и гистерезисом относительных фазовых проницаемостей. Как отмечают исследователи в своем обзоре методов контроля конусообразования (Tileuberdi et al., 2023), наличие заземленного газа в поровом пространстве создает дополнительное сопротивление для фильтрации воды, заставляя ее искать обходные пути и оставляя нефтенасыщенные поры доступными для дренирования. Эксперименты авторов работы (Lee et al., 2023) на керновых моделях подтвердили, что азот способен блокировать высокопроницаемые каналы (трещины и каверны), перенаправляя потоки флюидов в низкопроницаемые зоны, что особенно актуально для сложнопостроенных коллекторов.

Компания Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), компания Alberta Energy Company Ltd. (AEC) и компания Westcoast Petroleum Ltd. совместно разработали простой и понятный способ решения проблемы чрезмерной добычи воды из-за образования водяного конуса в нефтедобывающих скважинах – технологию Anti-Water Coning Technology (AWACT). Суть технологии заключается в закачке несмешивающегося газа (например, азота) в пласт с целью закупоривания каналов, по которым прорывавшаяся подошвенная вода проходит к забою скважины. Преимущества AWACT заключаются в простоте, дешевизне и безопасности.

Эффективность AWACT была успешно продемонстрирована на месторождении South Jenner (Альберта, Канада). Отмечается увеличение добычи нефти после закачки газа. Из 35 обработанных 21 скважина показала значительное увеличение суммарной нефтеотдачи (на ~25% относительно запасов на скважину), 7 скважин продемонстрировали снижение накопленной добычи нефти (около 5,5%), а 5 скважин не дали заметного эффекта (Lai, Wardlaw, 1999; Zheng et al., 2022).

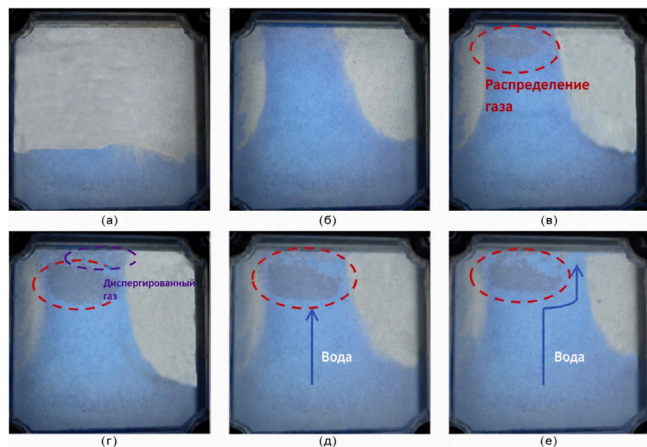


Рис. 1. Механизм работы закачанного азота в пласте

В последние годы география применения расширилась. Примером успешного применения технологии AWACT является месторождение Мехсана – крупнейшее месторождение компании Oil and Natural Gas Corporation Ltd., расположенное в штате Гуджарат, Индия. В результате с помощью закачки азота удалось снизить обводненность с 92 до 58%, а общий объем дополнительной тяжелой нефти составил 12,1 тыс. м³ (Meena et al., 2024).

Для успешного применения технологии AWACT на месторождении необходимо провести комплекс лабораторных исследований, направленных на более детальное изучение процесса поведения азота в пористой среде и подтверждающих его эффективность.

Исследования, проведенные государственной лабораторией нефтяных ресурсов и разведки при Китайском университете нефти (Пекин, Китай) совместно с кафедрой нефтяной и химической инженерии при университете Калгари (Калгари, Канада), показали, что в лабораторных экспериментах закачиваемый газ блокирует установившиеся пути продвижения воды и способствует дополнительной добыче нефти, перенаправляя продвигающуюся воду и улучшая охват (Wang et al., 2018).

Таким образом, эффективность технологии подтверждена как лабораторными исследованиями, так и практическими результатами на месторождениях в разных регионах.

Основная цель настоящей работы заключалась в доказательстве эффективности технологии и подборе оптимального режима закачки азота для месторождения с высоковязкой нефтью и наличием высокопроницаемых каналов, по которым прорывается вода. Приведено последовательное изучение оценки способности азота блокировать фильтрацию воды на примере одного из объектов путем проведения физического и гидродинамического моделирования (ГДМ).

Материалы и методы

Комплекс исследований по оценке эффективности технологии AWACT был проведен с использованием фильтрационной установки, представленной на рис. 2.

Более подробное описание использованного в исследованиях оборудования и его технических характеристик представлено в работе (Деревянко и др., 2024). Для проведения комплекса исследований по физическому моделированию процесса вытеснения нефти в работе были использованы подготовленные флюиды: рекомбинированная проба нефти, пластовая вода и азот. Свойства пластовой и рекомбинированной пробы нефти представлены в табл. 1.

Результаты и обсуждение

Фильтрационные исследования технологии AWACT

Для определения эффективности технологии AWACT одного из нефтяных месторождений были проведены фильтрационные исследования с использованием составных керновых моделей, которые компоновались из отдельных цилиндрических образцов (30×30 мм) с ненарушенной структурой. Для того чтобы определить наиболее эффективную степень блокирования воды газом авторами проведено четыре фильтрационных эксперимента по следующему дизайну: 1) создание термобарических условий

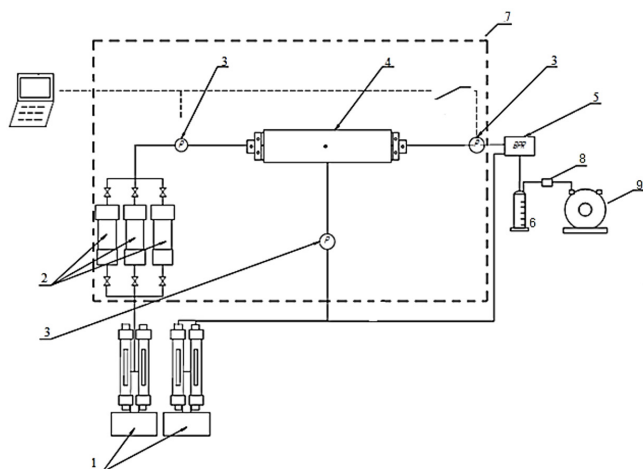


Рис. 2. Схема фильтрационной установки. 1 – плунжерный насос высокого давления марки ЛН-400 (АО «Геологика», Россия); 2 – поршневые контейнеры с пластовой нефтью, пластовой водой и газом вытеснения, керосином; 3 – датчики давления; 4 – кернодержатель типа Хасслера; 5 – регулятор обратного давления; 6 – цилиндр со шлифом 50 мл; 7 – сушильный шкаф; 8 – узел отбора проб газа; 9 – газовый счетчик.

пласта; 2) насыщение рекомбинированной пробой нефти с последующей выдержкой в течение 24 часов; 3) закачка пластовой воды (моделирование процесса прорыва воды); 4) закачка азота в керновую модель (моделирование процесса закачки азота в пласт); 5) закачка пластовой воды (моделирование процесса блокирования фильтрации воды после закачки азота). Визуальное представление процессов, описанных на этапах 3–5, показано на рис. 3.

Фильтрационные эксперименты были проведены с различными расходами азота и на моделях пласта с различными проницаемостями. Расход азота и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) керновых образцов представлены в табл. 2. Результаты проведенных исследований представлены на рис. 4–7.

На рис. 8 представлены сводные результаты по четырем фильтрационным экспериментам. Результаты экспериментов показали, что среднее снижение фазовой

проницаемости по воде после закачки азота составляет 2,65 раза. Наблюдается незначительное влияние скорости фильтрации азота на эффективность предложенной технологии, при этом влияние расхода азота на снижение фазовой проницаемости по воде неоднозначно и требует учета начальной насыщенности модели и изучения структуры порового пространства. Блокирование воды в керновой модели путем закачки азота одинаково эффективно при различных проницаемостях.

Дополнительно авторами был проведен эксперимент №5 с циклической прокачкой азота. В результате чего установлено, что после каждого нового цикла снижение фазовой проницаемости воды увеличивалось и после трех циклов в совокупности составило 5,5 раз (рис. 9, 10). Следует отметить, что после закачки каждой оторочки азота наблюдается прирост коэффициента вытеснения, что говорит об эффективности довытеснения нефти и увеличении охвата. Данный эксперимент демонстрирует потенциальную эффективность технологии при повторных прокачках азота в одну и ту же скважину.

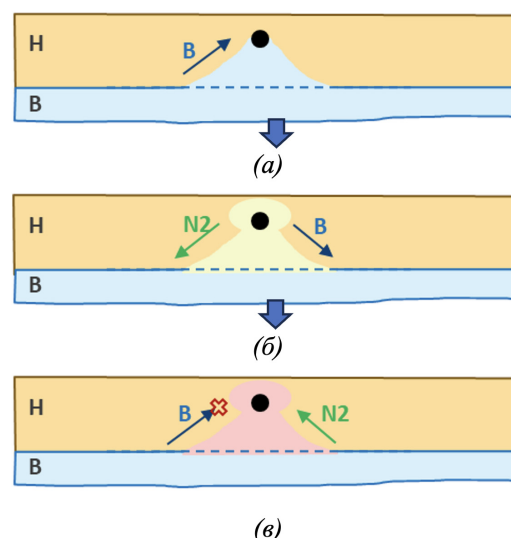


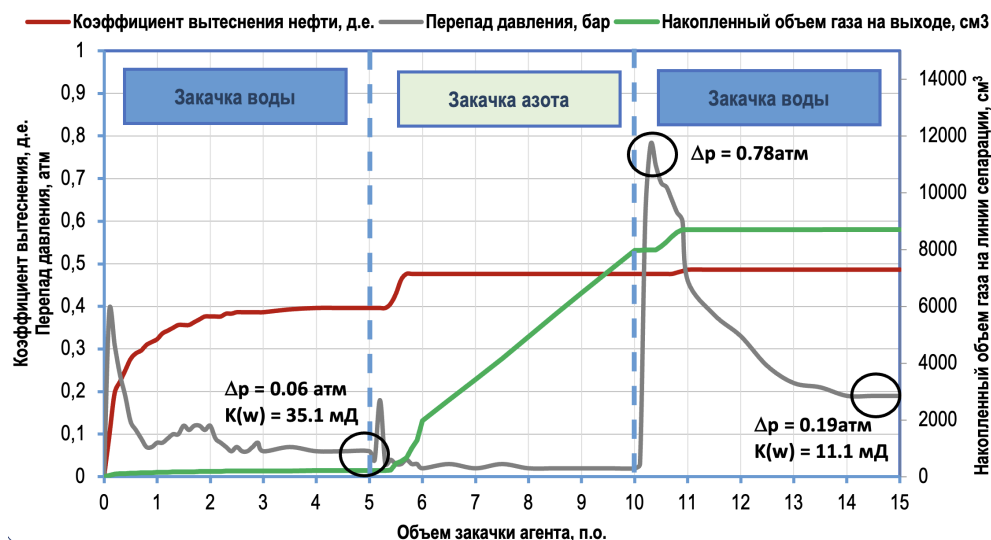
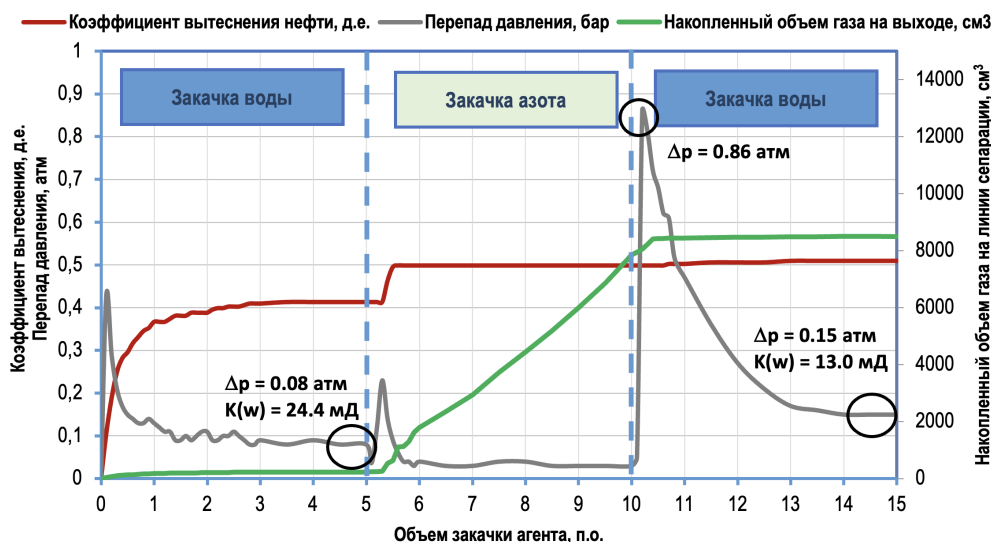
Рис. 3. Демонстрация процессов, происходящих в пласте на этапах 3–5: Н – нефть, В – вода

№ п/п	Параметр	Пластовая проба нефти	Рекомбинированная проба нефти	Рекомбинированная проба (приведенная к текущим пластовым условиям)
Свойства пластовой нефти				
1	Давление пластовое, МПа	11,4	11,4	9,0
2	Температура пластовая, °С	26	26	26
3	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	11,4	11,4	9,0
4	Газосодержание (стандартная сепарация), м³/т	41,3	38,17	31,55
5	Объемный коэффициент при пластовом давлении	1,073	1,07	1,054
6	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³	0,869	0,905	0,913
7	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	66,5	64,218	87,540
Свойства дегазированной нефти				
8	Плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, г/см³	-	0,918	0,920
9	Вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях, мПа·с	-	257,1	257,1

Табл. 1. Свойства пластовой и рекомбинированной нефти

№ эксперимента	Пористость, %	Абсолютная проницаемость по газу, мД	Начальная водонасыщенность, %	Расход азота, мл/мин
1	31,6	816	14,65	0,05
2	32,6	813	17,19	0,1
3	32,5	814	14,79	0,025
4	34,1	1625	7,45	0,025

Табл. 2. ФЕС керновых колонок и расход азота

Рис. 4. Результаты эксперимента №1 (абс. проницаемость $k = 816$ мД, расход азота $V_N = 0,05$ мл/мин, $K(w)$ – проницаемость по воде; Δp – перепад давления; V – объем газа, см^3)Рис. 5. Результаты эксперимента №2 ($k = 813$ мД, $V_N = 0,1$ мл/мин)

Гидродинамическое моделирование технологии AWACT

Для оценки эффективности технологии блокирования прорыва воды с помощью закачки газа в масштабе участка опытно-промышленных работ (ОПР) предварительно необходимо воспроизведение результатов лабораторных исследований в гидродинамической модели.

Для этого была подготовлена модель в программном комплексе тНавигатор, состоящая из 100 ячеек, имитирующая керновую колонку как по размерам, так и по фильтрационным параметрам. Для адаптации эксперимента применялся функционал симулятора, связанный с появлением гистерезиса при смене фильтрации

воды и газа. Данный подход позволяет влиять на относительную фазовую проницаемость и концевые точки насыщенности для фазы из-за появления защемленного газа, а также учесть эффекты трехфазной фильтрации с разнонаправленными изменениями насыщенностей. При использовании такого функционала добавляется ОФП воды при наличии в системе всех 3-х фаз, в т.ч. максимально возможной насыщенности газа. При появлении в системе газа происходит интерполяция значений между кривыми ОФП воды в двухфазной и трехфазной системах. Теоретический пример работы функционала с ОФП воды представлен на рис. 11.

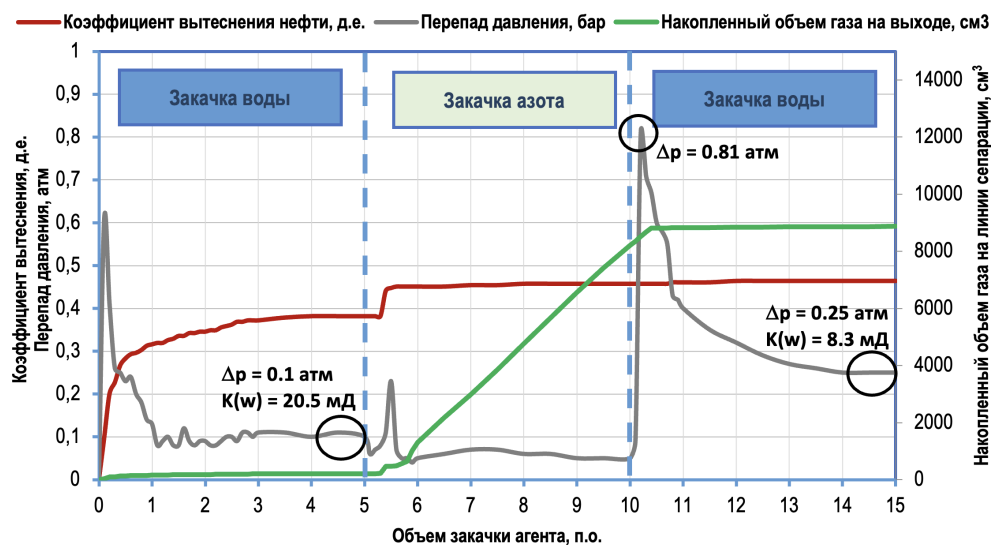
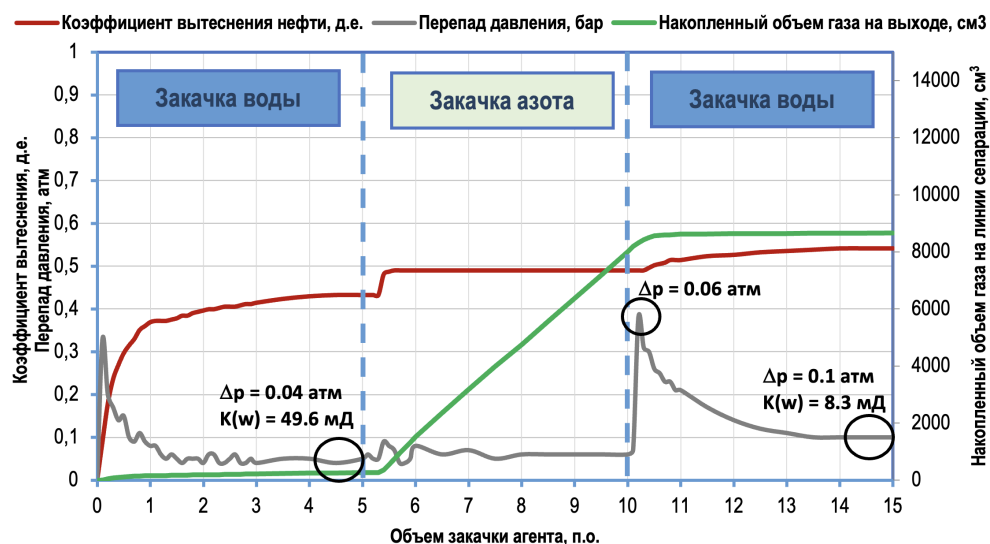
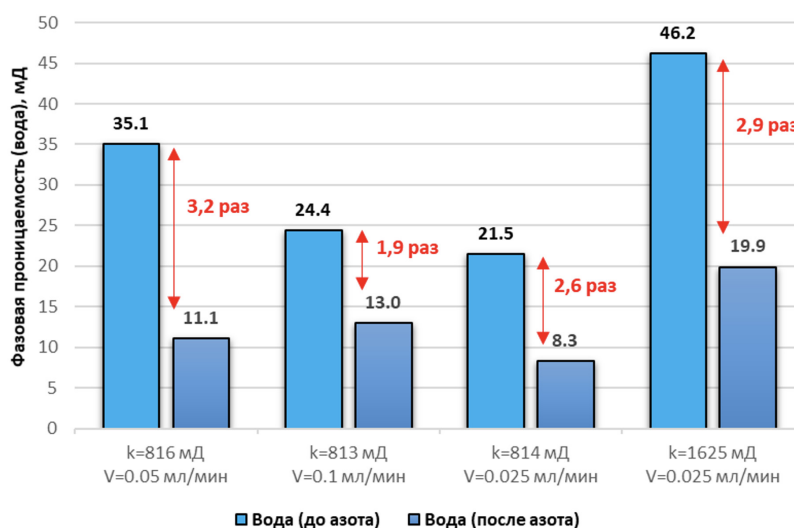
Рис. 6. Результаты эксперимента №3 ($k = 814$ мД, $V_N^2 = 0,025$ мл/мин)Рис. 7. Результаты эксперимента №4 ($k = 1625$ мД, $V_N^2 = 0,025$ мл/мин)

Рис. 8. Сводные результаты экспериментов

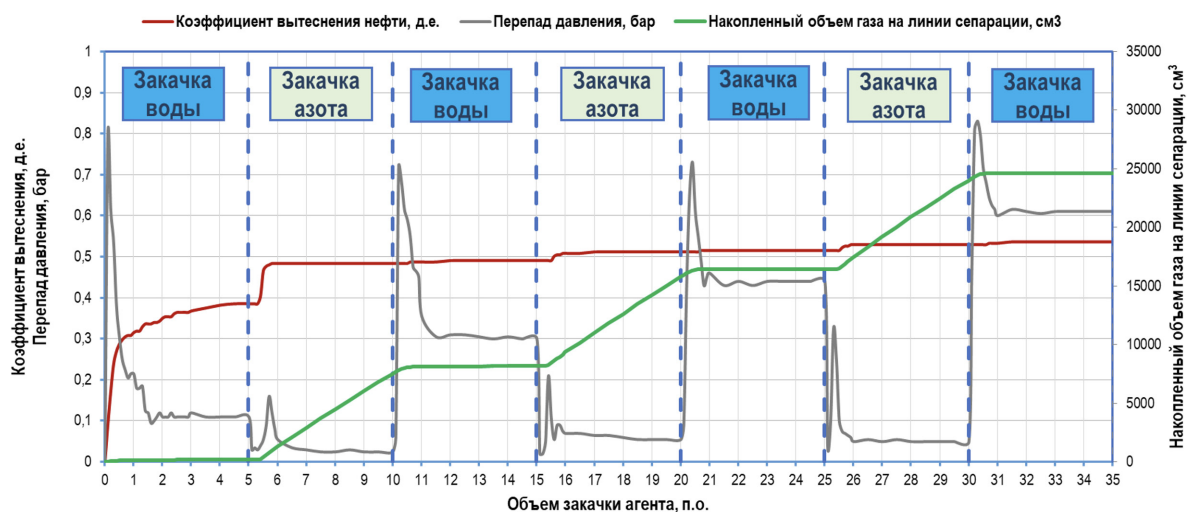


Рис. 9. Динамика показателей в эксперименте №5 с циклической прокачкой азота

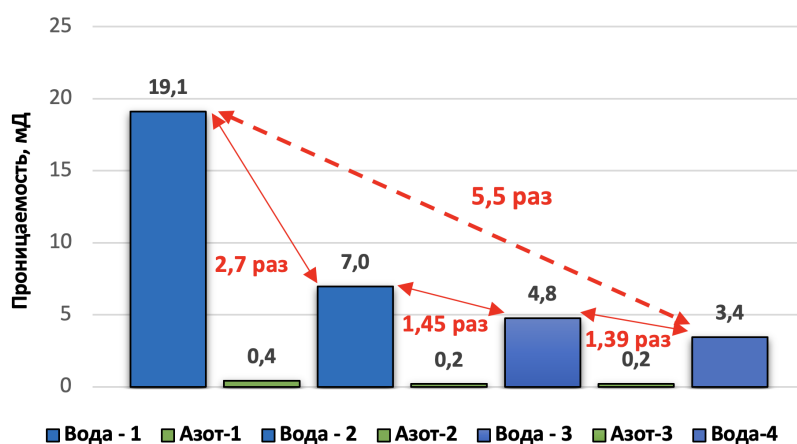


Рис. 10. Результаты эксперимента №5 с циклической прокачкой азота

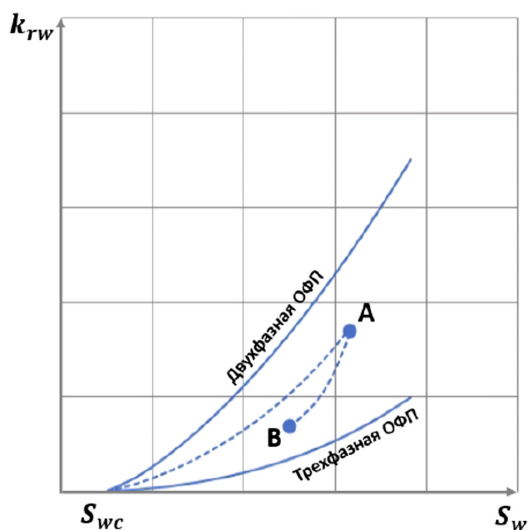


Рис. 11. Пример работы функционала гистерезиса при смене фильтрации газа и воды

До точки А происходит увеличение насыщенности водой и, соответственно, увеличение ее ОФП (пропитка). Далее при повторной закачке газа происходит вторичный дренаж и ОФП по воде снижается до точки В. Стоит отметить, что моделирование гистерезиса ОФП отражено во многих литературных источниках, в том числе в (Кадет, Галечян, 2013).

Основными настроечными параметрами для адаптации модели на результат эксперимента являются параметры трехфазной кривой ОФП воды и параметр Лэнда, влияющий на насыщенность заземленного газа. В итоге, были подобраны следующие параметры для максимально точного воспроизведения результатов эксперимента:

- снижение конечной точки KRWR (ОФП для воды при остаточной нефти) кривой ОФП воды для трехфазной системы согласно результатам лабораторных исследований: $IKRWR$ ($KRWR$ при пропитке) = $0,412 \cdot KRWR$;
- параметр Лэнда: $C = 10,425$;
- параметры формы кривой ОФП воды для трехфазной системы для корреляции LET: $L_w = 8,689$ (задает нижнюю часть кривой ОФП для воды), $T_w = 6,35$ (задает верхнюю часть кривой ОФП для воды), $E_w = 6,16$ (задает положение наклонной части кривой ОФП для воды).

Результаты адаптации и динамика ОФП воды в одной из ячеек модели представлены на рис. 12, где т.1 – окончание первой промывки керна водой, т.2 – начало фильтрации воды после прокачки газа, т.3 – окончание повторной промывки водой.

Далее представленный подход был перенесен на секторную модель (рис. 13), которая была создана в программном комплексе tНавигатор, для ее настройки на накопленный эффект, полученный при пробной закачке 100 тыс. м³ азота в скв. №1. Секторная модель включает в себя 12 основных скважин вокруг скв. №1, параметры секторной модели представлены в табл. 3.

Предварительно выполнялась адаптация модели на историю работы скважины. Получено достаточно точное совпадение факта и расчета (отклонение 0,5%). На рис. 14 представлен результат настройки модели на эффект, полученный при закачке азота. На рис. 15 представлено изменение в модели распределения притока воды по стволу скважины после закачки азота.

После настройки модели отбирались дополнительные три скважины-кандидата, параметры которых приведены в табл. 4. Важно, что эти скважины имеют:

- высокую обводненность (согласно (Wang et al., 2018), чем выше обводненность, тем больше эффект);
- высокий коэффициент эксплуатации за последние 3 месяца, что указывает на отсутствие проблем в работе скважины.

Все скважины горизонтальные, в качестве заканчивания используется фильтр-хвостовик.

На этих скважинах была рассчитана дополнительная добыча нефти для разных объемов закачки азота, а именно: 100, 200, 300 и 400 тыс. м³ с целью определения оптимального согласно эффективному отношению (дополнительная добыча нефти, приходящаяся на 1 тыс. м³ азота). Сначала был рассмотрен период оценки эффекта в один год из-за потенциальных неопределенностей, возникающих ежегодно на производстве. Результаты представлены в табл. 5.

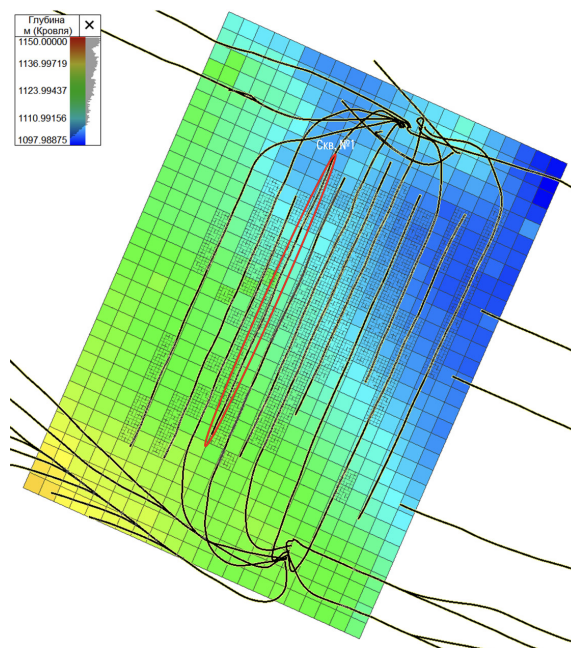


Рис. 13. Секторная модель

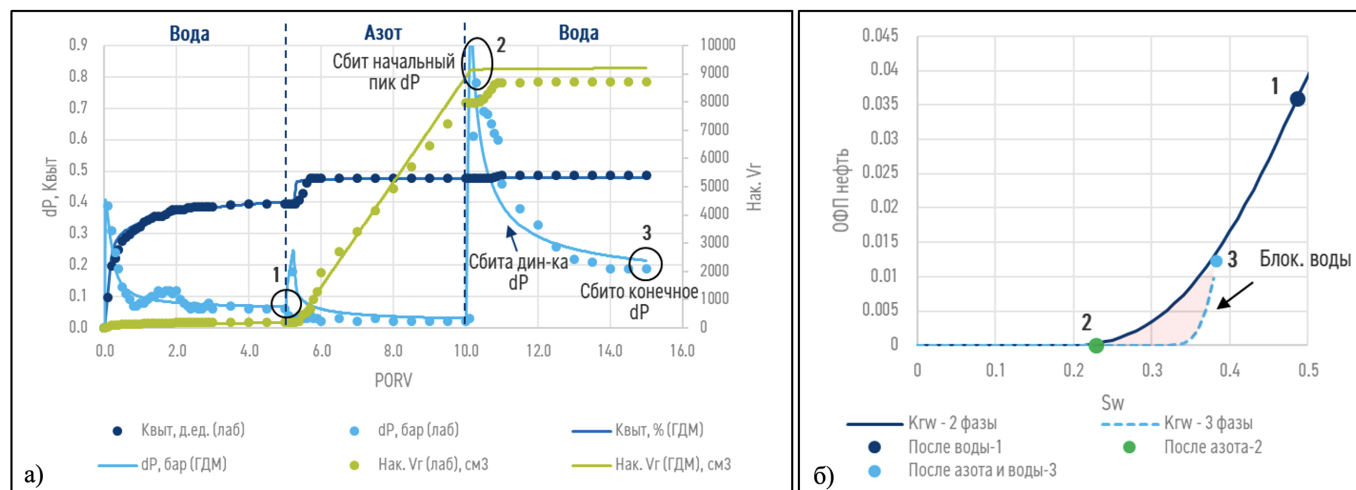


Рис. 12. а) Результаты адаптации лабораторных исследований (dP – перепад давления, Kw – коэффициент вытеснения, Vg – объем газа); б) Динамика ОФП воды (Sw – водонасыщенность, Kgw – ОФП для воды)

Средние параметры		Значение
Размер ячейки (X x Y x Z), м	Основной размер	100x100x1,5
	Размер в зоне измельчения (возле скважин)	20x20x1,5
Пористость, %		29
Проницаемость, мД		513
Нефтенасыщенная толщина, м		14

Табл. 3. Параметры секторной модели

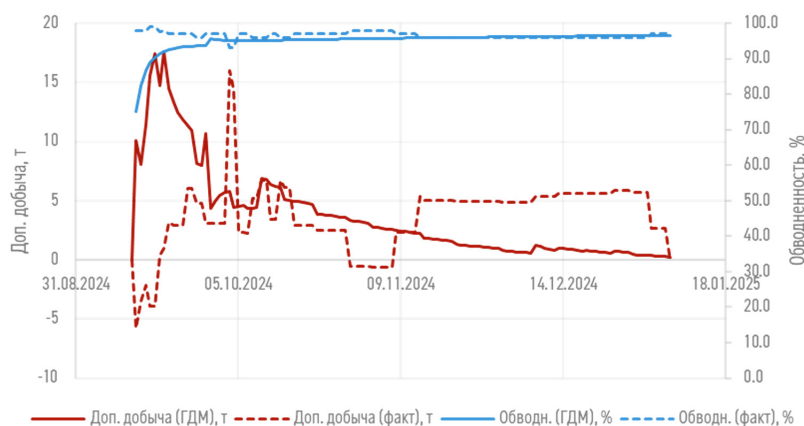


Рис. 14. Результаты настройки модели на доп. эффект, полученный на скв. №1

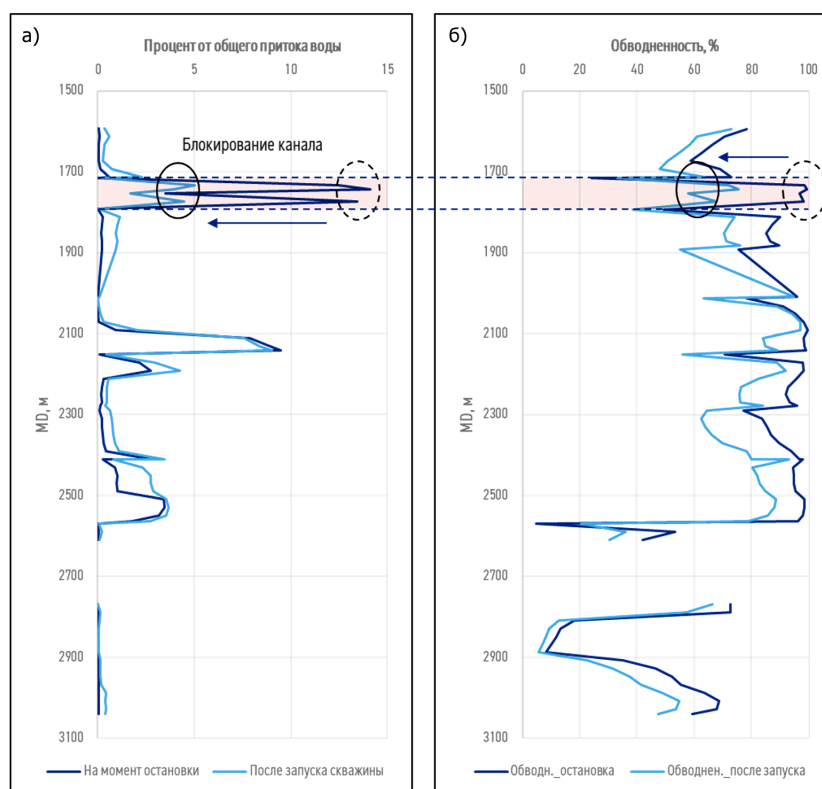


Рис. 15. Распределение притока воды до и после закачки азота: а) распределение притока воды по стволу скважины, б) распределение обводненности в притоке по стволу скважины

	Перфорир. мощность, м	Диапазон $K_{пр}$ по стволу, мД	Q_n , т/сут	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обв-ть, %	ГФ, м ³ /т	Коэффициент эксплуатации	Наработка насоса, сут
Скв. №2	1166,07	61 – 5368	4,28	44,33	89,67	88,35	1	492
Скв. №3	1684,99	34 – 3105	5,68	42,33	85,67	55,46	1	829
Скв. №4	1752,39	63 – 3220	2,91	34	90,67	26,17	1	254

Табл. 4. Параметры отобранных скважин-кандидатов ($K_{пр}$ – проницаемость, Q_n – дебит нефти, $Q_{ж}$ – дебит жидкости, ГФ – газовый фактор)

V (азот), тыс. м ³	Скв. №2		Скв. №3		Скв. №4	
	Доп. добыча, т	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³	Доп. добыча	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³	Доп. добыча	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³
100	499,77	5,00	479,22	4,79	573,48	5,73
200	900,66	4,50	801,88	4,01	1022,53	5,11
300	1188,49	3,96	905,99	3,02	1328,74	4,43
400	1368,12	3,42	920,82	2,30	1478,88	3,70

Табл. 5. Результаты расчета для разных объемов закачки азота

Из трех скважин-кандидатов была исключена скв. №3 по следующим причинам:

1) самые низкие показатели дополнительной добычи нефти и эффективного отношения;

2) самый высокий показатель наработки насоса, что увеличивает вероятность столкновения с рисками осложнения работы погружного оборудования.

В силу того, что при большеобъемных закачках длительность эффекта увеличивается, для скв. №2 и скв. №4 был рассмотрен более длительный период оценки в 3 года. Такая продолжительность получения эффекта подтверждается в том числе мировым опытом (Lai, Wardlaw, 1999). На рис. 16 продемонстрирована зависимость эффективного отношения от объема закачки для двух скважин.

Видно, что наибольшее эффективное отношение за три года наблюдается для объемов закачки 200 и 300 тыс. м³ с близкими друг к другу значениями эффективного отношения. Согласно (Luhning et al., 1990; Freeborn, 1990), закачка газа в вертикальные скважины в рамках технологии AWACT достигала 200–300 тыс. м³, а с учетом того, что эффективная проходка горизонтальной

скважины гораздо больше вертикальной, объем 300 тыс. м³ выглядит наиболее предпочтительным для проведения следующего опытно-промышленного испытания (ОПИ) на скважинах-кандидатах.

Заключение

На основании проведенного комплекса лабораторных исследований и анализа результатов гидродинамического моделирования можно сделать следующие выводы об эффективности технологии AWACT.

- Лабораторные эксперименты доказали высокую эффективность азота как блокирующего агента. Установлено снижение фазовой проницаемости по воде в среднем в 2,65 раза после закачки азота.

- Эксперимент №5 с циклической прокачкой азота выявил ключевую закономерность: эффективность блокирования воды имеет кумулятивный характер. Снижение фазовой проницаемости для воды после трех циклов достигло 5,5 раз, что более чем вдвое превышает эффект от однократной закачки. Такой эффект можно объяснить гистерезисом фазовых проницаемостей. С каждым циклом увеличивается объем заземленного газа в тупиковых и высокопроницаемых порах, формируя более устойчивый барьер для воды.

- По результатам ГДМ определен оптимальный объем закачки для скважин-кандидатов, который согласуется с мировым опытом.

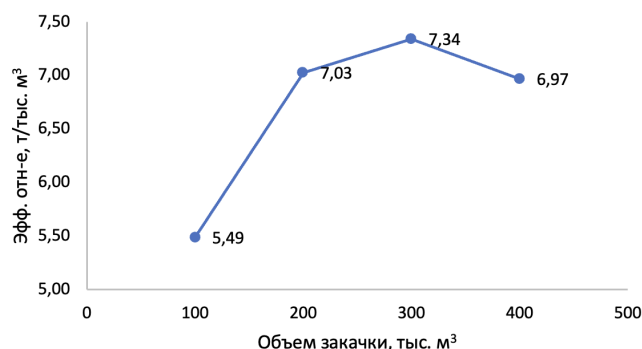
Таким образом, авторами выполнена оценка возможности блокирования прорыва воды за счет обработки скважин азотом в условиях резкой неоднородности коллектора, а также подобран оптимальный объем закачки азота для скважин опытного участка, обеспечивающий снижение обводненности и получение дополнительной добычи нефти.

Благодарности

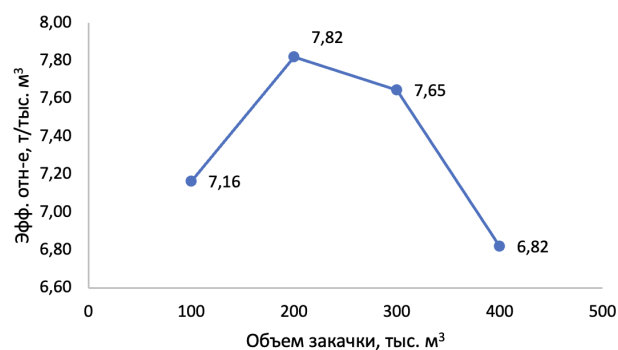
Выражается благодарность Фонду науки и технологий Республики Татарстан за предоставление гранта на осуществление фундаментальных и поисковых исследований в научных и образовательных организациях, предприятиях и организациях реального сектора экономики Республики Татарстан.

Литература

Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Чалин В.В., Коваленко В.А., Кушней А.Ю., Ваганов А.В., Мукминов И.Р. (2024). Оценка эффективности вытеснения нефти газом путём проведения комплексных фильтрационных исследований на модели тонкой трубки с различными газами закачки для ачимовских отложений Западной Сибири. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 9(4), pp. 73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>



а)



б)

Рис. 16. Зависимость среднего эффективного отношения от объема закачки для а) Скв. №2 и б) Скв. №4

Кадет В.В., Галечян А.М. (2013). Перколяционная модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. *Прикладная механика и техническая физика*, 54(3). <https://www.sibran.ru/upload/iblock/149/149d2e8610d514c77eca90191566c722.pdf>

Afzali, S., Rezaei, N., Zendejboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, pp. 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>

Anikin, O.V., Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Konstantinovich, E.A., Kadysheva, V.A. (2025). Gas enhanced oil recovery methods for offshore oilfields: Features, implementation, operational status. *Petroleum Research*, 10(2), pp. 404–415. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.12.003>

Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Usmanov, S.A., Saifullin, E.R., Egorov, A.N., Sudakov, V.A., Zhanbossynova, S., Sagirov, R.N. (2023). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation. *SPE Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-217637-MS. <https://doi.org/10.2118/217637-MS>

Freeborn, W.R., Skoreyko, F.A., Luhnig, R.W. (1990). AWACT: Anti-Water Coning Technology. Oil Sands 2000, Energy, Environment, Enterprise: AOSTRA Conference, Edmonton, AB. Paper 6-18.

Jiang, Q., Jindong, C., Zhigang, W., Jia, N., Chuixian, K., Tianquan, C., Kai, L., Lipeng, H., Tong, L. (2020). Visualized Experimental Study of Nitrogen Injection Suppression of Bottom Water Coning. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 56(3), pp. 453–464. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01156-0>

Lai, S., Wardlaw, N. (1999). Factors Affecting the Application of Anti-Water Coning Technology (AWACT) At the South Jenner Oil Field, Southeast Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(03). <https://doi.org/10.2118/99-03-02>

Lee, P., Tang, H., Yan, X., Zhang, S., Zhang, Z., Liu, H. (2023). Laboratory Evaluation on the Water Flooding Characteristics in Bottom Water Reservoir Containing Interbeds. *ACS Omega*, 8(45), pp. 42409–42416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c04873>

Luhnig, R., Chmilar, M., Anderson, B. (1990). The AOSTRA Anti Water Coning Technology (AWACT) Process - From Invention To Commercial Application. *Annual Technical Meeting, PETSOC-90-132*. <https://doi.org/10.2118/90-132>

Meena, M., Chanchlani, K., Kumar, A., Chouhan, V. (2024). Nitrogen Huff and Puff: Novel Method for Enhancing Liquid Production in the Brown Fields of the Mehana. *SPE Conference at Oman Petroleum, Energy Show*, D021S019R002. <https://doi.org/10.2118/218508-MS>

Sorokin, A.S., Bolotov, A.V., Nuriev, D.R., Derevyanko, V.K., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A. (2022). Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*, 10(12), 2620. <https://doi.org/10.3390/pr10122620>

Tileuberdi, N., Mashrapova, M., Toktarbay, Z. (2023). A Review on Nitrogen Flooding for Enhanced Oil Recovery. *ES Materials, Manufacturing*. <https://doi.org/10.30919/esmm968>

Wang, Y., Liu, H., Chen, Z., Wu, Z., Pang, Z., Dong, X., Chen, F. (2018). A visualized investigation on the mechanisms of anti-water coning process using nitrogen injection in horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 636–649. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.083>

Zheng, W., Feng, Y., Tan, X., Yang, R., Liu, H., Xie, H., Wang, T. (2022). Feasibility Investigation on the N₂ Injection Process to Control Water Coning in Edge Water Heavy Oil Reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 9, 825253. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.825253>

Сведения об авторах

Вадим Константинович Деревянко – ассистент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: vadimk1998@mail.ru

Ильгиз Фаильевич Минханов – кандидат тех. наук, доцент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: IIFMinhanov@kpfu.ru

Кирилл Игоревич Максаков – главный инженер проекта, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия
Maksakov.KI@contractor.gazprom-neft.ru

Артем Витальевич Пенигин – руководитель программы по технике и технологиям процессинга газа, ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия
e-mail: Penigin.AV@gazprom-neft.ru

Алексей Алексеевич Коноваленко – руководитель направления по формированию БК ГТМ, ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия
e-mail: Konovalenko.AA@gazprom-neft.ru

Олег Викторович Аникин – кандидат хим. наук, доцент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Георгий Дмитриевич Сергеев – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: GeDSergeev@kpfu.ru

Валерия Александровна Кадышева – магистрант, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: VaAKadysheva@kpfu.ru

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, директор центра, Технологический парк «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 23.03.2026;

Принята к публикации 02.06.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

An Approach to Assessing the Effectiveness of Nitrogen Injection for Water Blocking and Enhanced Oil Recovery

V.K. Derevyanko¹, I.F. Minkhanov¹, K.I. Maksakov², A.V. Penigin³, A.A. Konovalenko⁴, O.V. Anikin^{1*}, G.D. Sergeev¹, V.A. Kadysheva¹, M.A. Varfolomeev¹

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

³Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

⁴Meretoyahaneftgaz LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Oleg V. Anikin, e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Abstract. In the modern oil and gas industry, where efficiency and environmental safety play a key role, technologies aimed at optimizing production and minimizing environmental impact are particularly important. One such technology is a method for blocking water breakthrough with nitrogen to enhance oil recovery, based on AWACT (Anti-Water Coning Technology). This paper examines the basic principles, mechanisms, and methods for its effective application at oil field facilities. Laboratory filtration studies using a recombined oil sample confirmed that nitrogen injection can not only effectively combat water breakthrough but also contribute to increased oil production by changing the direction of water filtration and smoothing the inflow profile. The paper also developed a method for hydrodynamic modeling of AWACT technology, which was adjusted to the laboratory test results, allowing the optimal injection volume for horizontal wells to be determined: 300,000 m³ of nitrogen. This volume is sufficient to achieve significant results without excessive economic costs.

Keywords: gas blocking, cyclic gas injection, nitrogen, water cut, increased oil production

Recommended citation: Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Maksakov K.I., Penigin A.V., Konovalenko A.A., Anikin O.V., Sergeev G.D., Kadyшева V.A., Varfolomeev M.A. (2026). An Approach to Assessing the Effectiveness of Nitrogen Injection for Water Blocking and Enhanced Oil Recovery. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 131–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.2>

Acknowledgments

We express our gratitude to the Science and Technology Foundation of the Republic of Tatarstan for providing a grant to support fundamental and exploratory research in scientific and educational organizations, enterprises, and organizations in the real sector of the economy of the Republic of Tatarstan.

References

- Afzali, S., Rezaei, N., Zendejboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, pp. 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>
- Anikin, O.V., Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Konstantinovich, E.A., Kadyшева, V.A. (2025). Gas enhanced oil recovery methods for offshore oilfields: Features, implementation, operational status. *Petroleum Research*, 10(2), pp. 404–415. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.12.003>
- Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Usmanov, S.A., Saifullin, E.R., Egorov, A.N., Sudakov, V.A., Zhanbossynova, S., Sagirov, R.N. (2023). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation. *SPE Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-217637-MS. <https://doi.org/10.2118/217637-MS>
- Derevyanko V.K., Sergeev G.D., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Chalin V.V., Kovalenko V.A., Kushney A.Yu., Vaganov A.V., Mukminov I.R. (2024). Evaluation of the efficiency of oil displacement by gas using complex filtration studies on a slim tube model with different injection gases for the Achimov deposits of Western Siberia. *PRONEFT. Professionally about oil*, 9(4), pp. 73–85. (In Russ.)
- Freeborn, W.R., Skoreyko, F.A., Luhnig, R.W. (1990). AWACT: Anti-Water Coning Technology. Oil Sands 2000, Energy, Environment, Enterprise: AOSTRA Conference, Edmonton, AB, Paper 6-18.
- Jiang, Q., Jindong, C., Zhigang, W., Jia, N., Chuixian, K., Tianquan, C., Kai, L., Lipeng, H., Tong, L. (2020). Visualized Experimental Study of Nitrogen Injection Suppression of Bottom Water Coning. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 56(3), pp. 453–464. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01156-0>
- Kadet, V.V., Galechyan, A.M. (2013). Percolation model of relative permeability hysteresis. *J Appl Mech Tech Phys*, 54, pp. 423–432. <https://doi.org/10.1134/S0021894413030115>

Lai, S., Wardlaw, N. (1999). Factors Affecting the Application of Anti-Water Coning Technology (AWACT) At the South Jenner Oil Field, Southeast Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(03). <https://doi.org/10.2118/99-03-02>

Lee, P., Tang, H., Yan, X., Zhang, S., Zhang, Z., Liu, H. (2023). Laboratory Evaluation on the Water Flooding Characteristics in Bottom Water Reservoir Containing Interbeds. *ACS Omega*, 8(45), pp. 42409–42416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c04873>

Luhnig, R., Chmilar, M., Anderson, B. (1990). The AOSTRA Anti Water Coning Technology (AWACT) Process - From Invention To Commercial Application. *Annual Technical Meeting, PETSOC-90-132*. <https://doi.org/10.2118/90-132>

Meena, M., Chanchlani, K., Kumar, A., Chouhan, V. (2024). Nitrogen Huff and Puff: Novel Method for Enhancing Liquid Production in the Brown Fields of the Mehsana. *SPE Conference at Oman Petroleum, Energy Show*, D021S019R002. <https://doi.org/10.2118/218508-MS>

Sorokin, A.S., Bolotov, A.V., Nuriev, D.R., Derevyanko, V.K., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A. (2022). Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*, 10(12), 2620. <https://doi.org/10.3390/pr10122620>

Tileuberdi, N., Mashrapova, M., Toktarbay, Z. (2023). A Review on Nitrogen Flooding for Enhanced Oil Recovery. *ES Materials, Manufacturing*. <https://doi.org/10.30919/esmm968>

Wang, Y., Liu, H., Chen, Z., Wu, Z., Pang, Z., Dong, X., Chen, F. (2018). A visualized investigation on the mechanisms of anti-water coning process using nitrogen injection in horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 636–649. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.083>

Zheng, W., Feng, Y., Tan, X., Yang, R., Liu, H., Xie, H., Wang, T. (2022). Feasibility Investigation on the N₂ Injection Process to Control Water Coning in Edge Water Heavy Oil Reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 9, 825253. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.825253>

About the Authors

Vadim K. Derevyanko – Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Ilgiz F. Minkhanov – Cand. Sci. (Technical), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Kirill I. Maksakov – Chief Project Engineer, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

Artem V. Penigin – Program Manager for Gas Processing Engineering and Technologies, Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Aleksey A. Konovalenko – Head of the Department for the Formation of the GTM BC, Meretoyahaneftgaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Oleg V. Anikin – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Georgy D. Sergeev – Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Valeria A. Kadyшева – Master, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Head of the Department of Petroleum Engineering, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Manuscript received 23 March 2026;
Accepted 2 June 2026; Published 30 September 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Построение карт гидрогеохимических показателей с учетом строения вмещающих отложений

А.А. Сидоров^{1,2,3*}, А.Г. Плавник^{1,3}

¹Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

²Научно-аналитический центр рационального недропользования ХМАО-Югры им. В.И. Шпилемана, Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Карты в изолиниях или сеточные модели – распространенный инструмент, применяющийся для визуализации и анализа поля гидрогеохимических показателей подземных вод. Результаты картирования во многом зависят от методов построения и от плотности фактических данных, которая, в частности в Западно-Сибирском мегабассейне, является относительно невысокой и неравномерной по площади. Повышение качества картирования в зонах, слабоизученных прямыми опробованиями, как правило, достигается за счет использования косвенной информации о пространственном распределении моделируемого параметра.

Исходя из предположения о том, что структурные формы горизонтов, в частности толщины комплексов, в локальном масштабе контролируют конфигурацию полей некоторых гидрогеохимических показателей, в качестве косвенной информации были использованы детальные региональные карты общих толщин комплексов. С помощью вариационно-сеточного метода картирования были построены карты минерализации подземных вод для отложений юрского и неокомского комплексов по территории Западной Сибири. Связь величины минерализации с толщинами комплексов задавалась в виде условия коллинеарности векторов градиентов этих полей.

Показано, что такой подход помогает избежать появления на картах артефактов, характерных для стандартных способов сглаживания и затрудняющих содержательный анализ результатов построения, обеспечивает более высокую детальность результатов картирования пространственных закономерностей изменения гидрогеохимических показателей и степень их согласованности с геологическими условиями отложений.

Ключевые слова: Западно-Сибирский бассейн, подземные воды, химический состав, картирование, вариационно-сеточный метод, косвенная информация, структурный каркас, вмещающие отложения

Для цитирования: Сидоров А.А., Плавник А.Г. (2026). Построение карт гидрогеохимических показателей с учетом строения вмещающих отложений. *Георесурсы*, 28(3), с. 142–151. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.5>

Введение

К настоящему времени выявлены и проанализированы основные физико-географические, геологические и техногенные факторы, определяющие причины формирования и изменения химического состава подземных вод, а также физико-химические, физические, биологические процессы, контролирующие эти изменения (Кирюхин и др., 1993; Крайнов, Швец, 1992; Посохов, 1975; Самарина, 1977; Шварцев, 1978; Шварцев и др., 1982). Установлено большое разнообразие природных обстановок, со значительно различающейся интенсивностью воздействия отдельных факторов и направленностью действующих

процессов, что порождает существенную неоднородность современных гидрогеохимических условий как в плане, так и по разрезу водоносных комплексов. Участие подземных вод в процессах, связанных с формированием залежей полезных ископаемых, и отражение этих процессов на химическом составе вод определяет важное практическое приложение гидрогеохимических критериев для поиска нефтяных и рудных месторождений (Киреева, 2025; Конторович и др., 2009; Сенников и др., 2005).

Для анализа и иллюстрации пространственных гидрогеохимических закономерностей, как правило, используются интерполяционные или аппроксимационные методы картирования. Результаты представляются в виде карт в изолиниях с вынесением на них дополнительной информации (Хоробрых и др., 2003; Шварцев, Новиков, 2004; Андреева, 2017; Курчиков и др., 2017а; Курчиков и др., 2017b; Курчиков и др., 2020; Курчиков, Плавник, 2009; Новиков и др., 2019а; Новиков и др., 2019b; Kurchikov et al., 2020; Kurchikov, Plavnik, 2009; Odeh et al., 2009). Реже

* Ответственный автор: Андрей Андреевич Сидоров
e-mail: darth1975@mail.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

значения гидрогеохимических параметров отражаются в виде специальных значков, приуроченных к точкам опробования (Матусевич и др., 2005; Montcoudiol et al., 2015; Narvaez-Montoya et al., 2025).

В отдельных работах применяются методы картирования на основе триангуляции, обратных взвешенных расстояний, сплайн-интерполяции, кригинга (Кокорина и др., 2023; Остроух, 2013; Ставицкий и др., 2004; Dragon, Gorski, 2014); иногда проводятся многовариантные расчеты несколькими методами с целью контроля качества полученных результатов. Но чаще информация об использованных методах картирования в работах не приводится. Задачи пространственного анализа гидрогеохимических условий могут быть также решены в рамках программ геологического моделирования (Raiber et al., 2012), однако, для этого требуется высокая детальность и комплексность исследований, в частности геофизическими полевыми и скважинными методами.

Применение в задачах картирования простых интерполяционных методов приводит к тому, что результаты построений и надежность получаемых на их основе прогнозных выводов напрямую зависят от изученности территории и плотности фактических данных. При недостаточной плотности исходных данных или существенно неравномерном их распределении по площади карта параметра вырождается в малоприменимую для научного анализа схему, где значения интерполируются согласно некоторому формальному правилу. Большую степень эффективности проявляют методы, учитывающие наряду с данными прямых измерений дополнительную информацию, косвенным образом связанную с картируемым полем. Например, при структурных построениях совместно со скважинными данными для обеспечения должной детальности используются изохронные поверхности или карты по подстилающим или вышележащим горизонтам.

Целью данной работы является разработка альтернативного стандартным интерполяционным подходам экспресс-метода построения карт гидрохимических показателей (минерализации и химического состава подземных вод) по территории Западно-Сибирского бассейна с учетом геометрических характеристик (глубин залегания, толщин комплексов, направлений градиентов) структурного плана опорных горизонтов в рамках вариационно-сеточного метода картирования. Под структурным планом традиционно понимается структурная поверхность или толщины отложений, представленные в виде карты в изолиниях или сетки. Основной задачей исследования был выбор эффективного уравнения связи картируемого параметра с геометрическими характеристиками горизонтов при формировании функционала вариационной задачи.

Опыт картирования гидрогеохимических условий Западно-Сибирского бассейна

К настоящему времени объем гидрогеохимических опробований по Западной Сибири весьма велик и составляет несколько десятков тысяч анализов. Однако существенная неоднородность изученности территории, как в плане, так и в разрезе (рис. 1), удаленность между точками опробования даже в пределах отдельных площадей, большие расстояния между изученными площадями,

составляющие несколько десятков и более километров, не обеспечивают должной детальности картирования гидрогеохимических показателей.

Для Западно-Сибирского мегабассейна на региональном уровне исследований анализ гидрогеохимических данных, как правило, приурочен к крупным тектоническим объектам (Курчиков и др., 2017b; Курчиков и др., 2017a; Курчиков и др., 2020; Матусевич и др., 2005; Новиков и др., 2019b; Новиков и др., 2019a; Ставицкий и др., 2004; Ставицкий и др., 2006; Шварцев, Новиков, 2004). При картировании химического состава и минерализации подземных вод дополнительная информация о геологическом строении, в частности, структурные карты, обычно или не привлекается, или используется на границах бассейна для учета влияния инфильтрационных вод.

Плотность накопленной по территории Западной Сибири исходной геолого-геофизической информации, обеспечивающей детальность геологических моделей, значительно превосходит объем данных гидрогеохимических опробований. Вместе с тем, структурный фактор, под которым будем понимать совокупность геометрических параметров горизонтов (глубины, толщины, углы падения и т.д.), отражает тектонические и седиментационные процессы, палеогеографическую обстановку. Глубина залегания горизонтов в значительной мере контролирует геотемпературный режим, интенсивность геохимических процессов, степень уплотнения осадочного материала и степень отжатия воды из глинистых пород. В зонах активного водообмена целесообразность учета структурного фактора обусловлена его связью с направлением фильтрации подземных вод, в процессе которой их взаимодействие с минеральным скелетом формирует состав водорастворенного комплекса (Montcoudiol et al., 2015; Narvaez-Montoya et al., 2025; Odeh et al., 2009). В областях затрудненного водообмена, при наличии мощных флюидоупоров, учет геометрии водоносных горизонтов необходим при построении гидрогеохимических разрезов.

Для учета при картировании косвенной информации о пространственном распределении геолого-геофизических свойств разработан ряд методов, каждый из которых

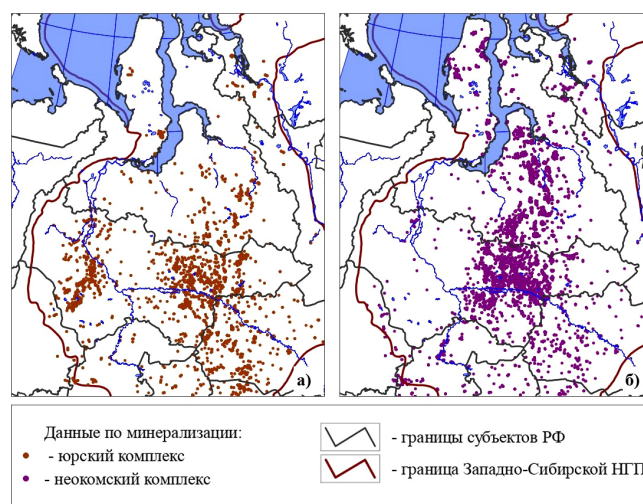


Рис. 1. Изученность гидрогеохимическим опробованием подземных вод юрского (а) и неокомского (б) комплексов Западно-Сибирского бассейна

имеет свои возможности и ограничения. Широко применяются варианты метода кригинга: кокригинг и кригинг с внешним дрейфом (Pyrz, Deutsch, 2014).

Под косвенной информацией принято понимать данные, не связанные непосредственно с замерами картируемого параметра. Под априорной информацией обычно подразумевается исходное представление о пространственном распределении картируемого параметра, выраженное через регрессионные или иные математические модели.

В наших работах используется вариационно-сеточный метод картирования, который позволяет реализовывать модельные условия взаимосвязи комплекса разнородной информации в виде уравнений математической физики (Плавник и др., 2021; Plavnik, 2010). На базе этого метода разработан подход к решению задач построения гидрогеохимических разрезов. Учет естественной слоистости осадочного чехла, определяющей локальную анизотропию – различие в закономерностях изменения гидрогеохимических показателей по вертикали и латерали в каждой точке разреза, реализован на основе моделирования деформационного преобразования области картирования¹ (Plavnik, Sidorov, 2018). Для построения сети согласованных разрезов предложен способ, основанный на расчете для узловых точек двумерных радиальных профилей, отражающих изменения картируемых параметров с глубиной (Ицкович, Плавник, 2018).

Этот метод реализован при квазитрехмерном моделировании минерализации и химического состава подземных вод в юрско-меловых отложениях центральной части Западно-Сибирского мегабассейна (Kurchikov et al., 2019). С использованием полученных результатов выполнено построение серии карт, иллюстрирующих закономерности изменения минерализации подземных вод отдельных свит и подсвит, а также разрезов субширотного и субмеридионального направлений.

Стоит, однако, отметить, что предложенный способ квазитрехмерного моделирования достаточно ресурсозатратный, а его детальность невысока из-за методических особенностей подхода. Поэтому представляется важным рассмотреть возможные, более оперативные способы картирования гидрогеохимических показателей, обеспечивающие детализированный учет строения водоносных горизонтов.

Возможности учета косвенной и априорной информации в рамках вариационно-сеточного метода геокартирования

Задача картирования некоторой величины S в рамках вариационно-сеточного подхода сводится к минимизации квадратичного функционала следующего вида (Плавник и др., 2021; Plavnik, 2010)

$$\Phi(S) = \sum_{i=1}^N \rho_i (L_i S(x_i, y_i) - z_i)^2 + \sum_{j=1}^K \int_{\Omega} w_j(x, y) \left(G_j S(x, y) - \sum_{j=1}^K R_j F_j \right)^2 dx dy.$$

Первое слагаемое, определяющее минимум отклонения значений или трансформант картируемого параметра

от исходных данных z_i в отдельных точках, количеством N , называется «моделью измерений». Второе слагаемое накладывает ряд условий, числом K , на искомую величину по всей области картирования Ω ; оно выражает априорные знания о пространственном распределении картируемого параметра и его связи с известными полями $F_j(x, y)$. Весовые коэффициенты ρ_i , w_j могут зависеть от координат и выполняют функцию настроечных параметров. Линейные дифференциальные операторы L , G , R имеют одинаковый вид и определяют характер связи картируемого параметра с данными в точках или известными полями:

$$G(S) = a_0 S + a_1 S_x + a_2 S_y + a_3 S_{xy} + a_4 S_{xx} + a_5 S_{yy}.$$

Индексы (x, y) обозначают частные производные по соответствующим осям, а коэффициенты a_i в общем случае также являются функциями координат. Минимум невязки означает, что искомое поле S в среднеквадратичном смысле удовлетворяет набору линейных дифференциальных уравнений второго порядка, которые в терминологии вариационно-сеточного подхода называются «глобальными уравнениями»:

$$G_i S = \sum_{j=1}^K R_j F_j. \quad (1)$$

Правая часть уравнения содержит сумму трансформант набора известных полей $F_j(x, y)$, которые через дифференциальные операторы G , R связаны с картируемой величиной; физический или геометрический смысл данной связи определяется коэффициентами операторов. Стандартные виды априорной информации типа минимума кривизны, минимума поверхности или линейного тренда являются частными случаями глобального уравнения (1).

Важным этапом в решении задачи картирования является определение вида уравнений связи картируемого параметра с геологическими или физическими полями, которые предполагаются к использованию в качестве косвенной информации. Наиболее распространенный подход к этой проблеме заключается в выявлении корреляционных зависимостей между картируемой величиной и косвенными данными. На их основе определяются коэффициенты операторов при нулевых или старших производных и задаются различные варианты конформности для искомого поля.

В рамках рассматриваемой задачи необходимо учитывать, что связь между глубиной залегания пластов и степенью минерализации подземных вод не является явной. По данным анализа гидрогеохимических исследований по территории Западной Сибири выделяется четыре типа вертикальной зональности значений минерализации (Ставицкий и др., 2006). Хотя за «нормальное» распределение принято увеличение степени минерализации с глубиной, данные многих замеров, в особенности в северных и арктических районах, показывают, что имеет место инверсионный гидрогеохимический разрез. Кроме того, выделяются и промежуточные типы разрезов: частично нормальный и частично инверсионный. В региональном масштабе сколь-либо видимая корреляция между значением минерализации и глубиной забора пробы также не наблюдается, однако повышенные значения, более 30 г/л, в неокомском комплексе, а также в юрских и ниже лежащих отложениях характерны для глубин более 2000 метров. При этом с ростом глубины, помимо появления

¹ Отметим, что в рамках аналогичного подхода для учета локальной анизотропии разработаны существенно отличающиеся по реализации варианты метода кригинга (Boisvert et al., 2009; Boisvert, Deutsch, 2011)

замеров с более высокими значениями минерализации, увеличивается и разброс данного параметра.

В отсутствии апробированных математических моделей, количественно описывающих пространственное распределение гидрогеохимических показателей, и без наличия надежной корреляции этих параметров с детально изученными геолого-геофизическими полями (глубины залегания, литологический состав, термобарические условия и т.д.), при картировании химического состава подземных вод часто используются стандартные виды интерполяции. Так, в рамках вариационно-сеточного метода, в качестве модельных глобальных уравнений применяются стабилизаторы минимума кривизны (Ставицкий и др., 2004), минимума поверхности или комбинация этих стабилизаторов. Принцип минимума кривизны хорошо описывает процесс изгиба мембраны, поэтому для карт, построенных с помощью подобного функционала, характерен выход за пределы диапазона исходных данных в области экстраполяции и в окрестности высокоградиентных зон (рис. 2а)². Поэтому этот и подобные ему функционалы малоприменимы при картировании величин, сохраняющих физический смысл в ограниченном диапазоне значений.

Остаться в пределах значений исходных данных позволяет функционал, минимизирующий сумму квадратов первых производных по координатам, описывающий принцип минимума поверхности. В области экстраполяции карта принимает некоторое среднее значение, а отклонения от него локализуются в окрестности точек данных. Этот стандартный способ сглаживания чаще применяется при картировании таких параметров, как, например, пористость, но его использование не всегда позволяет получить приемлемый в геологическом отношении результат (рис. 2б).

Несмотря на отсутствие корреляции, гипотеза о наличии некоторой связи минерализации со структурным планом, по причинам, изложенным выше, не лишена оснований. Исходя из предположения, что структурные формы горизонтов ($H(x, y)$) в локальном масштабе контролируют конфигурацию поля величины минерализации ($M(x, y)$), связь между данными полями можно задать в виде условия коллинеарности векторов градиентов $\vec{\nabla}H, \vec{\nabla}M$:

$$\frac{\partial H}{\partial y} \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\partial H}{\partial x} \frac{\partial M}{\partial y} = 0. \quad (2)$$

Данное условие является частным случаем обобщенной записи глобального уравнения (1) и дифференциального оператора G . Оно обладает рядом свойств сглаживающего функционала «минимум поверхности» и обеспечивает не выход значений картируемого поля за пределы интервала, определенного данными в точках замеров. При этом в окрестности точек данных конфигурация изолиний картируемого параметра будет соответствовать простиранию изогипс горизонта $H(x, y)$. Также следует отметить, что условие коллинеарности удовлетворяет как нормальному, так и инверсному распределению минерализации с глубиной: равенство нулю скалярного произведения $\vec{\nabla}M$ на вектор нормали к $\vec{\nabla}H$ одинаково справедливо для сонаправленных и противоположно направленных векторов.

Для тестовых расчетов была выбрана область северной части Вартовского свода, расположенная на границах трех нефтегазоносных районов (НГР) – Вартовского, Варьеганского и Александровского. Территория покрыта плотной сетью сейсмических профилей, обеспечена большим количеством данных разведочного бурения. Она характеризуется контрастным структурным планом: толщины юрских отложений варьируются от 100 м на юге до 1000 м на севере Варьеганского НГР (рис. 2в). Степень гидрогеохимической изученности территории относительно высока, а также значителен разброс показателей минерализации (5–50 г/л для юрских отложений). В ходе тестов рассчитывалось усредненное по вертикали поле минерализации для юрского интервала разреза, при этом в вычислениях использовались все замеры, приуроченные к данному интервалу, а их усреднение производилось в процессе решения вариационной задачи картирования.

На рис. 2г приведена карта минерализации, построенная с использованием уравнения (2), где в качестве косвенной информации $H(x, y)$ использовался фрагмент региональной карты общих толщин юрского чехла (рис. 2в).

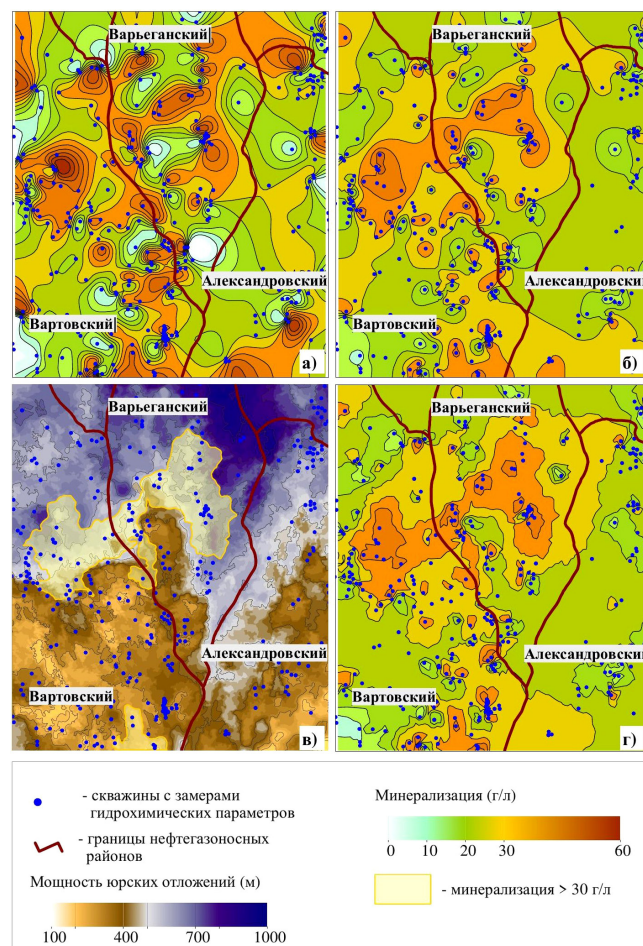


Рис. 2. Сравнение возможных вариантов априорной информации при картировании минерализации подземных вод. Варианты карты минерализации по юрскому интервалу разреза по территории Вартовского и Варьеганского и Александровского НГР; а) – карта, построенная с использованием функционала минимума кривизны; б) – функционал минимума поверхности; в) – карта общих толщин юрского чехла; г) – карта минерализации, построенная учетом карты толщин юрского чехла через условие «коллинеарности».

²Расчеты, представленные в данной работе, выполнены с использованием программного комплекса GST (Сидоров и др., 2005).

Эта карта и в целом детальные региональные карты толщин по территории Западной Сибири являются элементами модели «Цифровой структурный каркас» (Сидоров, 2021), разработанной в Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В.И. Шпилемана.

Детальность модели обеспечена большим объемом исходной сейсмической информации (более 2000 с/п), а также данными поисково-разведочного бурения более чем 10000 скважин. Высокая плотность данных сейсморазведки позволила достичь должной детальности построений: grids рассчитаны с использованием сетки с шагом 500 метров, что гарантирует картирование структур с размерами порядка 1 километра. Учитывая, что среднее расстояние между скважинами с гидрогеохимическими замерами, даже в этой области, значительно больше, использование структурного плана в качестве дополнительной косвенной информации позволяет существенно повысить детальность карт гидрогеохимических параметров.

Сравнивая рис. 2б и 2г, можно заметить, что применение в картировании функционала «минимум поверхности» и условия коллинеарности (2) дают в чем-то схожую картину распределения поля минерализации. Этому есть две причины. Во-первых – относительная высокая плотность данных замеров гидрогеохимических параметров. Во-вторых – оба функционала минимизируют первые производные по пространственным координатам, в результате чего в областях интерполяции и экстраполяции картируемое поле выходит на некоторые «средние» значения. На рис. 2б и 2г обращает на себя внимание схожесть конфигурации области повышенных (более 25 г/л) значений минерализации. Но площадная зональность минерализации на рис. 2г выглядит менее фрагментированной и более закономерной, в большей степени пригодной для дальнейшего анализа, чем распределение, построенное с помощью стандартного сглаживающего функционала.

Наблюдается определенное сходство конфигурации и простираения областей повышенной минерализации и структурных форм на рис. 2в. Для удобства сравнения на карту толщин юрского комплекса вынесена область повышенной минерализации (более 30 г/л). Область максимума в центральной части карты хорошо совпадает по ориентации со структурным планом северного склона Вартовского свода, зоны повышенной минерализации также вытянуты в направлении простираения Колтогорского прогиба. Примечательно, что эта тенденция наблюдается и на рис. 2б, хотя в процедуре картирования применялся стандартный сглаживающий функционал, а структурный план не учитывался. Наличие сходства между конфигурацией «аномалий» минерализации и структурными формами на независимо построенных картах дает обоснование использования в качестве априорной информации условия коллинеарности (2).

Результаты картирования с учетом региональных структурных построений

Описанный выше подход был масштабирован с уровня нефтегазоносного района на уровень Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Карты минерализации подземных вод по территории Западной Сибири строились для юрского и неокомского интервалов разреза по данным 4180 и 7977 проб, соответственно. Дополнительно

в построениях использовалась граница выхода фундамента на дневную поверхность – вдоль нее значение минерализации задавалось равным нулю. В качестве априорной информации привлекались региональные карты общих толщин юрского и неокомского комплексов.

Региональные карты минерализации по юрскому и неокомскому интервалам разреза представлены на рис. 3. При этом карты, изображенные на рис. 3а, б построены с использованием модельных представлений (2), а на рис. 3в, г приведены карты, построенные с применением стандартного сглаживающего функционала – «минимум поверхности».

Относительно высокая плотность исходных данных по Томской области, району Вартовского свода и Широкого Приобья, а также по западной части ХМАО делает карты, построенные с учетом структурного плана и стандартным сглаживанием, схожими в мелком масштабе отображения. Для юрского интервала разреза область высоких значений (более 30 г/л) минерализации наблюдается на юго-востоке Западной Сибири, на территории Томской области, серия максимумов простирается в меридиональном направлении, на север, вдоль Колтогорского прогиба. Для неокомского интервала разреза конфигурация области с повышенной (более 20 г/л) минерализацией, за исключением юго-восточной оконечности провинции, наследуется от нижележащих отложений и также имеет субмеридиональное простираение.

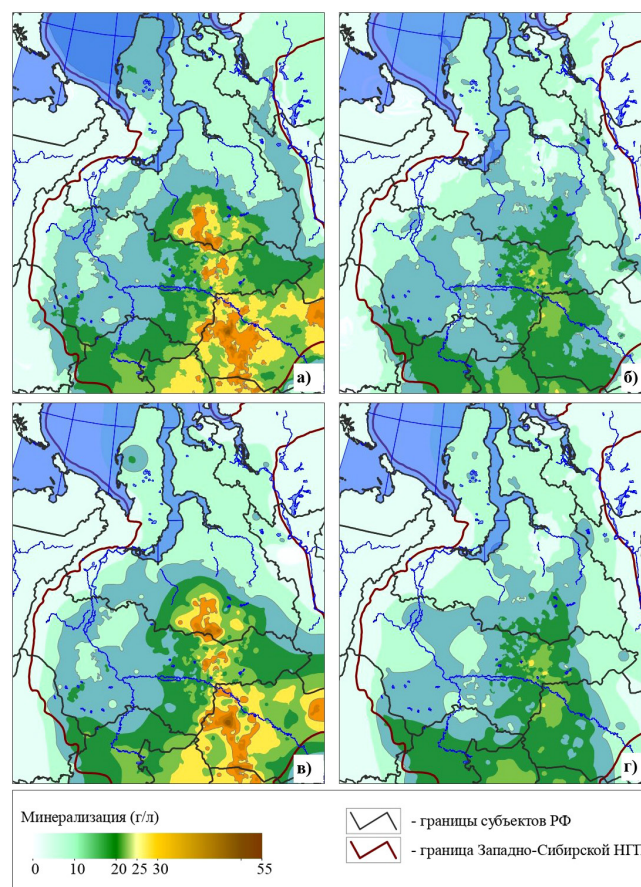


Рис. 3. Карта минерализации подземных вод для юрского а), в) и неокомского комплекса б), г); а), б) – карты построены с учетом карт толщин комплексов через условие «коллинеарности»; в), г) – применялся стандартный сглаживающий функционал «минимум поверхности».

Как отмечалось выше, карты, построенные с учетом структурного плана, менее фрагментированы. Это чаще наблюдается при рассмотрении в крупном масштабе, но местами проявляется и на региональном уровне, например, в юго-восточной части Западно-Сибирской НПП.

Существенное различие подходов можно наблюдать, сравнив карты в районе полуострова Ямал, где плотность исходных данных невысока, и поле минерализации в юрском интервале разреза определяется «Бованенковской» и «Новопортовской» группами скважин. На карте, построенной без учета структурного плана, можно наблюдать типичный «артефакт» стандартного сглаживания, когда экстремумы моделируемого поля оконтурены изолиниями в форме окружности. При использовании предлагаемого в статье подхода граница области с минерализацией выше 10 г/л наследует формы основных тектонических элементов – Юрибейской моноклинали, а также западного борта Северо-Сеяхинского мегапрогиба.

Вдоль восточного борта Западно-Сибирской плиты на картах по юрскому и неокомскому комплексам, рассчитанных с учетом структурного плана, наблюдается меридионально вытянутая область с минерализацией подземных вод выше 10 г/л. На картах, построенных стандартным сглаживанием, эта область исчезает, распадаясь на несколько мелких артефактов, локализованных вокруг точек с данными гидрогеохимических замеров. Безусловно, к результату, полученному по данным всего нескольких замеров, распределенных по обширной территории, стоит относиться с осторожностью, но, тем не менее, вдоль западного борта Западно-Сибирской плиты для юрского интервала разреза наблюдается аналогичная меридионально вытянутая область, при этом подтвержденная большим числом замеров.

Здесь стоит отметить, что предлагаемый подход не учитывает ряд существенных факторов, оказывающих влияние на распределение поля минерализации в осадочном чехле. И юрский, и неокомский комплексы характеризуются мощными глинистыми пачками, имеющими региональное распространение и влияющими на распределение гидрогеохимических показателей по разрезу. Учет литологического строения, безусловно, важен при картировании минерализации подземных вод, но в этом случае задача должна формулироваться в трехмерной постановке. Существенную роль играют и тектонические нарушения, однако их выделение, определение изолирующих или проводящих свойств в региональном или субрегиональном масштабе – отдельная нетривиальная задача. Линии разломов непосредственно не использовались в задаче картирования величины минерализации, но косвенным образом конседиментационные тектонические нарушения были учтены через карты общих толщин комплексов. Тут мы исходим из предположения, что толщина комплекса отражает условия осадконакопления, характер тектонических движений (поднятий, погружений), направление изопахит в определенной степени характеризует форму тектонических элементов.

Оценка качества картирования

Все современные компьютерные методы картирования (интерполяционные, статистические, аппроксимационные) позволяют строить пространственные модели,

удовлетворяющие фактическим данным в точках наблюдения с заданной точностью. В приведенных примерах картирования поля минерализации по территории Западной Сибири отклонения результирующей карты от значений, усредненных по толщине комплексов данных опробований, находятся в интервале 2 г/л, что состоит в пределах точности измерений.

Прогнозирующие свойства карт нередко оцениваются с помощью методов кросс-валидации, что позволяет получить некоторую среднюю оценку по всей области картирования, но малоинформативно относительно достоверности в зонах слабо представленных фактическими данными. Кроме того, надежность модели в слабоизученных зонах определяется тем, насколько точно формализованные модельные условия соответствуют фактическим закономерностям картируемых геологических параметров. Так, например, прогнозирующие свойства структурных карт, построенных с учетом скоростных законов, полученных по данным ВСП, заметно возрастает в сравнении с картами, построенными без учета ускорения сейсмических волн с глубиной. К сожалению, к настоящему времени закономерности изменения гидрогеохимических показателей Западной Сибири изучены в недостаточной мере.

Априорное условие «коллинеарности» не основано на какой-либо функциональной или статистической зависимости гидрохимических показателей от геометрических характеристик горизонтов, поэтому вряд ли стоит ожидать от предлагаемого подхода существенного увеличения прогнозных свойств модели в областях с низкой плотностью исходных данных.

Когда формализованные методы оценки качества результатов картирования малоинформативны, определяющими становятся экспертные выводы, несмотря на их очевидную субъективность. Связь между минерализацией подземных вод и геометрическими характеристиками вмещающих отложений в виде условия «коллинеарности» (2) в данной статье выдвигается в качестве гипотезы, впрочем, не противоречащей сути физических и геологических процессов. Выявление более надежных закономерностей пространственного распределения гидрогеохимических параметров требует серьезных исследований, в том числе, основанных на анализе карт данных величин. Выше показано, что карты, построенные по условию «коллинеарности» при одинаковой точности в точках исходных данных более пригодны для их совместного анализа со структурными, тектоническими или палеогеографическими картами, чем grids, построенные методами стандартного сглаживания.

Заключение

При отсутствии надежных математических моделей или корреляции гидрогеохимических параметров с детально изученными геолого-геофизическими полями в картировании в большинстве случаев применяются формальные интерполяционные или аппроксимационные подходы. Результаты построений и надежность получаемых на их основе прогнозных выводов зависят от плотности фактических данных, которая, как правило, является недостаточно высокой.

На примере построения карт минерализации подземных вод апробирован подход картирования

гидрогеохимических показателей с учетом априорного модельного условия коллинеарности векторов градиентов поля минерализации и общих толщин юрского и неокомского комплексов.

Представленные в работе результаты применения этого подхода свидетельствуют о повышении информативности и интерпретируемости карт, снижении выраженности артефактов сглаживания и о лучшей согласованности с геологическими условиями отложений. Высокая степень изученности территории Западной Сибири результатами сейсморазведки и бурения, значительно превышающая плотность данных гидрогеохимических исследований, позволяет использовать в качестве косвенной информации детальные региональные геолого-структурные модели.

В областях с высокой плотностью исходных данных при рассмотрении в мелком масштабе карты, построенные по условию «коллинеарности» и с помощью стандартных сглаживающих функционалов выглядят схоже. В прибрежных зонах Западной Сибири, в районах крайнего севера, а также при визуализации в крупном масштабе карты, построенные стандартными алгоритмами, более фрагментированы: на них наблюдаются характерные артефакты – концентрические «накрученные» изолинии.

Реализованная в работе методика картирования поля минерализации характеризуется минимальным набором настроечных параметров: вид результирующей карты, помимо самих исходных данных и детальности сетки, определяется только соотношением весовых коэффициентов на точечные данные и условие «коллинеарности». В отсутствие надежной математической модели этот фактор является безусловным преимуществом метода.

Реализация предложенного подхода для отражения локальной анизотропии в пространственных закономерностях изменения химического состава подземных вод может быть полезной при детализации анализа взаимосвязи гидрогеохимических условий отложений с тектоническими, литологическими, геотемпературными и другими факторами. При выявлении таких взаимосвязей в последующем возможен комплексный учет этих факторов с использованием вариационно-сеточного метода геокартирования.

Вместе с тем, следует подчеркнуть, что используемое в предложенном подходе априорное модельное условие взаимосвязи гидрогеохимических условий и строения вмещающих отложений требует дальнейшей проверки и развития.

Финансирование/Благодарности

Работы выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2026-0047 в рамках НИР СО РАН.

Авторы благодарны рецензентам за обоснованные замечания и конкретные предложения по улучшению статьи.

Литература

Андреева Е.Е. (2017). Эколого-геофизический мониторинг и гидрогеохимия подземных вод территорий нефтегазразработок. *Экспозиция Нефть Газ*, 58 (5), с. 21–25.

Ицкович М.В., Плавник А.Г. (2018). Метод построения согласованной квазитрехмерной модели изменения гидрогеохимических условий глубоких горизонтов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 23–31.

Киреева Т.А. (2025). Нефтегазопромысловая гидрогеохимия: учебное пособие. М., Директ-Медиа, 288 с.

Кирюхин В.А., Коротков А.И., Шварцев С.Л. (1993). Гидрогеохимия. М., Недра, 383 с.

Кокорина И.П., Мартынов Г.П., Кацко С.Ю., Карасюк М.А. (2023). Применение методов пространственного анализа для определения средней минерализации подземных вод Курганской области. *Вестник СГУГиТ*, 28 (5), с. 67–79.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н. (2009). Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин восток-1, 3, 4). *Геология нефти и газа*, 1, с. 4–12 с.

Крайнов С.Р., Швецов В.М. (1992). Гидрогеохимия. М., Недра, 463 с.

Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В. (2017а). Микрокомпонентный состав подземных вод сопредельных Колтогорско-Толькинской шовной зоне районов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, с. 20–27.

Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В. (2017б). Содержание макрокомпонентов в подземных водах сопредельных Колтогорско-Толькинской шовной зоне районов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 36–44.

Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В. (2020). Сопоставление гидрогеохимических и геодинамических условий глубоких горизонтов центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. *Водные Ресурсы*, 47(3), с. 312–321.

Курчиков А.Р., Плавник А.Г. (2009). Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1218–1226.

Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н., Семенова Т.В. (2005). Микроэлементы подземных вод в решении фундаментальных геологических проблем Западно-Сибирского мегабассейна. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*, 1, с. 5–15.

Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. (2019а). Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. *Геология и Геофизика*, 60(6), с. 843–859.

Новиков Д.А., Черных А.В., Садыкова Я.В., Дульцев Ф.Ф., Хилько В.А., Юрчик И.И. (2019б). Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 165–180.

Остроух О.А. (2013). Использование ГИС-технологий в процессе обработки гидрогеологической информации. *Мониторинг, наука и технология*, 16(3), с. 30–36.

Плавник А.Г., Сидоров А.Н., Сидоров А.А., Торопов Э.С. (2021). Геокартирование на основе сплайн-аппроксимационного подхода. Тюмень, ТИУ, 189 с.

Посохов Е.В. (1975). Общая гидрогеохимия. Л., Недра. 208 с.

Самарина В.С. (1977). Гидрогеохимия. Л., Изд-во Ленингр. ун-та. 361 с.

Сенников Н.В., Фомин А.Н., Данилова В.П., Иванова Е.Н., Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2005). Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских, палеозойских и вендских отложений степного Алтая и его горного обрамления. *Геология и геофизика*, 46(6), с. 652–666.

Сидоров А.А. (2021). О формировании цифровой постоянно действующей структурной модели осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Геология и Геофизика*, 63(8), с. 41–50.

Сидоров А.Н., Плавник А.Г., Сидоров А.А., Шутов М.С., Степанов А.В., Пономарева М.А. (2005). Свидетельство о регистрации программы GST. Реестр программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам. № 2005612939.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. (2006). Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5–6, с. 58–84.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. (2004). Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 826–832.

Хоробрых Д.Л., Пикулевич И.А., Пенягин П.В., Каримова Н.А. (2003). Гидрогеохимическая характеристика неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4–5, с. 61–66.

Шварцев С.Л. (1978). Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М., Недра. 287 с.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008–1020.

Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.И., Кононов В.И., Назаров А.Д., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Швеи В.М. (1982). Основы гидрогеологии. *Гидрогеохимия*. Новосибирск, Наука. 289 с.

Boisvert J.B., Deutsch C.V. (2011). Programs for kriging and sequential Gaussian simulation with locally varying anisotropy using non-Euclidean distances. *Computers & Geosciences*, 37(4), pp. 495–510. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.03.021>

Boisvert J.B., Manchuk J.G., Deutsch C.V. (2009). Kriging in the Presence of Locally Varying Anisotropy Using Non-Euclidean Distances. *Mathematical Geosciences*, 41(5), pp. 585–601. <https://doi.org/10.1007/s11004-009-9229-1>

Dragon K., Gorski J. (2014). Identification of groundwater chemistry origins in a regional aquifer system (Wielkopolska region, Poland). *Environmental Earth Sciences*, 73(5), pp. 2153–2167. <https://doi.org/10.1007/s12665-014-3567-0>

Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of groundwater chemistry data with implications for reservoir appraisal in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 943–949. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.003>

Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. (2020). Comparison of Hydrogeochemical and Geodynamic Conditions in Deep Horizons in the Central West-Siberian Megabasin. *Water Resources*, 47(3), pp. 468–477. <https://doi.org/10.1134/S0097807820030070>

Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. (2019). Quasi-three-dimensional modelling of the Jurassic-Cretaceous sediments hydrogeochemical conditions in the central part of the West Siberian megabasin. *Applied Geochemistry*, 110 (November), 104433. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2019.104433>

Montcoudiol N., Molson J., Lemieux J.-M. (2015). Groundwater geochemistry of the Outaouais Region (Québec, Canada): a regional-scale study. *Hydrogeology Journal*, 23(2), pp. 377–396. <https://doi.org/10.1007/s10040-014-1190-5>

Narvaez-Montoya, C., Mondragón Bonilla, R., Goldscheider, N. et al. (2025). Groundwater salinization patterns in the Yucatan Peninsula reveal contamination and vulnerability of the karst aquifer. *Commun Earth Environ*, 6, 468. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02456-1>

Odeh T., Salameh E., Schirmer M., Strauch G. (2009). Structural control of groundwater flow regimes and groundwater chemistry along the lower reaches of the Zerka River, West Jordan, using remote sensing, GIS, and field methods. *Environmental Geology*, 58(8), pp. 1797–1810. <https://doi.org/10.1007/s00254-008-1678-1>

Plavnik A.G. (2010). Generalized spline-approximation problem formulation for spatial data modeling in geosciences. *Russian Geology and Geophysics*, 51(7), pp. 801–807. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.06.008>

Plavnik A.G., Sidorov A.N. (2018). Mapping the Properties of Geological Objects with Allowance for Anisotropy Based on the Simulation of the Deformation Transformation. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 10(5), pp. 629–638. <https://doi.org/10.1134/S2070048218050095>

Pyrcz M.J., Deutsch C.V. (2014). Geostatistical reservoir modelling. New York, Oxford University Press. 449 p.

Raiber M., White P.A., Daughney C.J., Tschirter C., Davidson P., Bainbridge S.E. (2012). Three-dimensional geological modelling and multivariate statistical analysis of water chemistry data to analyse and visualise aquifer structure and groundwater composition in the Wairau Plain, Marlborough District, New Zealand. *Journal of Hydrology*, 436–437, pp. 13–34. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2012.01.045>

Сведения об авторах

Андрей Андреевич Сидоров – кандидат физ.-мат. наук, зав. отделением «Геологического моделирования», Научно-аналитический центр рационального недропользования ХМАО-Югры им. В.И. Шпилмана, Тюмень, Россия

e-mail: darth1975@mail.ru

Андрей Гарьевич Плавник – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, директор, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

e-mail: plavnikag@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 21.10.2025;

Принята к публикации 23.04.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Mapping of Hydrogeochemical Parameters With Data on the Aquifers Morphology

A.A. Sidorov^{1,2,3*}, A.G. Plavnik^{1,3}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russian Federation

²Khanty-Mansiysky Autonomous Okrug - Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation

³Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey A. Sidorov, e-mail: darth1975@mail.ru

Abstract. Contour maps or grid models are a common tool used to visualize and analyze groundwater hydrogeochemical parameter fields. Mapping results depend largely on the gridding methods and the density of actual data, which, particularly in the West Siberian megabasin, is relatively low and uneven across the area. Improving the quality of mapping in areas poorly studied by direct sampling is typically achieved through the use of indirect information on the spatial distribution of the parameter being modeled.

Assuming that the structural forms of horizons, particularly the thickness of complexes, locally control the configuration of certain hydrogeochemical parameter fields, detailed regional maps of the thicknesses of complexes were used

as indirect information. Using the variational grid mapping method, groundwater mineralization maps were constructed for Jurassic and Neocomian sediments across Western Siberia. The relationship between mineralization and the thickness of complexes was specified as a condition of collinearity between the gradient vectors of these fields.

It is shown that this approach helps to avoid the appearance of artifacts on maps that are typical for standard smoothing methods and that complicate the meaningful analysis of the construction results, provides a higher level of detail in the results of mapping the spatial patterns of changes in hydrogeochemical indicators, and the degree of their consistency with the geological conditions of the deposits.

Keywords: West Siberian basin, groundwater, chemical composition, mapping, variational gridding method, indirect information, structural framework, host sediments

Recommended citation: Sidorov A.A., Plavnik A.G. (2026). Mapping of Hydrogeochemical Parameters With Data on the Aquifers Morphology. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 142–151. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.5>

Acknowledgements

This work was supported by the Project No. FWZZ-2026-0047 from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation as part of the SB RAS research program.

The authors are grateful to the reviewers for their comments and suggestions for improving this article.

References

- Andreeva E.E. (2017). Ecological and geophysical monitoring and hydrogeochemistry of groundwater in oil production areas. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 58 (5), pp. 21–25. (In Russ.)
- Boisvert J.B., Deutsch C.V. (2011). Programs for kriging and sequential Gaussian simulation with locally varying anisotropy using non-Euclidean distances. *Computers & Geosciences*, 37(4), pp. 495–510. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.03.021>
- Boisvert J.B., Manchuk J.G., Deutsch C.V. (2009). Kriging in the Presence of Locally Varying Anisotropy Using Non-Euclidean Distances. *Mathematical Geosciences*, 41(5), pp. 585–601. <https://doi.org/10.1007/s11004-009-9229-1>
- Dragon K., Gorski J. (2014). Identification of groundwater chemistry origins in a regional aquifer system (Wielkopolska region, Poland). *Environmental Earth Sciences*, 73(5), pp. 2153–2167. <https://doi.org/10.1007/s12665-014-3567-0>
- Horobryh D.L., Pikulevich I.A., Penyagin P.V., Karimova N.A. (2003). Hydrogeochemical characteristics of the Neocomian clinoform complex in the north of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 4–5, pp. 61–66. (In Russ.)
- Ickovich M.V., Plavnik A.G. (2018). Method for constructing a consistent quasi-three-dimensional model of changes in hydrogeochemical conditions of deep horizons. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 2, pp. 23–31. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-2-23-31>
- Kireeva T.A. (2025). Oil and Gas Field Hydrogeochemistry. Moscow, Direkt-Media, 288 p. (In Russ.)
- Kiryuhin V.A., Korotkov A.I., Shvarcev S.L. (1993). Hydrogeochemistry. Moscow, Nedra, 383 p. (In Russ.)
- Kokorina I.P., Martynov G.P., Kacko S.YU., Karasyuk M.A. (2023). Application of spatial analysis methods to determine the average mineralization of groundwater in the Kurgan region. *Vestnik SGUGiT*, 28(5), pp. 67–79. (In Russ.) <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2023-28-5-67-79>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N. (2009). Geochemical criteria for oil and gas potential of Mesozoic deposits in the southeast of Western Siberia (based on the results of drilling wells Vostok-1, 3, 4). *Oil and Gas Geology*, 1, pp. 4–12. (In Russ.)
- Krajnov S.R., Shvec V.M. (1992). Hydrogeochemistry. Moscow, Nedra, 463 p. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of groundwater chemistry data with implications for reservoir appraisal in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 943–949. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.003>
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of hydrogeochemical data in the problems of assessing the predicted hydrocarbon resources of oil and gas complexes in Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 1218–1226. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.003>
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Ickovich M.V. (2017). The content of macrocomponents in groundwater in areas adjacent to the Koltogorsk-Tolkinsky suture zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 11, pp. 36–44. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Ickovich M.V. (2017). Microcomponent composition of groundwater in areas adjacent to the Koltogorsk-Tolkinsky suture zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 12, pp. 20–27. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Ickovich M.V. (2020). Comparison of hydrogeochemical and geodynamic conditions of deep horizons of the central part of the West Siberian megabasin. *Vodnye Resursy*, 47(3), pp. 312–321. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0097807820030070>
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. (2019). Quasi-three-dimensional modelling of the Jurassic-Cretaceous sediments hydrogeochemical conditions in the central part of the West Siberian megabasin. *Applied Geochemistry*, 110 (November), 104433. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2019.104433>
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. (2020). Comparison of Hydrogeochemical and Geodynamic Conditions in Deep Horizons in the Central West-Siberian Megabasin. *Water Resources*, 47(3), pp. 468–477. <https://doi.org/10.1134/S0097807820030070>
- Matushevich V.M., Ryl'kov A.V., Ushatinskij I.N., Semenova T.V. (2005). Groundwater microelements in solving fundamental geological problems of the West Siberian megabasin. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz*, 1, pp. 5–15. (In Russ.)
- Montcoudiol N., Molson J., Lemieux J.-M. (2015). Groundwater geochemistry of the Outaouais Region (Québec, Canada): a regional-scale study. *Hydrogeology Journal*, 23(2), pp. 377–396. <https://doi.org/10.1007/s10040-014-1190-5>
- Narvaez-Montoya, C., Mondragón Bonilla, R., Goldscheider, N. et al. (2025). Groundwater salinization patterns in the Yucatan Peninsula reveal contamination and vulnerability of the karst aquifer. *Commun Earth Environ*, 6, 468. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02456-1>
- Novikov D.A., Chernyh A.V., Sadykova YA.V., Dul'cev F.F., Hil'ko V.A., Yurchik I.I. (2019). Evolution of the hydrogeochemical field of the northern and arctic regions of the West Siberian sedimentary basin in the Mesozoic. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 330(10), pp. 165–180. (In Russ.)
- Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A. (2019). Features of the lateral hydrogeochemical and authigenic-mineralogical zoning of the Oxford regional reservoir of the Nadym-Taz interfluve. *Russian Geology and Geophysics*, 60(6), pp. 843–859. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/RGG2019041>
- Odeh T., Salameh E., Schirmer M., Strauch G. (2009). Structural control of groundwater flow regimes and groundwater chemistry along the lower reaches of the Zerka River, West Jordan, using remote sensing, GIS, and field methods. *Environmental Geology*, 58(8), pp. 1797–1810. <https://doi.org/10.1007/s00254-008-1678-1>
- Ostrouh O.A. (2013). Use of GIS technologies in the process of processing hydrogeological information. *Monitoring, nauka i tekhnologiya*, 16(3), pp. 30–36. (In Russ.)
- Plavnik A.G. (2010). Generalized spline-approximation problem formulation for spatial data modeling in geosciences. *Russian Geology and Geophysics*, 51(7), pp. 801–807. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.06.008>
- Plavnik A.G., Sidorov A.N. (2018). Mapping the Properties of Geological Objects with Allowance for Anisotropy Based on the Simulation of the Deformation Transformation. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 10(5), pp. 629–638. <https://doi.org/10.1134/S2070048218050095>
- Plavnik A.G., Sidorov A.N., Sidorov A.A., Toropov E.S. (2021). Geomapping based on the spline approximation approach. Tyumen, TIU. 189 p. (In Russ.)
- Posohov E.V. (1975). General hydrogeochemistry. Leningrad, Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Pyrz M.J., Deutsch C.V. (2014). Geostatistical reservoir modelling. New York, Oxford University Press, 449 p.
- Raiber M., White P.A., Daughney C.J., Tschrutter C., Davidson P., Bainbridge S.E. (2012). Three-dimensional geological modelling and multivariate statistical analysis of water chemistry data to analyse and visualise aquifer structure and groundwater composition in the Wairau Plain, Marlborough District, New Zealand. *Journal of Hydrology*, 436–437, pp. 13–34. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2012.01.045>
- Samarina V.S. (1977). Hydrogeochemistry. Leningrad, Izd-vo Leningr. un-ta, 361 p. (In Russ.)
- Sennikov N.V., Fomin A.N., Danilova V.P., Ivanova E.N., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. (2005). Geochemical criteria for the oil and gas potential of Mesozoic, Paleozoic and Vendian deposits of the steppe Altai and its mountainous surroundings. *Russian Geology and Geophysics*, 46(6), pp. 652–666. (In Russ.)
- Shvarcev S.L. (1978). Hydrogeochemistry of the hypergenesis zone. Moscow, Nedra. 287 p.

Shvarcev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of vertical hydrogeochemical zonation of oil and gas-bearing deposits (using the Nadym-Taz interfluvium, Western Siberia as an example). *Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp. 1008–1020. (In Russ.)

Shvarcev S.L., Pinneker E.V., Perel'man A.I., Kononov V.I., Nazarov A.D., Rasskazov N.M., Udodov P.A., Shvec V.M. (1982). Fundamentals of hydrogeology. Hydrogeochemistry. Novosibirsk, Nauka, 289 p. (In Russ.)

Sidorov A.A. (2021). On the Creation of a Digital Permanently Operating Structural Model for the Sedimentary Cover of the West Siberian Petroleum Province. *Russian Geology and Geophysics*, 63(8), pp. 41–50. (In Russ.) <https://doi.org/10.2113/RGG20214342>

Sidorov A.N., Plavnik A.G., Sidorov A.A., Shutov M.S., Stepanov A.V., Ponomareva M.A. (2005). GST Program Registration Certificate. The Federal Service for Intellectual Property, Patents, and Trademarks' Computer Program Registry. № 2005612939. (In Russ.)

Stavickij B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. (2006). Vertical and lateral hydrochemical zonation, typification of groundwater in the West Siberian basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 5–6, pp. 58–84. (In Russ.)

Stavickij B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. (2004). Hydrochemical zonation of Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian Basin. *Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 826–832. (In Russ.)

About the Authors

Andrei A. Sidorov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Geological modeling, Khanty-Mansiysky Autonomous Okrug - Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation
e-mail: darth1975@mail.ru

Andrei G. Plavnik – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Director of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russian Federation
e-mail: plavnikag@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 21 October 2025;

Accepted 23 April 2026; Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Выявление геодинамической активности горных пород по результатам измерений в скважинах электромагнитного излучения и геоакустической эмиссии

Е.А. Баженова*, Н.А. Белоглазова, У.В. Дорогань

Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН, Екатеринбург, Россия

В работе представлены возможности метода оценки геодинамической обстановки исследуемого района и прогнозирования осложнений при бурении и эксплуатации скважин на основе выявления зон повышенной напряжённости и нарушенности горных пород, а также скрытой геодинамической активности по стволу скважины. В основе метода лежит анализ пространственного и временного распределения амплитудно-частотных характеристик геоакустических и электромагнитных сигналов, генерируемых микровибрациями геосреды в скважине и околоскважинном пространстве. Для исследований применяется разработанный в Институте геофизики УрО РАН аппаратно-программный комплекс ШЭСТ-4202, предназначенный для синхронных измерений сигналов электромагнитного излучения (ЭМИ) и геоакустической эмиссии (ГАЭ). Приводятся результаты измерений параметров ГАЭ и ЭМИ, проведённых по разработанной методике в одной из скважин железорудного месторождения Южного Урала. В ходе интерпретации полученных данных разрез скважины был разделён по геодинамической активности на два участка. Верхняя часть разреза в интервале глубин 400–660 м является геодинамически активной, так как для неё характерно присутствие аномалий ГАЭ различной интенсивности. Наличие таких аномалий является индикатором процессов трещинообразования, приуроченных к зонам контактов горных пород с различными прочностными характеристиками. В нижней части разреза скважины, где на каротажной диаграмме аномалии ГАЭ отсутствуют, по результатам краткосрочного мониторинга выявлена скрытая геодинамическая активность пород на двух глубинах, проявляющаяся аномальными импульсами параметров ГАЭ преимущественно субгоризонтального направления. Представленный метод геофизических исследований скважин при изучении современной геодинамической обстановки на месторождениях твёрдых полезных ископаемых позволяет получать дополнительную информацию для оценки изменения напряжённо-деформированного состояния массивов горных пород околоскважинного пространства и прогноза возможных мест обрушений стенок скважины, образования каверн и мест прихвата подземного оборудования.

Ключевые слова: геоакустическая эмиссия, электромагнитное излучение, напряженно-деформированное состояние, каротаж, временные измерения

Для цитирования: Баженова Е.А., Белоглазова Н.А., Дорогань У.В. (2026). Выявление геодинамической активности горных пород по результатам измерений в скважинах электромагнитного излучения и геоакустической эмиссии. *Георесурсы*, 28(3), с. 152–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.3>

Введение

Добыча полезных ископаемых оказывает существенное влияние на геологическую среду. Освоение месторождений как рудных, так и нефтегазовых начинается с поисково-оценочных работ, одной из стадий которых является бурение поисковых и опорно-параметрических скважин. При этом бурение может вызывать изменения

напряженно-деформированного состояния (НДС) массивов пород окружающих скважину. В результате изменения НДС горных пород от стенок скважины в наиболее ослабленных участках горных пород начинают зарождаться и развиваться трещины, что в свою очередь может приводить к серьезным авариям.

В отличие от технологий, используемых на дневной поверхности, оценка изменения напряженно-деформированного состояния горных пород в скважинах вследствие ограниченного пространства, больших глубин, давления и пр. накладывает свои ограничения на аппаратуру, и, соответственно, применяемые методы исследований. Общепринятые методы геофизических исследований скважин, направленные на выявление зон трещиноватых

* Ответственный автор: Евгения Анатольевна Баженова
e-mail: bazenova_jena@mail.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

пород и других нарушений стволов скважин, обнаруживая их постфактум и не отслеживая их динамику. Тогда как изучение динамики трещиноватых пород в скважинах является актуальным и важным вопросом, как при бурении, так и при дальнейшей эксплуатации скважин.

В настоящее время для решения данного вопроса рекомендовали себя методы исследования НДС горных пород, основанные на регистрации сигналов электромагнитного излучения (ЭМИ) и геоакустической эмиссии (ГАЭ). В результате многолетних лабораторных экспериментов и натурных исследований установлено, что ГАЭ и ЭМИ являются индикаторами процессов трещинообразования. Например, в работах (Беспалько и др., 2005; Вострецов и др., 2013; Song et al., 2016; Кульков, Имашев, 2019; Бизяев и др., 2020; Wei et al., 2020; Gao et al., 2022; Бизяев и др., 2020; Wei et al., 2023; Su et al., 2023; Zhang et al., 2025) отражены исследования сигналов ЭМИ и ГАЭ, возникающих в процессе нагружения образцов горных пород, имеющих различные текстурно-структурные особенности, литологический состав и физические свойства. В результате выявлено, что сигналы ЭМИ и ГАЭ при трещинообразовании проявляются в широком диапазоне частот и имеют преимущественно импульсный характер.

В полевых условиях сигналы ГАЭ и ЭМИ широко используются для мониторинга напряжённо-деформированного состояния массивов пород в шахтах, карьерах и на дневной поверхности (Frid, Vozoff, 2005; Потапов, Шведикова, 2011; Рассказов и др., 2015; Бизяев и др., 2015; Уваров и др., 2016; Qiu et al., 2019; Zhang et al., 2020; Мешков и др., 2022). Регистрация геоакустической эмиссии и электромагнитного излучения в скважинах позволяет решать вопросы, связанные с влиянием различных деформационных процессов на геологическую среду, оценивать характеристики процессов флюидогазодинамики нефтегазовых скважин и изучать современную геодинамическую обстановку геосреды (Rader, 1975; Дьяконов, Улитин, 1982; Ипатов и др., 2004; Полтавцева и др., 2013; Li et al., 2022; Mari et al., 2023).

В настоящей работе представлены возможности метода синхронного измерения сигналов электромагнитного излучения и геоакустической эмиссии для выявления зон повышенной напряженности и нарушения горных пород, а также скрытой геодинамической активности по стволу скважины в целях оценки современной геодинамической обстановки исследуемого района и прогнозирования нарушения сплошности горных пород при бурении и эксплуатации скважин. Описываемый метод основан на изучении пространственного и временного распределения амплитудно-частотных характеристик геоакустических и электромагнитных сигналов горных пород в скважине и околоскважинном пространстве.

Аппаратура и методика исследований

Для исследований геодинамической активности горных пород применяется новый аппаратно-программный комплекс ШЭСТ-4202, разработанный в лаборатории скважинной геофизики Института геофизики УрО РАН (Астраханцев и др., 2023). Прибор предназначен для синхронной регистрации сигналов ГАЭ и ЭМИ. Геоакустические сигналы в единицах измерения мм/с² регистрируются тремя ортогонально расположенными

пьезокерамическими вибропреобразователями (X , Y , Z) в трёх диапазонах частот: 100–500 (X_1 , Y_1 , Z_1), 500–5000 (X_2 , Y_2 , Z_2), 2500–5000 Гц (X_4 , Y_4 , Z_4).

Используемый в аппаратуре пьезоэлектрический акселерометр типа ДН-3 представляет собой электро-механический преобразователь, создающий электрический выходной сигнал под воздействием вибрации. При этом уровень электрического выходного сигнала акселерометра прямо пропорционален ускорению колеблющейся поверхности, на которой он установлен. Сигналы ГАЭ, измеряемые датчиками, расположенными в плоскости X , Y , программным способом преобразуются в модуль составляющей вектора вибрации, перпендикулярный оси скважинного прибора («горизонтальные» составляющие) для каждого диапазона частот: H_1 , H_2 , H_4 , что позволяет оценивать распространение сигнала в субгоризонтальной плоскости (Белоглазова, Троянов, 2003):

$$H_{1-4} = \sqrt{X_{1-4}^2 + Y_{1-4}^2}.$$

Таким образом, использование трёхкомпонентной системы измерений сигналов ГАЭ позволяет одновременно регистрировать осевую (Z_n) и тангенциальную (H_n) составляющие вектора геоакустических сигналов.

Для регистрации магнитной компоненты сигналов ЭМИ (в единицах измерения пТл) в приборе используется индукционный датчик – ферритовая антенна, позволяющая фиксировать изменение электромагнитного поля с высокой разрешающей способностью. Принимаемый частотный диапазон сигналов ЭМИ (30–130 кГц) разбит на восемь полос с центральными частотами (F_1 – F_8), указанными в табл. 1, при этом за счёт схемных решений происходит их частичное (до 25%) перекрытие. Такой приём позволяет устройству принимать электромагнитные сигналы во всем рабочем диапазоне частот с сопоставимой чувствительностью.

Проведение одновременных измерений в скважинах естественных сигналов ГАЭ и ЭМИ требует решения ряда методических вопросов, связанных с нестационарностью по глубине и во времени процессов геомеханического разрушения горных пород. Поэтому описываемый скважинный прибор ШЭСТ-4202 позволяет проводить исследования в двух режимах – каротаж и краткосрочный мониторинг.

При каротаже измерения производятся на спуске скважинного снаряда поточно, через заданный интервал глубин (1.0, 2.0, 5.0, 10, 20 м и т. д.). Шаг наблюдения выбирается исходя из поставленных задач, руководствуясь следующими принципами:

- шаг измерений 10–20 м используется при исследовании мощных литологически однородных толщ горных пород (соли, аргиллиты, плотные карбонаты);
- шаг измерений 2–10 м используется при исследовании разреза с частым переслаиванием пластов, не относящихся к основному исследуемому участку;
- измерения с шагом 1–2 м проводятся: в интервалах предполагаемого контакта зон разных пород; возможных источников флюидопроявлений; выявленных зон повышенной трещиноватости и дробления горных пород; при детализации аномалий, выявленных ранее при каротаже с более крупным шагом измерений; в зонах

Геоакустический канал	
Частотные диапазоны, Гц:	100÷500 (<i>H1</i> , <i>Z1</i>); 500÷5000 (<i>H2</i> , <i>Z2</i>); 2500÷5000 (<i>H4</i> , <i>Z4</i>)
Диапазон измерений, мм/с ²	0.05–20
Разрешающая способность, мм/с ²	0.05
Электромагнитный канал	
Центральные частоты диапазона, кГц	40(<i>F1</i>), 48(<i>F2</i>), 60(<i>F3</i>), 68(<i>F4</i>), 78(<i>F5</i>), 88(<i>F6</i>), 100(<i>F7</i>), 120(<i>F8</i>)
Диапазон измерений, пТл	0.3–35
Разрешающая способность, пТл	0.30
Период измерения всех параметров с	0.99
Диаметр скважинного прибора, мм	42
Длина корпуса, м	1.6
Рабочая температура, °С	+5... +80

Табл. 1. Основные технические характеристики скважинного прибора ШЭСТ-4202

представляющих повышенный интерес для исследований, выделенных на основе анализа первичной имеющейся информации.

По методике проведения каротажа, на каждой точке выполняется цикл измерений, состоящий из 10 отсчётов всего массива данных. Это связано с тем, что измеряемые параметры поля нестационарны во времени и отражают динамику среды. То есть на каждой точке проводится, своего рода, «микромониторинг». Время записи на каждой точке измерений составляет 10–30 с в зависимости от условий проведения работ. На стадии обработки эти параметры усредняются по каждой глубине. Затем выполняется построение диаграмм параметров ГАЭ – *H1–H4*, *Z1–Z4* и ЭМИ – *F1–F8* для расчленения разреза скважины по геодинамической активности. Сопоставление с результатами стандартных методов геофизических исследований скважин, в частности магнитной восприимчивости горных пород, дает дополнительную информацию для определения источника аномалий ЭМИ: зоны геодинамической активности или интервалы оруденения.

Для выявления скрытой геодинамической активности горных пород, не зарегистрированной во время проведения основного каротажа, проводится краткосрочный мониторинг длительностью около 8-ми минут. Точки установки прибора выбираются на основе полученных каротажных диаграмм и имеющейся геологической и геофизической информации. Наиболее интересными для режимных наблюдений можно считать интервалы аномальных значений одного или нескольких измеренных геофизических полей. Для сравнения с аномальными точками дополнительно выбирается одна или несколько точек, где значения всех параметров соответствуют фоновым значениям с целью подтверждения отсутствия в этих точках геодинамических процессов или, наоборот, выявления зон скрытой геодинамической активности. При расчёте параметров краткосрочного мониторинга осреднения не проводятся, что позволяет отслеживать изменения сигналов ГАЭ и ЭМИ в режиме реального времени.

Результаты и обсуждение

На рисунке 1 представлены результаты измерений в скважине №1 на территории скарно-магнетитового железорудного месторождения Южного Урала в интервале

глубин 400–880 м. Месторождение приурочено к северному контакту гранитной интрузии с породами осадочно-эффузивной толщи палеозоя. Указанные породы вблизи с гранитами превращены в скарны и роговики, образуя рудоносную зону. На месторождении встречаются два основных типа руд: 1) позднемагматические титаномагнетитовые в габбро; 2) метасоматические скарново-магнетитовые. Текстуры руд сложны и разнообразны. Встречаются массивные, полосчатые, пятнистые текстуры.

В рамках исследований для выделения рудных интервалов на подъёме скважинного магнитометра-инклинометра МИ-3803М с шагом 0.1 м выполнен каротаж магнитной восприимчивости (*K*), входящий в стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) на железорудных месторождениях. Для оценки геодинамического состояния горных пород, подсечённых скважиной и околоскважинного пространства, проведены измерения сигналов ГАЭ и ЭМИ с прибором ШЭСТ-4202 по точкам через 5 м. Геологический разрез скважины имеет сложное строение с частым чередованием пород различного состава с присутствием сульфидно-магнетитовой минерализации с различным содержанием рудных компонентов от мелкой вкрапленности до сплошного оруденения.

Анализ диаграмм магнитной восприимчивости (рис. 1), сигналов ГАЭ и ЭМИ показывает, что весь разрез скважины можно разделить на три интервала.

1. Верхняя часть в интервале глубин 400–540 м представлена в основном габбро-долеритами, порфиритами ороговикованными, роговиками, роговиками по габбро-долеритам, которые перемежаются с гранодиоритами. Породы сильно изменены. Во всем интервале присутствует мелкая вкрапленность магнетита от 1 до 12% и пирита менее 1%. Диаграмма магнитной восприимчивости в этом интервале характеризуется повышенной дифференцированностью, обусловленной неравномерным распределением вкрапленности магнетита. Значения *K* изменяются от $(2\ 000–3\ 000) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ в безрудных интервалах и до $(30\ 000–40\ 000) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ в интервалах с повышенным содержанием вкрапленности магнетита. Диаграмма сигналов ЭМИ в этом интервале слабо дифференцирована и соответствует фоновому уровню этой скважины 1.7–1.8 пТл, за исключением точки на глубине 471 м (рис. 1), где на уровне максимальной аномалии *K* наблюдается

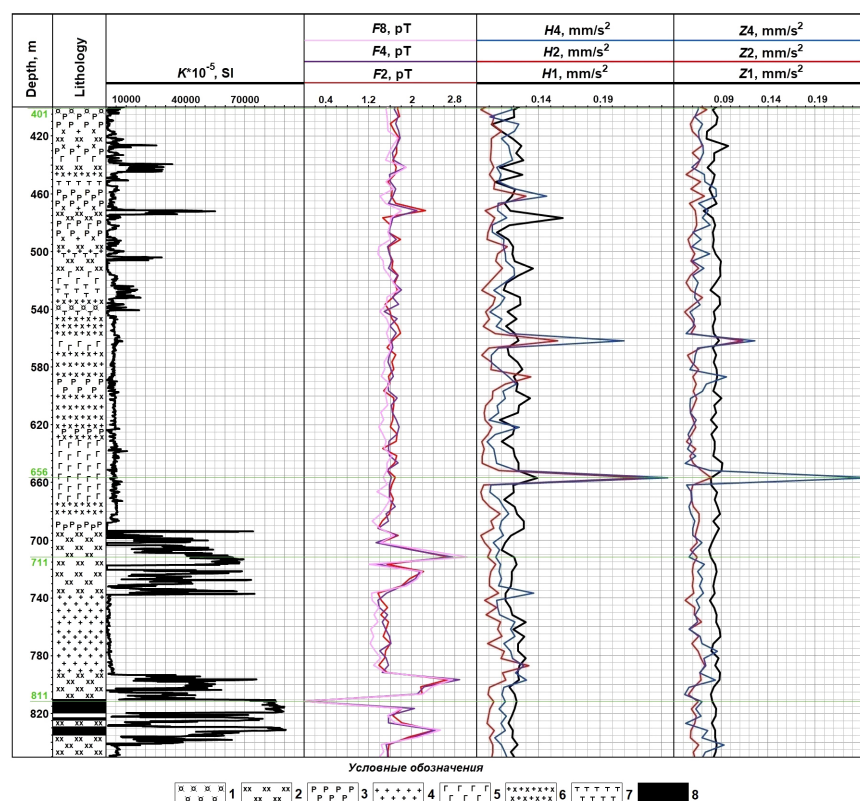


Рис. 1. Результаты каротажа магнитной восприимчивости (K), геоакустической эмиссии ($H1-H4$, $Z1-Z4$) и электромагнитного излучения ($F1-F8$) в скважине №1 железорудного месторождения Южного Урала: 1 – порфириты, 2 – скарны, 3 – роговики, 4 – граниты, 5 – габбро, 6 – гранодиориты, 7 – долериты, 8 – магнетитовая руда

положительная аномалия $F2$ (48 кГц) амплитудой до 2.2 пТл, приходящаяся на контакт среднезернистых гранодиоритов и мелкозернистых скарнов с содержанием магнетита в виде тонкой вкрапленности и скоплений до 3 см. На диаграммах горизонтальных составляющих ГАЭ в этом интервале наблюдается разброс значений от 0.1 до 0.16 мм/с², а максимальные отклонения в этом интервале отмечаются на глубинах 461 и 476 м и приходятся на контакты роговики со скарнами. Значения вертикальных составляющих ГАЭ в этом интервале практически не отклоняются от фоновых значений. Такой вид кривых ГАЭ свидетельствует о преобладании латерального направления сигналов ГАЭ в этой скважине.

2. Средняя часть разреза скважины в интервале глубин 540–680 м представлена в основном гранодиоритами, гранитами, рогамиками и габбро. Для этой части разреза характерны пониженные значения и отсутствие аномалий на диаграммах магнитной восприимчивости (менее $5\,000 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) и сигналов ЭМИ. На диаграммах ГАЭ, напротив, выделяются две интенсивные высокочастотные аномалии, причём, как по горизонтальной составляющей, так и по вертикальной. Первая аномалия на диаграммах $H2$, $H4$ и $Z2$, $Z4$ выделяется на глубине 561 м на контакте среднезернистых гранодиоритов и мелкозернистых габбро с максимальной интенсивностью 0.21 мм/с² по параметру $H4$ (2500–5000 Гц). Вторая аномалия зарегистрирована на глубине 656 м в мелкозернистых габбро. Интенсивность аномалий горизонтальных и вертикальных составляющих на этой глубине практически одинакова: $H2$, $H4$ до 0.24 мм/с² и $Z4$ до 0.25 мм/с². Такой вид аномалий сигналов ГАЭ свидетельствует о том, что источник

сигналов располагается под углами 30–50 градусов относительно оси скважины.

3. Нижняя часть разреза скважины в интервале глубин 680–850 м, представленная скарнами с магнетитовым оруденением и гранитами, характеризуется двумя интенсивными аномалиями магнитной восприимчивости и знакопеременными аномалиями сигналов ЭМИ на этих же глубинах. Первая аномалия, выделенная на глубине 695–738 м, обусловлена скарнами с неравномерным от 2–3 до 15–20% магнетитовым оруденением в виде мелкой вкрапленности до 1 мм, и скоплений и пятен до 4 мм, и единичной вкрапленностью пирита. Значения магнитной восприимчивости в этом интервале варьируют от $30\,000$ до $70\,000 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ, а значения сигналов ЭМИ изменяются от 1.2 до 3.0 пТл. Вторая аномалия в интервале глубин 791–841 м также соответствует скарнам с магнетитовым оруденением от вкрапленного (5–20%) до сплошного (до 60%) и пиритом в виде вкрапленности 1–3 мм и гнезд до 10 мм (5–7%). Значения магнитной восприимчивости изменяются от $40\,000 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ в зонах вкрапленного оруденения до $90\,000 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ в зонах сплошного магнетитового оруденения. В этом же интервале регистрируется знакопеременная аномалия сигналов ЭМИ, значения которой повышаются до 2.8 пТл в зонах вкрапленного магнетитового оруденения и понижаются практически до нуля в зонах массивной магнетитовой руды и сульфидной вкрапленности. Значения сигналов ГАЭ во всей нижней части разреза практически не выходят за пределы фоновых.

По геодинамической активности разрез скважины можно разделить на два участка. Верхнюю часть разреза

в интервале глубин 400–660 м можно охарактеризовать как геодинамически активную. Для неё характерно присутствие аномалий ГАЭ различной интенсивности и фоновые значения сигналов ЭМИ с небольшим повышением уровня сигнала в зонах вкрапленного оруденения. Отсутствие аномалий ЭМИ свидетельствует, как правило, об отсутствии повышенной напряжённости в горных породах околоскважинного пространства, а наличие аномалий ГАЭ – о процессах трещинообразования, которые в основном приурочены к зонам контактов горных пород с различными прочностными характеристиками. В нижней части разреза с 660 до 850 м наблюдается обратная ситуация: сигналы ГАЭ понижаются до фоновых значений, а на диаграммах ЭМИ выделяются высокоамплитудные аномалии, что может свидетельствовать о накоплении напряжений во внутренних точках геологической среды, но процессы трещинообразования как индикаторы разгрузки в этом интервале отсутствуют (Дьяконов, Троянов, 1994).

Для поиска зон скрытой геодинамической активности краткосрочный мониторинг был выполнен на четырёх точках: одна точка в зоне фоновых значений ГАЭ и ЭМИ и три точки в аномальных зонах (табл. 2).

На рисунке 2 представлены результаты краткосрочного мониторинга на выбранных глубинах.

Точка наблюдений на глубине 401 м при каротаже определена как безаномальная (табл. 2). Здесь также, как и при каротаже отмечаются низкоамплитудные, на уровне фоновых значений флуктуации, преимущественно горизонтальных составляющих сигналов ГАЭ. Определённой закономерности в периодичности импульсов не выявлено. Сигналы ЭМИ соответствуют фоновым значениям, определённым в ходе каротажа, аномальные флуктуации отсутствуют. Результаты мониторинга подтверждают результаты каротажа.

На глубине 656 м в ходе каротажа зафиксированы высокоамплитудные аномалии по вертикальным и горизонтальным составляющим сигналов ГАЭ (табл. 1). На диаграммах краткосрочного мониторинга на этой точке во всем измеряемом диапазоне частот также отмечаются высокоинтенсивные флуктуации сигналов ГАЭ преимущественно горизонтальных составляющих, местами превышающие значения 8 мм/с². На временной развёртке наблюдаются серии импульсов различной длительности, разделённые периодами затишья и единичными всплесками. Параметры ЭМИ соответствуют фоновому уровню каротажа без аномальных импульсов. В целом результаты мониторинга соответствуют результатам каротажа.

На глубине 711 м по результатам каротажа зарегистрированы высокоамплитудные аномалии сигналов ЭМИ,

Глубина, м	Литология	$K \cdot 10^{-5}$ ед. СИ	ГАЭ, мм/с ²	ЭМИ, пТл
401	Контакт мелкозернистых габбро и порфиринов. Вкрапленность магнетита.	6 000	Без аномалий	Без аномалий
656	Мелкозернистые габбро. Вкрапленность магнетита.	5 000	0.25	Без аномалий
711	Мелкозернистые скарны. Магнетитовая минерализация.	64 000	Без аномалий	3.03
811	Магнетитовая руда мелкозернистая массивная. Вкрапленность пирита.	84 000	Без аномалий	0.01

Табл. 2. Характеристики точек записи краткосрочного мониторинга

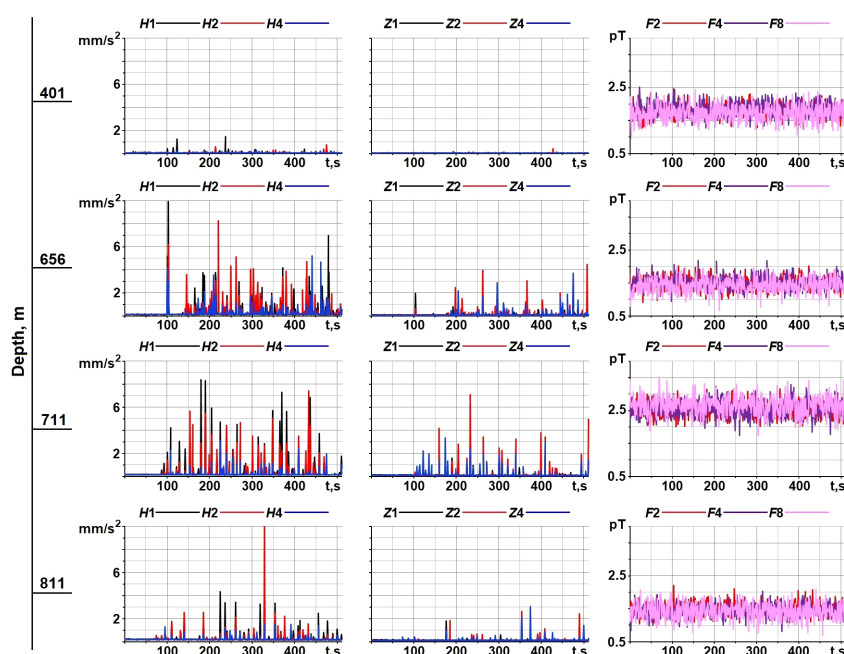


Рис. 2. Результаты краткосрочного мониторинга геоакустической эмиссии (H1–H4, Z1–Z4) и электромагнитного излучения (F2, F4, F8) в скважине №1 железорудного месторождения Южного Урала

а значения сигналов ГАЭ практически не превышают уровня фона. На диаграммах краткосрочного мониторинга, напротив, отмечаются высокоинтенсивные до 8 мм/с² флуктуации сигналов ГАЭ по горизонтальным составляющим $H1$, $H2$ (низкочастотная область измеряемого диапазона). По параметрам Z максимумы амплитуд до 4 мм/с² приходятся на высокочастотную область измеряемого диапазона ($Z2$, $Z4$). Наблюдаются единичные импульсы с периодичностью проявления от 2 до 14 с. По ЭМИ регистрируется фоновый уровень сигналов без аномальных всплесков. Таким образом, в результате краткосрочного мониторинга по сигналам ГАЭ выявляется скрытая геодинамическая активность горных пород, не проявившаяся при каротаже, и вызванная, скорее всего, начальными процессами трещинообразования.

На глубине 811 м также при каротаже была выявлена высокоинтенсивная аномалия сигналов ЭМИ, значения ГАЭ определялись на фоновом уровне. На диаграммах мониторинга на этой точке отмечаются всплески сигналов ГАЭ средней интенсивности, преимущественно по горизонтальным составляющим $H1$, $H2$. Наблюдаются единичные импульсы, разделённые периодами затишья различной длительности. По параметрам ЭМИ регистрируется понижение фоновых значений, соответствующих результатам каротажа на этой глубине. Таким образом, по результатам краткосрочного мониторинга на этой глубине также выявлена скрытая геодинамическая активность, но меньшей интенсивности.

Анализируя полученные результаты каротажа и краткосрочного мониторинга, можно предположить, что аномалии параметров ЭМИ, зарегистрированные в процессе каротажа на глубинах 711 и 811 м, связаны в первую очередь с наличием в этих зонах магнетитовой и сульфидной минерализации. При этом вкрапленные руды (711 м) вызывают повышение значений сигналов ЭМИ, а сплошное магнетитовое оруденение (811 м) – падение уровня сигнала. Полученные результаты согласуются с лабораторными экспериментами, проведенными с образцами горных пород и руд различного состава (Демин и др., 1998; Беспалько и др., 2017; Вдовин, 2019),

в которых было установлено, что увеличение количества высокопроводящих минералов, таких как магнетит, в составе горных пород приводит к снижению амплитуды сигнала ЭМИ. Тогда как аномальные флуктуации сигналов ГАЭ различной интенсивности и частотного состава могут быть связаны с процессами трещинообразования или ослабленными зонами контактов горных пород различной прочности. Так, на рисунке 3 представлены фрагменты детализации записей краткосрочного мониторинга для глубин 656 и 711 м длительностью 180 с.

По детализации фрагментов прослеживаются два типа аномальных флуктуаций: единичные импульсы, разделённые периодом затишья и серии импульсов, разделённых периодом затишья. Так, на глубине 656 м по горизонтальным составляющим зарегистрировано от 9 до 16 импульсов в минуту во всем измеряемом диапазоне частот от 100 до 5000 Гц с максимальной интенсивностью 8 мм/с² по параметру $H2$. Всего за 3 минуты зарегистрировано 35 импульсов различной интенсивности. По вертикальной составляющей в течение 3-х минут зарегистрировано 14 импульсов средней и малой интенсивности (от 6 до 8 импульсов в минуту) преимущественно в диапазоне частот 500–5000 Гц. По параметру $Z2$ максимальная интенсивность составила 3.9 мм/с². На глубине 711 м по горизонтальным составляющим зарегистрировано 24 импульса в течение 3 минут (8 импульсов в минуту) во всем измеряемом диапазоне частот от 100 до 5000 Гц с максимальной интенсивностью 8.2 мм/с² по параметру $H1$. По вертикальной составляющей количество импульсов в минуту изменяется от 7 до 4, всего зарегистрировано 17 импульсов преимущественно в диапазоне частот 500–5000 Гц с максимальной интенсивностью 7 мм/с² по параметру $Z2$. Такой характер флуктуаций может быть обусловлен прерывистым развитием трещин на исследуемых участках. Превышение амплитуд горизонтальных составляющих ГАЭ (H) над вертикальными (Z) позволяет предположить о преимущественно субгоризонтальной направленности развития трещин.

Отсутствие аномалий ГАЭ на диаграммах каротажа на глубинах 711 и 811 м можно объяснить периодами

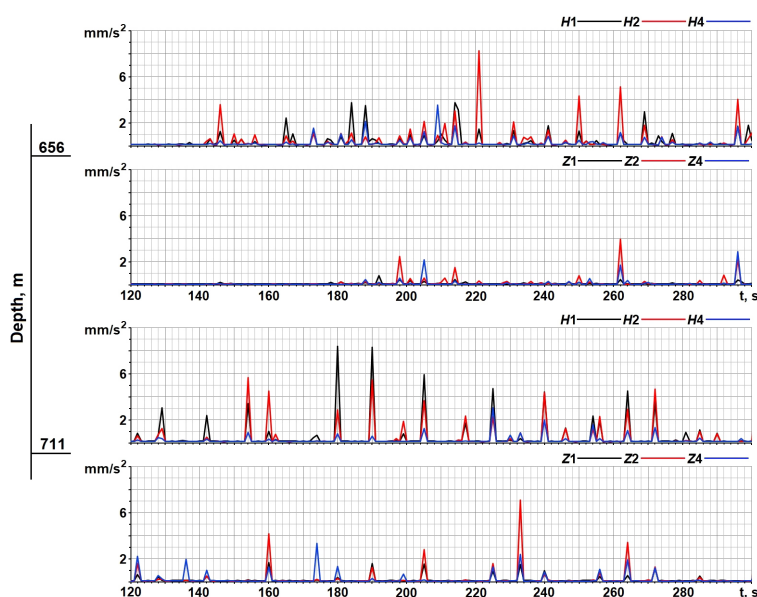


Рис. 3. Детализация фрагментов мониторинга сигналов ГАЭ для глубин 656 и 711 м

затишья разделяющих аномальные флуктуации, которые прослеживаются на графиках детализации фрагментов мониторинга сигналов для глубин 656 и 711 м (рис.3).

Заключение

В результате измерений, проведённых в скважине №1 железорудного месторождения Южного Урала в режиме каротажа и краткосрочного мониторинга сигналов электромагнитного излучения и геоакустической эмиссии, проведено разделение геологического разреза скважины по геодинамической активности. Если по результатам каротажа наиболее активной является верхняя часть разреза (400–660 м), то по результатам краткосрочного мониторинга выявлена скрытая геодинамическая активность пород в нижней части разреза на глубинах 711 и 811 м, проявляющаяся аномальными локальными и групповыми импульсами параметров ГАЭ. Аномальные флуктуации сигналов ГАЭ в основном сосредоточены в диапазоне частот от 300 до 1400 Гц и имеют преимущественно субгоризонтальную направленность. Можно предположить, что в результате бурения на рассматриваемых глубинах активизировались процессы трещинообразования, вызванные изменением напряжённо-деформированного состояния массива.

Комплексирование результатов каротажа ГАЭ и ЭМИ с каротажем магнитной восприимчивости позволило установить, что аномалии ЭМИ, скорее всего, связаны с магнетитовым оруденением и сульфидно-магнетитовой минерализацией (Демин и др., 1998; Беспалько и др., 2017; Вдовин, 2019), а не с зонами повышенной напряжённости пород в этих интервалах.

Проведённые исследования показывают возможности каротажа и краткосрочного мониторинга геоакустической эмиссии и электромагнитного излучения для оценки геодинамической активности обследуемых объектов (скважин). Представленный метод геофизических исследований скважин при изучении современной геодинамической обстановки на месторождениях твёрдых полезных ископаемых позволяет получать дополнительную информацию для оценки напряжённо-деформированного состояния горных пород околоскважинного пространства и прогноза возможных мест обрушений стенок скважины, образования каверн и мест прихвата подземного оборудования.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания ИГФ УрО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы выражают благодарность уважаемым рецензентам за ценные замечания.

Литература

Астраханцев Ю.Г., Белоглазова Н.А., Баженова Е.А., Вдовин А.Г. (2023). Комплексный прибор для измерения геоакустической эмиссии и электромагнитного излучения горных пород в естественном залегании. *Уральский геофизический вестник*, 2(52), с. 37–43. DOI 10.25698/UGV.2023.2.5.37

Белоглазова Н.А., Троянов А.К. Оптимизация комплекса информативных параметров геоакустических шумов при решении задач в нефтегазовых скважинах. (2003). *Материалы XIII сессии Российского акустического общества*. М.: с. 57–60.

Беспалько А.А., Яворович Л.В., Федотов П.И. (2005). Связь параметров электромагнитных сигналов с электрическими характеристиками горных пород при акустическом и квазистатическом воздействиях. *Известия Томского политехнического университета*, 308(7), с. 18–23.

Беспалько А.А., Яворович Л.В., Помишин Е.К. (2017). Влияние прочности и проводимости образцов горных пород на параметры механоэлектрических преобразований при импульсном акустическом воздействии. *Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук*, 4(3), с. 26–31.

Бизяев А.А., Вострецов А.Г., Яковичкая Г.Е. (2015). Регистрационно-диагностический комплекс РДК РЭМИ-3 и экспериментальные исследования разрушения горных пород в условиях подземных горных выработок Таштагольского месторождения. *Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации*, 3(28), с. 29–38. DOI 10.17212/1727-2769-2015-3-29-38

Бизяев А.А., Савченко А.В., Цупов М.Н., Смирнягин И.И., Смирнов М.Н. Исследования сигналов электромагнитного излучения, сопутствующих разрушению горных пород. (2020). Современные тенденции и инновации в науке и производстве: Материалы IX международной научно-практической конференции. *Междуреченск: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева*, с. 105-1–105-6.

Вдовин А.Г. (2019). Лабораторные исследования сигналов электромагнитного излучения на образцах с различной магнитной восприимчивостью. *Уральский геофизический вестник*, 4(38), с. 4–9. DOI:10.25698/UGV.2019.4.1.04

Вострецов А.Г., Кривецкий А.В., Бизяев А.А., Яковичкая Г.Е. (2013). Характеристики электромагнитного излучения горных пород при их разрушении в лабораторных экспериментах. *Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации*, 2(21), с. 46–54.

Демин В.М., Майбук З.-Ю.Я., Лементуева Р.А. (1998). О роли пьезоэффекта при механоэлектрических преобразованиях в полиметаллических рудах. *Физика Земли*, 11, с. 50–55.

Дьяконов Б.П., Улитин Р.В. (1982). Земные приливы и вариации физических характеристик горных пород. *ДАН СССР*, 264(2), с. 322–325.

Дьяконов Б.П., Троянов А.К. (1994). Миграция напряжений и высокочастотный сейсмический шум в земной коре. *ДАН СССР*, 338(2), с. 235–237.

Ипатов А.И., Городнов А.В., Ипатов С.И., Марьенко Н.Н., Петров Л.П., Скопинцев С.П. (2004). Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при фильтрации флюидов в породах. *Геофизика*, 2, с. 25–30.

Кульков Д.С., Имашев С.А. (2019). Анализ сигналов акустической эмиссии в образцах геоматериалов в условиях одноосного сжатия. *Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова*, 2-1(50), с. 274–280.

Мешков А.А., Ледяев Н.В., Хамутский А.А., Савченко А.А., Бизяев А.А. (2022). Совершенствование способа регистрации электромагнитного излучения при нарушении сплошности горных пород. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, 6-2, с. 135–148. DOI 10.25018/0236_1493_2022_62_0_135

Полтавцева Е.В., Власов Ю.А., Гаврилов В.А. (2013). Исследование откликов на приливное воздействие в рядах скважинных геоакустических измерений. *Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле*, 2(22), с. 178–183.

Потапов П.В., Шведикова И.Н. (2011). К вопросу исследований геомеханического состояния горных пород и активности электромагнитного излучения на участках полей шахт «Южная» и «Черниговская» геофизическими методами. *Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности*, 1, с. 48–52.

Рассказов И.Ю., Мигунов Д.С., Аникин П.А., Гладырь А.В., Терешкин А.А., Желнин Д.О. (2015). Геоакустический портативный прибор нового поколения для оценки удароопасности массива горных пород. *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*, 3, с. 169–179.

Уваров В.И., Малкин Е.И., Санников Д.В. (2016). Электромагнитное проявление геоакустической эмиссии литосферы. *Вестник КРАУНЦ*, 1(12), с. 55–65. DOI: 10.18454/2079-6641-2016-12-1-55-65

Frid V., Vozoff K. (2005). Electromagnetic radiation induced by mining rock failure. *International Journal of Coal Geology*, 1-2, pp. 57–65. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.03.005>

Gao L., Zhang W., Lu W., Hu X., Wu H., Wang J., Kong B. (2022). Study on the effects of temperature and immersion on the acoustic emission and electromagnetic radiation signals of coal rock damage under load. *Engineering geology*, 297, pp. 106503 <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106503>

Li D., Huang L., Zheng Y., Li Y., Wannamaker P., Moore J. (2022). Feasibility of source-free DAS logging for next-generation borehole imaging. *Scientific Reports*, 12 (1), 11910.

Mari J.L., Delay F., Voisin C., Gaudiani P. (2023). Active and Passive acoustic logging applied to the detection of preferential flow in a sedimentary aquifer. *Science and Technology for Energy Transition*, 78, p. 25.

Qiu L., Song D., Li Z., Liu B., Liu J. (2019). Research on AE and EMR response law of the driving face passing through the fault. *Safety Science*, 117, pp. 184–193. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2019.04.021>

Rader D. (1975). Acoustical logging of oil wells. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 57(S1), pp. S29–S30.

Song D., Wang E., Song X., Jin P., Qiu L. (2016). Changes in frequency of electromagnetic radiation from loaded coal rock. *Rock Mech Rock Eng*, 49, pp. 291–302. DOI 10.1007/s00603-015-0738-6

Su G., Chen X., Sun G., Chen B., Zhao G. (2023). Experimental study on the evolutionary characteristics of acoustic signals produced by granite damage under uniaxial compression. *International Journal of Damage Mechanics*, 32(5), pp. 715–745. DOI: 10.1177/10567895231158147

Wei M., Song D., He X., Li Z., Qiu L., Lou Q. (2020). Effect of rock properties on electromagnetic radiation characteristics generated by rock fracture during uniaxial compression. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 53, pp. 5223–5238. <https://doi.org/10.1007/s00603-020-02216-x>

Wei M., Song D., He X., Lou Q., Qiu L., Li Z. (2023). Characteristics of electromagnetic vector field generated from rock fracturing. *JRMGE*, 15(2), pp. 457–466. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2022.07.002>

Zhang Q., Wang E., Feng X., Yue N., Ali M., Lin S., Wang H. (2020). Rockburst Risk Analysis During High-Hard Roof Breaking in Deep Mines. *Natural Resources Research*, 29(17), pp. 4085–4101. DOI: 10.1007/s11053-020-09664-w

Zhang Q., Meng X., Zhao G., Li Y., Xu W., Liu C., Liu Z., Wu X., Qin Z., Wang K. (2025). Damage evolution and acoustic emission characteristics of sandstone under different true triaxial cyclic loading and unloading modes. *Engineering Failure Analysis*, 167, 108947 <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108947>

Сведения об авторах

Евгения Анатольевна Баженова – научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН, Екатеринбург, Россия

e-mail: Bazenova_jena@mail.ru

Надежда Анатольевна Белоглазова – кандидат тех. наук, заведующая лабораторией скважинной геофизики, Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН, Екатеринбург, Россия

e-mail: bna408@mail.ru

Ульяна Васильевна Дорогань – младший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН, Екатеринбург, Россия

e-mail: viryasova.u@mail.ru

Статья поступила в редакцию 24.10.2025;

Принята к публикации 10.03.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Identification of Geodynamic Activity of Rocks Based on Measurements of Electromagnetic Radiation and Geoacoustic Emission in Wells

E.A. Bazhenova*, N.A. Beloglazova, U.V. Dorogan

Institute of Geophysics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation

*Corresponding author: Evgeniya A. Bazhenova, e-mail: bazenova_jena@mail.ru

Abstract. This paper presents the capabilities of a method for assessing the geodynamic conditions of a study area and predicting complications during well drilling and operation by identifying zones of increased stress and faulting in rock mass, as well as hidden geodynamic activity along the borehole. The method is based on an analysis of the spatial and temporal distribution of the amplitude-frequency characteristics of geoacoustic and electromagnetic signals generated by microvibrations of the geoenvironment in the borehole and borehole vicinity. The research utilizes the SHEST-4202 hardware and software system, developed at the Institute of Geophysics, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, designed for synchronous measurements of electromagnetic radiation (EMR) and geoacoustic emission (GAE) signals. The article presents the results of GAE and EMR parameter measurements conducted using the developed method in one borehole at an iron ore deposit in the Southern Urals. During interpretation of the obtained data, the borehole section was divided into two sections based on geodynamic activity. The upper part of the borehole section, in the depth range of 400–660 m, is geodynamically active, characterized by the presence of GAE anomalies of varying intensity, which

indicate fracturing processes associated with contact zones of rocks with different strength properties. In the lower part of the borehole section, where GAE anomalies are absent on the well log, short-term monitoring revealed latent geodynamic activity at two depths, manifested by anomalous pulses of GAE parameters, predominantly in a subhorizontal direction. The presented method of borehole geophysical logging for studying the current geodynamic environment at solid mineral deposits allows for the acquisition of additional information for assessing changes in the stress-strain state of rock masses in the borehole vicinity and for predicting potential borehole wall collapses, cavern formations, and stuck underground equipment.

Keywords: geoacoustic emission, electromagnetic radiation, stress-strain state, logging, time measurements

Acknowledgements

The work was carried out as part of the state assignment of the IG of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

Recommended citation: Bazhenova E.A., Beloglazova N.A., Dorogan U.V. (2026). Identification of Geodynamic Activity of Rocks Based on Measurements of Electromagnetic Radiation and Geoacoustic Emission in Wells. *Georesursy = Georesources*, 28(3). <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.3>

References

- Astrakhantsev Ju.G., Beloglazova N.A., Bazhenova E.A., Vdovin A.G. (2023). A comprehensive instrument for measuring geoacoustic emission and electromagnetic radiation from naturally occurring rocks. *Uralskiy geofizicheskii vestnik*, 2(52), pp. 37–43. (In Russ.) DOI 10.25698/UGV.2023.2.5.37.
- Beloglazova N.A., Troyanov A.K. (2003). Optimization of the complex of informative parameters of geoacoustic noise when solving problems in oil and gas wells. *Proceedings of the XIII session of the Russian Acoustic Society*. Moscow.: pp. 57–60. (In Russ.)
- Bespalko A.A., Yavorovich L.V., Fedotov P.I. (2005). The relationship of the parameters of electromagnetic signals with the electrical characteristics of rocks under acoustic and quasi-static influences. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta*, 308(7), pp. 18–23. (In Russ.)
- Bespalko A.A., Yavorovich L.V., Pomishin E.K. (2017). The effect of the strength and conductivity of rock samples on the parameters of mechanoelectric transformations under pulsed acoustic action. *Fundamental'nye i prikladnye voprosy gornykh nauk*, 4(3), pp. 26–31. (In Russ.)
- Bizyaev A.A., Savchenko A.V., Cupov M.N., Smirnyagin I.I., Smirnov M.N. (2020). Studies of electromagnetic radiation signals accompanying the destruction of rocks. *Modern trends and innovations in science and production: Proc. IX International Scientific and Practical Conference*. Mezhdurechensk: Kuzbass State Technical University, pp. 105–1–105-6. (In Russ.)
- Bizyaev A.A., Vostrecov A.G., Yakovickaya G.E. (2015). The registration and diagnostic complex RDK REMI-3 and experimental studies of rock destruction in the conditions of underground mining of the Tashtagolskoye field. *Doklady Akademii nauk vysshey shkoly Rossiyskoy Federatsii*, 3(28), pp. 29–38. DOI 10.17212/1727-2769-2015-3-29-38. (In Russ.)
- Demin V.M., Maybuk Z.-Yu.Ya., Lementueva R.A. (1998). On the role of the piezoelectric effect in mechanoelectric transformation in polycrystalline ores. *Fizika Zemli*, 11, pp. 50–55. (In Russ.)
- Dyakonov B.P., Troyanov A.K. (1994). Stress migration and high-frequency seismic noise in the Earth's crust. *Doklady AN SSSR*, 338(2), pp. 235–237. (In Russ.)
- Dyakonov B.P., Ulitin R.V. (1982). Earth tides and variations of physical characteristics of rocks. *Doklady AN SSSR*, 264(2), pp. 322–325. (In Russ.)
- Frid V., Vozoff K. (2005). Electromagnetic radiation induced by mining rock failure. *International Journal of Coal Geology*, 1-2, pp. 57–65. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.03.005>
- Gao L., Zhang W., Lu W., Hu X., Wu H., Wang J., Kong B. (2022). Study on the effects of temperature and immersion on the acoustic emission and electromagnetic radiation signals of coal rock damage under load. *Engineering geology*, 297, 106503. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106503>
- Ipatov A.I., Gorodnov A.V., Ipatov S.I., Mar'enko N.N., Petrov L.P., Skopinets S.P. (2004). Investigation of the amplitude-frequency spectra of acoustic and electromagnetic noise signals during fluid filtration in rocks. *Geofizika*, 2, pp. 25–30. (In Russ.)
- Kul'kov D.S., Imashev S.A. (2019). Analysis of acoustic emission signals in geomaterial samples under uniaxial compression conditions. *Izvestiya Kyrgyzskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. I. Razzakova*, 2-1(50), pp. 274–280. (In Russ.)
- Li D., Huang L., Zheng Y., Li Y., Wannamaker P., Moore J. (2022). Feasibility of source-free DAS logging for next-generation borehole imaging. *Scientific Reports*, 12(1), 11910.
- Mari J.L., Delay F., Voisin C., Gaudiani P. (2023). Active and Passive acoustic logging applied to the detection of preferential flow in a sedimentary aquifer. *Science and Technology for Energy Transition*, 78, pp. 25.
- Meshkov A.A., Ledyayev N.V., Hamutsky A.A., Savchenko A.A., Bizyaev A.A. (2022). Improvement of the method of registration of electromagnetic radiation in case of violation of the continuity of rocks. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 6-2, pp. 135–148. (In Russ.) DOI 10.25018/0236_1493_2022_62_0_135
- Poltavceva E.V., Vlasov Ju.A., Gavrilov V.A. (2013). Investigation of responses to tidal effects in the series of borehole geoacoustic measurements. *Vestnik KRAUNTs. Seriya: Nauki o Zemle*, 2(22), pp. 178–183. (In Russ.)
- Potapov P.V., Shvedikova I.N. (2011). On the issue of studying the geomechanical state of rocks and the activity of electromagnetic radiation in the fields of the Yuzhnaya and Chernihiv mines using geophysical methods. *Vestnik nauchnogo tsentra po bezopasnosti rabot v ugol'noy promyshlennosti*, 1, pp. 48–52. (In Russ.)
- Qiu L., Song D., Li Z., Liu B., Liu J. (2019). Research on AE and EMR response law of the driving face passing through the fault. *Safety Science*, 117, pp. 184–193. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2019.04.021>
- Rader D. (1975). Acoustical logging of oil wells. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 57(S1), pp. S29–S30.
- Rasskazov I.Ju., Migunov D.S., Anikin P.A., Gladys' A.V., Tereshkin A.A., Zhelnin D.O. (2015). A new generation geoacoustic portable device for assessing the impact hazard of a rock mass. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 3, pp. 169–179. (In Russ.)
- Song D., Wang E., Song X., Jin P., Qiu L. (2016). Changes in frequency of electromagnetic radiation from loaded coal rock. *Rock Mech Rock Eng*, 49, pp. 291–302. DOI 10.1007/s00603-015-0738-6
- Su G., Chen X., Sun G., Chen B., Zhao G. (2023). Experimental study on the evolutionary characteristics of acoustic signals produced by granite damage under uniaxial compression. *International Journal of Damage Mechanics*, 32(5), pp. 715–745. DOI: 10.1177/10567895231158147
- Uvarov V.I., Malkin E.I., Sannikov D.V. (2016). Electromagnetic manifestation of geoacoustic emission of the lithosphere. *Vestnik KRAUNTs. Seriya: Nauki o Zemle*, 1(12), pp. 55–65. DOI: 10.18454/2079-6641-2016-12-1-55-65. (In Russ.)
- Vdovin A.G. (2019). Laboratory studies of electromagnetic radiation signals on samples with different magnetic susceptibility. *Uralskiy geofizicheskii vestnik*, 4(38), pp. 4–9. (In Russ.) DOI:10.25698/UGV.2019.4.1.04
- Vostrecov A.G., Krivecky A.V., Bizyaev A.A., Yakovickaya G.E. (2013). Characteristics of electromagnetic radiation of rocks during their destruction in laboratory experiments. *Doklady Akademii nauk vysshey shkoly Rossiyskoy Federatsii*, 2(21), pp. 46–54. (In Russ.)
- Wei M., Song D., He X., Li Z., Qiu L., Lou Q. (2020). Effect of rock properties on electromagnetic radiation characteristics generated by rock fracture during uniaxial compression. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 53, pp. 5223–5238. <https://doi.org/10.1007/s00603-020-02216-x>
- Wei M., Song D., He X., Lou Q., Qiu L., Li Z. (2023). Characteristics of electromagnetic vector field generated from rock fracturing. *JRMGE*, 15(2), pp. 457–466. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2022.07.002>
- Zhang Q., Meng X., Zhao G., Li Y., Xu W., Liu C., Liu Z., Wu X., Qin Z., Wang K. (2025). Damage evolution and acoustic emission characteristics of sandstone under different true triaxial cyclic loading and unloading modes. *Engineering Failure Analysis*, 167, 108947. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108947>
- Zhang Q., Wang E., Feng X., Yue N., Ali M., Lin S., Wang H. (2020). Rockburst Risk Analysis During High-Hard Roof Breaking in Deep Mines. *Natural Resources Research*, 29(17), pp. 4085–4101. DOI: 10.1007/s11053-020-09664-w

About the Authors

Evgeniya A. Bazhenova – Researcher at the Laboratory of Well-Log Geophysics, Institute of Geophysics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation
e-mail: Bazenova_jena@mail.ru

Nadezhda A. Beloglazova – Cand. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory of Well-Log Geophysics, Institute of Geophysics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation
e-mail: bna408@mail.ru

Ulyana V. Dorogan – Junior Researcher at the Laboratory of Well Logging, Institute of Geophysics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russian Federation
e-mail: viryasova.u@mail.ru

Manuscript received 24 October 2025;
Accepted 10 March 2026; Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)