

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 16, № 2, 2025 / Vol. 16, No. 2, 2025

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Т. 16, № 2, 2025

Научное сетевое издание

«Актуальные проблемы нефти и газа» * издается с 2010 г.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год

Учредитель и издатель:

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Редакция:

Башкина Е.М., Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.

Адрес редакции и издателя:Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru**Свидетельство о регистрации:**Эл № ФС77-67021
от 16 сентября 2016 г.Издание открытого доступа.
Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.**Сайт:**<http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ. Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК (научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9).

*Предыдущее название –

«Георесурсы, геознергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23 апреля 2009 г.

Дизайн обложки: Д.С. Филиппова

Главный редактор**Закиров Эрнест Сумбатович**, д.т.н., профессор РАН, директор, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Научный редактор****Сурначёв Дмитрий Владимирович**, к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Члены редколлегии****Абдуллаев Гайбулла Сайфуллаевич**, д.г.-м.н., профессор, иностранный член РАЕН, начальник управления геологии и разработки, ООО «PETROMARUZ UZBEKISTAN», Ташкент, Узбекистан**Абукова Лейла Азретовна**, д.г.-м.н., профессор, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Андропова Ирина Владимировна**, д.э.н., профессор, руководитель отдела, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия; заведующий кафедрой, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Баганова Марина Николаевна**, к.ф.-м.н., ученый секретарь, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Баталин Олег Юрьевич**, к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Баяк Ирина Олеговна**, д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия**Богоявленский Василий Игоревич**, чл.-корр. РАН, д.т.н., заместитель директора по научной работе, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Дзюбло Александр Дмитриевич**, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Дмитриевский Анатолий Николаевич**, акад. РАН, д.г.-м.н., научный руководитель, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Дроздов Александр Николаевич**, д.т.н., профессор, профессор в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; Российском университете дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия**Ермилов Олег Михайлович**, акад. РАН, д.т.н., ООО «Газпром добыча Надым», Надым, Россия**Ермолаев Александр Исифович**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Индрупский Илья Михайлович**, д.т.н., профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Коваленко Казимир Викторович**, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; заведующий кафедрой геофизических информационных систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Кременецкий Михаил Израилевич**, д.т.н., профессор, эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Кузин Алексей Михайлович**, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Кузьмин Юрий Олегович**, д.ф.-м.н., профессор, заместитель директора по вопросам прикладной геодинамики и мониторинга ответственных объектов, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия**Лобусев Михаил Александрович**, д.г.-м.н., к.т.н., профессор, профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Лутфуллин Азат Абузарович**, к.т.н., заместитель начальника департамента разработки месторождений, «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия**Мастепанов Алексей Михайлович**, д.э.н., акад. РАЕН, профессор, заведующий центром, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Михайлов Николай Нилович**, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия**Назаров Улугбек Султанович**, д.т.н., АО «O'ZLITINEFTGAZ», Ташкент, Узбекистан**Насыбуллин Арслан Валерьевич**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти, Альметьевск, Россия**Поднек Виталий Эдуардович**, к.ф.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Попов Сергей Николаевич**, д.т.н., заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Пунанова Светлана Александровна**, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Соколов Сергей Юрьевич**, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, заведующий лабораторией геоморфологии и тектоники дна океанов, Геологический институт РАН, Москва, Россия**Степанов Сергей Викторович**, д.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия**Сумин Андрей Михайлович**, к.ю.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Ушакова Александра Сергеевна**, д.т.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия**Шустер Владимир Львович**, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Vol. 16, No. 2, 2025

Scientific online journal
*Actual Problems of Oil and Gas**
Published since 2010

Publication frequency: 4 issues
per year

Founder and publisher: Oil and Gas
Research Institute of the Russian
Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editorial Board:

**Bashkina E.M., Seliverstova M.E.,
Chigarev V.B., Datsko T.G.**

Editorial address:

3 Gubkina Street, Moscow,
119333, Russia
Phone: +7(499)135-71-81,
+7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate:

El No. FS77-67021
from 16 September 2016

An open access journal. No fee for
publication and for peer review.

Site:

<http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Index of
Science Citation. Approved by the
Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4,
1.6.9).

*Previous title – *Georesources,
Geoenergetics, Geopolitics*,
reg. cert. El No. FS77-36038
from 23 April 2009.

Cover design: D.S. Filippova

Editor-in-Chief

Ernest S. Zakirov, Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Director, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Scientific Editor

Dmitry V. Surnachev, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Editorial Board Members

Gaibulla S. Abdullaev, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Geology and Development Department, PETROMARUZ UZBEKISTAN LLC, Tashkent, Uzbekistan

Leyla A. Abukova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Irina V. Andronova, Dr. Sci. (Econ.), Professor, Head of Department, LUKOIL PJSC, Moscow, Russia; Head of Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Marina N. Baganova, Cand. Sci. (Eng.), Academic Secretary, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Oleg Yu. Batalin, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Irina O. Bayuk, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Vasily I. Bogoyavlensky, Corr. Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Aleksandr D. Dziublo, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Anatoly N. Dmitrievsky, Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Research Supervisor, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander N. Drozdov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Professor of the National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; Peoples’ Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Oleg M. Ermilov, Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Eng.), Gazprom Dobycha Nadym LLC, Nadym, Russia

Alexander I. Ermolaev, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Gas and Gas Condensate Field Development and Operation, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Ilya M. Indrupskiy, Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Kazimir V. Kovalenko, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Head of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Mikhail I. Kremenetsky, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Expert in Gazpromneft STC LLC, St. Petersburg, Russia; Professor of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Alexey M. Kouzin, Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Yuri O. Kuzmin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Director for Applied Geodynamics and Monitoring of Critical Facilities, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Mikhail A. Lobusev, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Cand. Sci. (Eng.), Professor, Professor of the Department of General and Petroleum Field Geology, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Azat A. Lutfullin, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of the Field Development Department, Tatneft-Dobycha of Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

Alexey M. Mastepanov, Dr. Sci. (Econ.), Academician of the of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor, Head of Center, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Nikolay N. Mikhailov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Arslan V. Nasybullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Technological University - Higher School of Petroleum, Almeteyevsk, Russia

Ulugbek S. Nazarov, Dr. Sci. (Eng.), O’ZLITINEFTGAZ JSC, Tashkent, Uzbekistan

Vitaly E. Podnek, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey N. Popov, Dr. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Svetlana A. Punanova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey Yu. Sokolov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Head of the Laboratory of Geomorphology and Tectonics of the Ocean Floor, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Sergey V. Stepanov, Dr. Sci. (Eng.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Andrey M. Sumin, Cand. Sci. (Law), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexandra S. Ushakova, Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Vladimir L. Shuster, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

СОДЕРЖАНИЕ

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования коллекторов с низким коэффициентом подвижности 135

Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Анализ особенностей кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах 153

Кротова А.Г., Шпуров И.В. Исследование геолого-геохимических свойств отложений хадумской свиты для выделения перспективных участков освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов 167

Крыганов П.В., Крижова Е.С., Федотов С.Г., Савицкая О.И., Бухаров А.Р. Уточнение геологического строения газовой залежи с помощью гидродинамических исследований скважин 187

Махмутов И.Р., Туренко С.К. Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи 204

Рузанова А.А., Гуляев Д.Н. Оценка компонентного состава пород и содержания твердого органического вещества баженовской свиты для уточнения перспектив ее разработки на анализируемом участке по результатам исследования скважин 221

Смотриков Н.А., Ячменёва Е.А. Сравнительный анализ гидродинамических исследований скважин методами регистрации кривой восстановления давления и индикаторной диаграммы на объектах ПАО «Татнефть» 239

Инновационные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и экстремальных природно-климатических условиях

Тарасова Е.В. Комплексное сопровождение бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями 253

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Гельванов И.Р., Кузнецов В.И. Сравнение алгоритмов прогноза эффективных толщин на примере месторождения Красноленинского нефтегазоносного района 274

Ипатов А.И. Контроль выработки запасов: как нефтяным компаниям обеспечить выполнение новых требований регламентного документа Федерального агентства по недропользованию 287

Инженерные заметки

Беннаджи М.Ш.А., Бердник М.М., Малюков В.П., Хамули Т.К. Эффективность нового силиконового состава для улучшения изоляции в горизонтальных скважинах Куюмбинского месторождения 309

Пономарев А.А., Александров В.М., Корытов В.С., Григорьев Б.В., Галинский К.А., Кудрявцев А.Е. Первые результаты и сравнительный анализ экспериментальных исследований трансформации пустотного пространства черных битуминозных аргиллитов баженовской свиты Салымского месторождения при тепловом и СВЧ-воздействиях 324

CONTENTS

New methods and technologies of studying the geological environment of oil and gas basins

- Iktissanov V.A.** Pressure transient analysis for reservoirs with low mobility coefficient 135
- Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V.** Analysis of the characteristics of pressure stabilization and recovery curves in multibranched horizontal wells 153
- Krotova A.G., Shpurov I.V.** Investigation of geological and geochemical characteristics of the Khadum Formation deposits for identification of promising areas for development of hard-to-recover hydrocarbon reserves 167
- Kryganov P.V., Krizhova E.S., Fedotov S.G., Savitskaya O.I., Bukharov A.R.** Clarifying the geological structure of a gas reservoir using well testing 187
- Makhmutov I.R., Turenko S.K.** Study of distribution patterns of oil- and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov Formation 204
- Ruzanova A.A., Gulyaev D.N.** Assessment of the component composition of rocks and the total organic carbon content of the Bazhenov Formation to clarify the prospects for its development in the analyzed area based on the results of well logging 221
- Smotrikov N.A., Yachmeneva E.A.** Comparative analysis of inflow performance relationship and pressure buildup well testing methods using the evidence from Tatneft's fields 239

Innovative technologies for oil and gas resources exploitation in complicated geological and critical environmental conditions

- Tarasova E.V.** Integrated support for drilling wells with abnormally high formation pressures 253

New technologies and approaches to oil and gas field development

- Gelvanov I.R., Kuznetsov V.I.** Comparison of algorithms for forecasting effective thicknesses: Case study of a field of the Krasnoleninsky oil and gas area 274
- Ipatov A.I.** Inventory production control: How can oil companies ensure compliance with the new requirements of the Federal Agency for Mineral Resources Regulatory Document 287

Notes in engineering

- Bennaji M.S.A., Berdnik M.M., Malyukov V.P., Hamuli T.K.** Effectiveness of a new silicone composition for improving water and gas shutoff in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field 309
- Ponomarev A.A., Alexandrov V.M., Korytov V.S., Grigoriev B.V., Galinsky K.A., Kudryavtsev A.E.** First results and comparative analysis of experimental studies of void space transformation in black bituminous mudstones of the Bazhenov Formation of the Salym field under thermal and microwave effects 324

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276.5.001.5

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

Гидродинамические исследования коллекторов с низким коэффициентом подвижности*

В.А. Иктисанов ✉

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106,
Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, д. 2

Аннотация. *Актуальность.* В связи с ухудшением структуры запасов и рядом негативных факторов, возникающих в процессе разработки месторождений, объектами разработки все чаще становятся низкопроницаемые коллекторы и коллекторы, содержащие высоковязкую нефть. В связи с этим существенно возрастает время выхода логарифмической производной давления на радиальный режим течения, что делает невозможным интерпретацию кривой восстановления давления при приемлемом времени исследований. *Цель работы.* Разработка и обобщение рекомендаций по исследованию скважин, эксплуатирующих коллекторы с низким коэффициентом подвижности. *Материалы и методы.* Для решения поставленной задачи использовались известные и разработанные автором методы интерпретации и проведения гидродинамических исследований. *Результаты.* Показано, что наиболее оптимальными методами являются следующие: снятие кривой откачки вместо снятия кривой восстановления давления, использование моделей потока, предшествующих радиальному потоку, при интерпретации кривых давления для скважин сложной геометрии и уже ставшая традиционной интерпретация длительной кривой изменения давления при использовании манометров, постоянно расположенных на забое скважин. *Выводы.* Предлагаемые методы позволяют уменьшить время запланированных остановок скважин на исследования и соответственно уменьшить потери в добыче нефти при решении задачи определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны.

Ключевые слова: низкая проницаемость, высокая вязкость, кривая восстановления давления, кривая добычи, длительная кривая изменения давления, радиальный поток, фильтрационные параметры, скважины сложной геометрии

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования коллекторов с низким коэффициентом подвижности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 135–152. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Иктисанов Валерий Асхатович, Iktisanov_VA@pers.spmi.ru

© Иктисанов В.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Введение

В связи с ухудшением структуры запасов объектами разработки все чаще становятся низкопроницаемые коллекторы и коллекторы, содержащие высоковязкую нефть¹, которые объединяет низкий коэффициент подвижности – отношение проницаемости пласта к вязкости продукции. Причины существования низкого коэффициента подвижности можно разделить на природные и техногенные. К первым, как это следует из закона Дарси, следует отнести плотные коллекторы низкой и сверхнизкой проницаемости, а также коллекторы, насыщенные высоковязкой нефтью. В общем случае наличие этих факторов приводит к нелинейной фильтрации, обусловленной либо нелинейно-вязкими свойствами нефти в связи с содержанием в ней парафинов, асфальтенов и смол, либо физико-химическим взаимодействием между жидкостью и высокой удельной поверхностью поровых каналов. Нелинейная фильтрация значительно усложняет процесс интерпретации кривых изменения давления – кривых восстановления давления (КВД), кривых откачки, длительных кривых изменения давления (ДКИД).

К техногенным причинам снижения коэффициента подвижности можно отнести:

- разгазирование нефти в призабойной зоне или в пласте, что значительно снижает фазовую проницаемость по нефти [1];

- возможное выпадение асфальтенов и/или парафинов в призабойной зоне и/или пласте в результате изменения термодинамических условий [2–4];

- снижение забойного давления ниже предельно допустимого [5] и др.

Каждый из этих пунктов заслуживает особого внимания, но в основном эти негативные факторы связаны с разработкой месторождений. Для некоторых месторождений при вводе скважины в эксплуатацию, и соответственно изменении естественных температурных условий, происходят процессы кристаллизации парафинов, образования ассоциатов и агрегатов асфальтенов, что приводит к переходу от жидкоподобного состояния в твердоподобное. Эти процессы могут происходить как в стволе скважины, например, для условий Урало-Поволжья, так и в призабойной зоне [2]. Последнее наблюдается для некоторых месторождений Ирана, когда после пуска скважины через некоторое время образуются жесткие связи между агрегатами асфальтенов и дебит скважины снижается до нуля [6]. Считается, что закачка холодной воды также может привести к изменению фазового состояния нефти, резко увеличив ее вязкостные свойства [7].

При значительном снижении давления в соответствии с установкой «снижение забойного давления до нуля» в большинстве случаев вместо прироста наблюдается уменьшение дебитов (рис. 1). Как показали исследования в этом направлении, основная причина данной тенденции связана с возрастанием напряженного состояния коллектора и уменьшением проницаемости. Вторичной причиной, снижающей прирост дебита, но не приводящей к его уменьшению, является известное всем влияние выделившегося газа [8]. Более подробно эти вопросы рассмотрены в монографии [5], посвященной памяти проф. Р.Н. Дияшева – основоположника работ по определению предельно допустимых давлений.

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 17.07.2025)

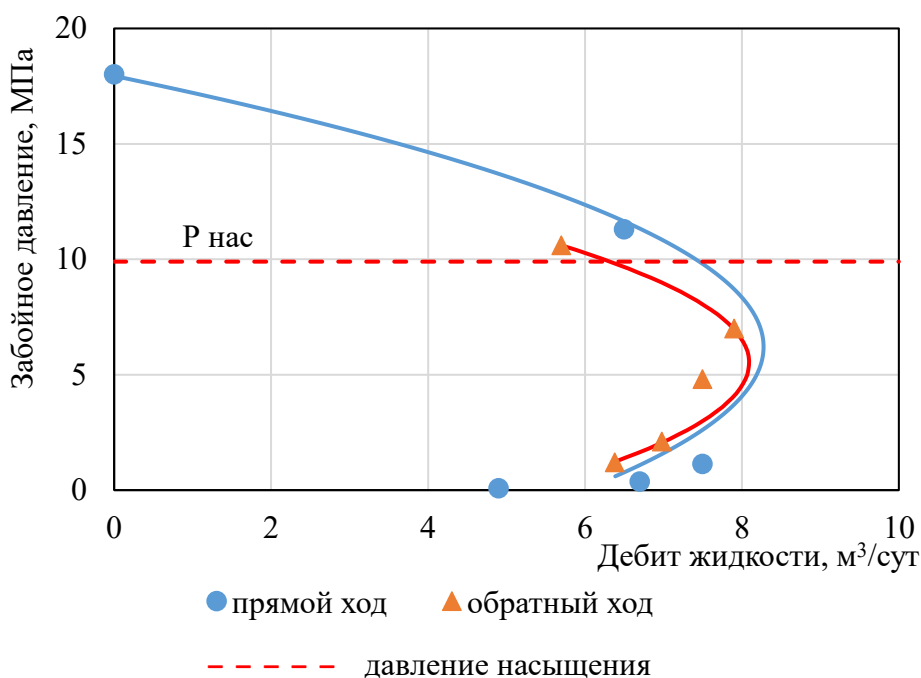


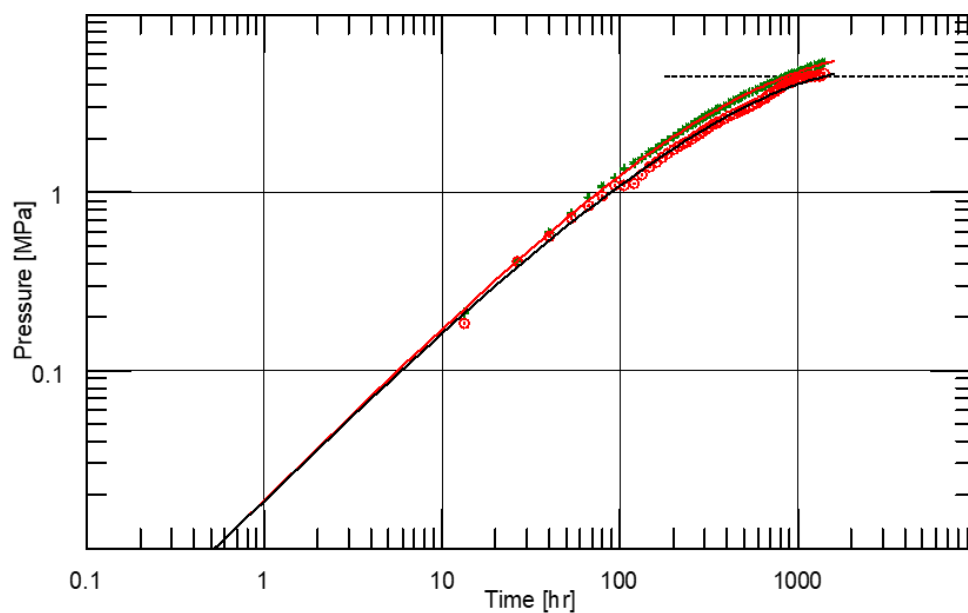
Рис. 1. Индикаторная диаграмма, иллюстрирующая результаты исследования скважины на установившихся режимах при прямом и обратном ходах (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 1. Inflow performance relationship curve illustrating the results of the well test at steady-state conditions during forward and reverse runs (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

Таким образом, существует ряд причин, приводящих к низким фильтрационным параметрам пласта, либо к снижению этих параметров в процессе разработки. В связи с этим существенно возрастает время проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИ), а точнее, время выхода логарифмической производной давления на постоянную величину, характеризующую радиальный поток к скважине, что делает невозможным достоверное определение фильтрационных параметров.

Данный процесс иногда дополнительно усугубляется высоким коэффициентом послепритока (влияния ствола скважины) из-за постепенного поступления газа

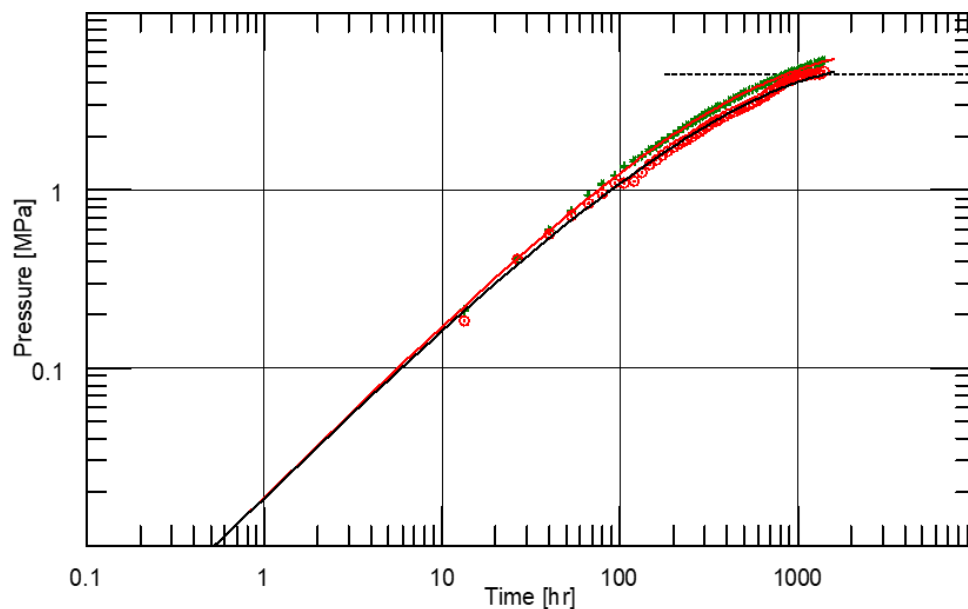
в скважину после ее остановки в случае низких забойных давлений. В частности, для скважин некоторых карбонатных залежей ПАО «Татнефть» коэффициент послепритока, в отличие от традиционных значений порядка $1 \text{ м}^3/\text{МПа}$, достигает нескольких десятков. Все это ведет к тому, что радиальный поток в ряде случаев появляется через несколько десятков дней или месяцев после остановки скважины (рис. 2, 3). Графики кривых восстановления давления, приведенные на рис. 2 и 3, и ряд других рисунков, размещенных в тексте статьи, построены с использованием программного обеспечения компании Карра Engineering.



●●● давление, ●●● производная давления, кривые – расчетные значения

Рис. 2. Билогарифмический график КВД, иллюстрирующий длительное восстановление давления (на примере одной из скважин башкирских отложений)

Fig. 2. Log-log plot of the PBU illustrating the prolonged pressure recovery (evidence from a well of the Bashkir deposits)



●●● давление, ●●● производная давления, кривые – расчетные значения

Рис. 3. Билогарифмический график КВД, иллюстрирующий длительное восстановление давления (на примере одной из скважин верейских отложений)

Fig. 3. Log-log plot of the PBU illustrating the prolonged pressure recovery (evidence from a well of the Vereyskian deposits)

Подтверждением данных тенденций может также служить анализ, выполненный для скважин карбонатных отложений Шегурчинского месторождения, который показал наличие двух максимумов распределения времени достижения радиального потока – 40 и 110 суток.

Естественно, что основная функция скважины – добывать нефть, а не простаивать все время для проведения исследований. В этой связи основной целью данной работы является обобщение рекомендаций по исследованию скважин, эксплуатирующих коллекторы с низким коэффициентом подвижности.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи рассмотрены и проанализированы три наиболее приемлемых метода решения задачи:

1) Снятие кривой откачки, которая обычно имеет гораздо большую продолжительность во времени в сравнении с КВД. При использовании данного подхода отсутствуют потери в добыче нефти.

2) Широко применяемый метод интерпретации длительной кривой изменения давления при помощи программ для интерпретации результатов гидродинамических исследований или программ для анализа добычи. В этом случае длительное время записи давления и дебитов позволяют получить ценную информацию по пласту, которую невозможно получить по отдельной КВД.

3) Применение моделей потока к скважинам сложной геометрии, предшествующим радиальному потоку. Данный подход позволяет на порядок сократить время исследования скважины по КВД. В его основе используются

промежуточные потоки между после-притоком и радиальным потоком для скважин сложной геометрии. Для вертикальных скважин с трещиной промежуточными потоками могут быть линейный, билинейный, эллиптический потоки, для многоствольных скважин – более сложные конфигурации потоков.

Результаты и обсуждение

Использование кривой откачки

Рассмотрим возможные способы решения задачи по снижению времени простоя скважин на исследования. Заметим, что схожая тема обсуждалась на одной из международных конференций в Индонезии – «Исследование скважин в условиях высокой цены на нефть» (2007 г.). Вначале обозначим, почему при исследованиях скважин необходимо достижение радиального потока для производной давления. Прежде всего, это вызвано необходимостью разделения скин-фактора и проницаемости или еще точнее, скин-фактора и коэффициента подвижности. В противном случае для невозстановленных КВД, которые не достигли радиального потока, возникает множество пар «скин-фактор – проницаемость», т. е. возникает множество решений вместо единственного.

Одним из способов решения поставленной задачи является снятие не кривой восстановления давления, а кривой откачки. Время снятия кривой откачки, которую иногда ошибочно называют кривой стабилизации давления или кривой падения давления, ограничивается только временем работы скважины. Данное время всегда больше времени простоя скважины. Заметим, что за этот период времени скважина работает, т. е. выполняет свою основную функцию.

Многие исследователи возражают против данного подхода, аргументируя это тем, что давление и, соответственно, производная давления зашумлены из-за работы насоса. Действительно, этот фактор мешает получению гладкой производной

даже при большом уровне ее сглаживания. Более того, даже газовые скважины, работающие без насоса, имеют больше шумов давления при работе, чем в остановленной скважине (рис. 4), причиной чего является турбулизация потока.

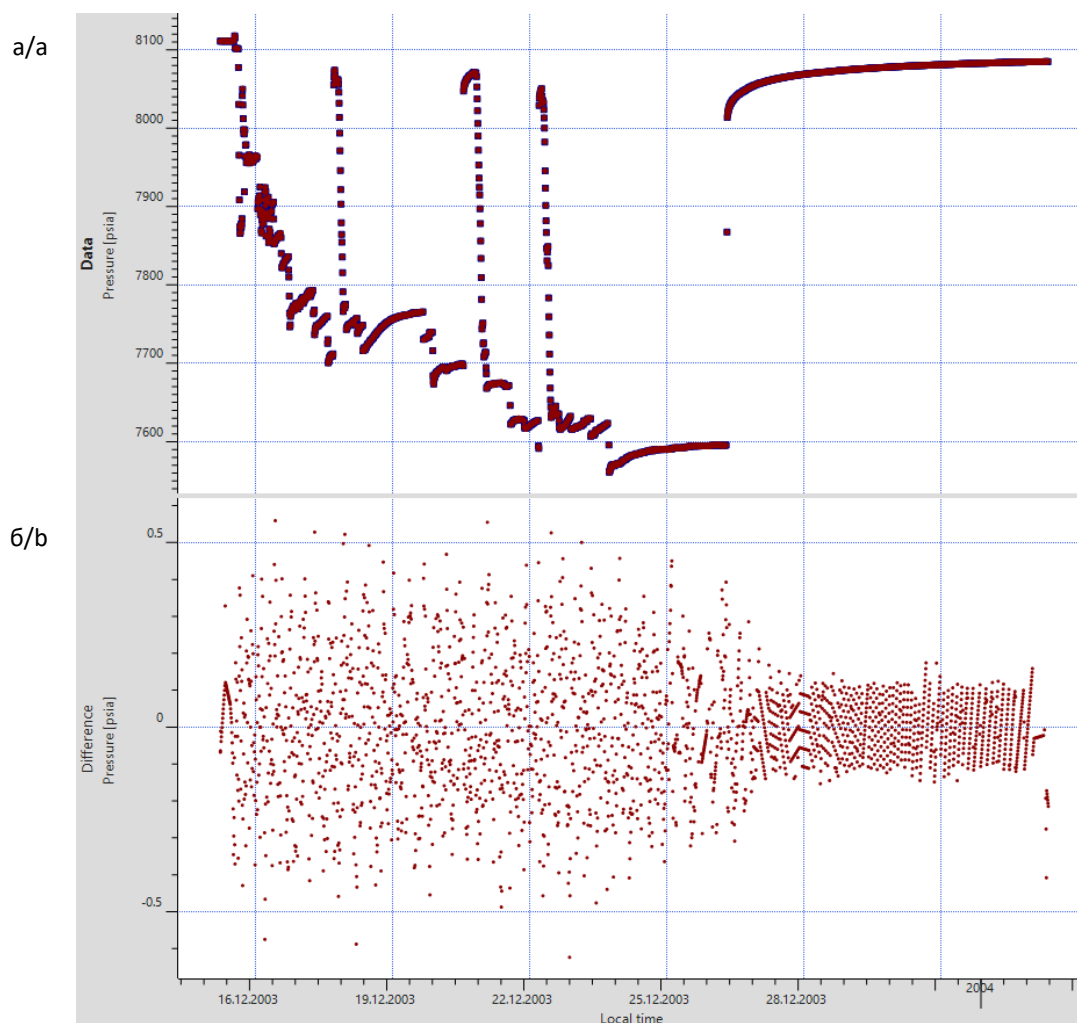


Рис. 4. Графики давления и уровней шумов давления при работе и снятии КВД газовой скважины: а – длительная кривая давления; б – отличия давления при его сглаживании

Fig. 4. Pressure plot and noise level plot during the operation and PBU recovery for a gas well: a – long-term pressure curve; b – differences in pressure at its relief

Источник: адаптировано из учебных материалов компании Kappa Engineering

Source: adapted from training resources by Kappa Engineering

Однако если за приемлемый период времени, например, 2–3 недели простоя для малодебитных скважин, не удалось снять КВД с выходом или стремлением

производной к радиальному потоку, то целесообразней снимать кривую откачки и применять высокий коэффициент сглаживания данных.

В большинстве случаев этот прием позволяет определить проницаемость (подвижность) и соответствующий ей скин-фактор. Для скважин средней и высокой продуктивности данный прием позволяет даже оценить расстояние и

конфигурацию до границ пласта, что неоднократно подтверждалось исследованиями и очень ценно на этапах поиска и разведки.

Пример интерпретации кривой откачки приведен на рис. 5.

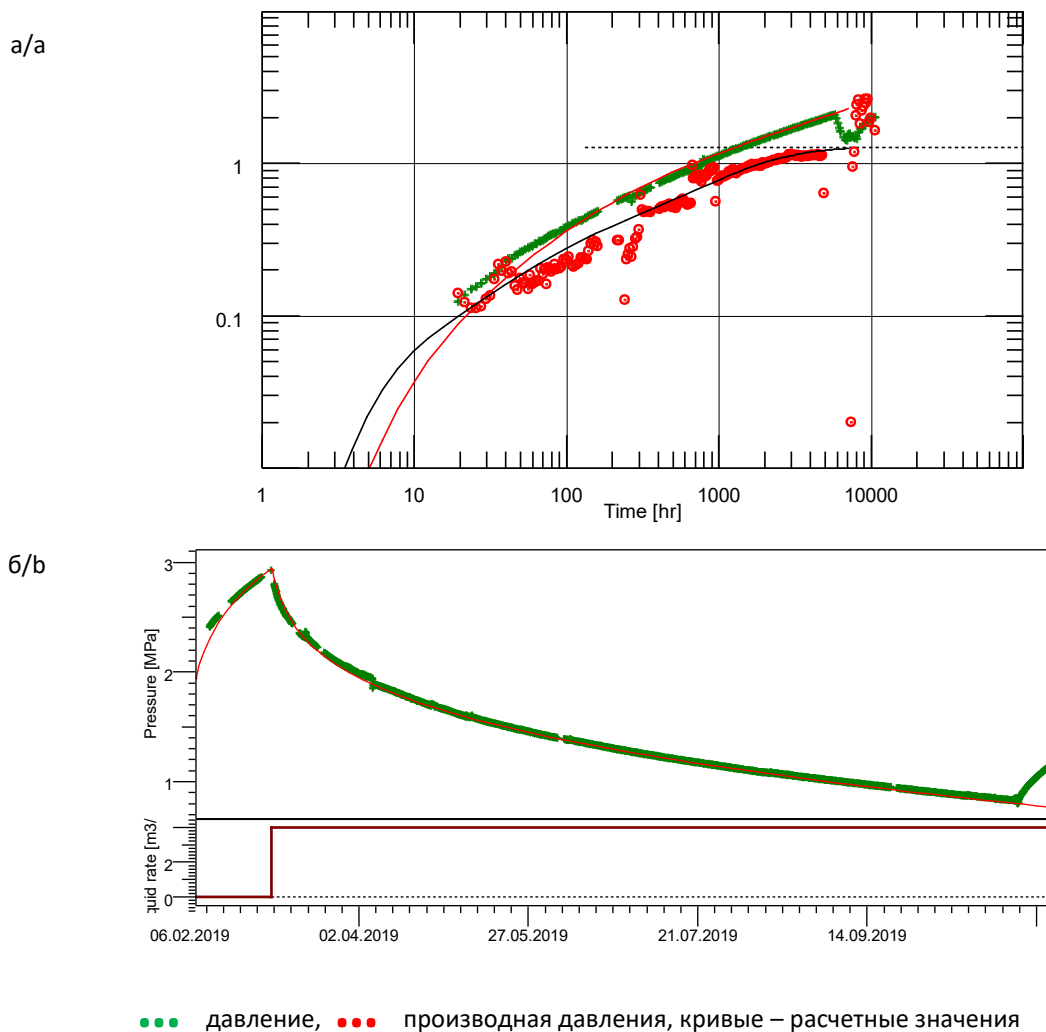


Рис. 5. Интерпретация кривой откачки (на примере одной из скважин турнейских отложений):
а – билогарифмический график; б – график истории

Fig. 5. Interpretation of the drawdown curve (evidence from a well of the Tournai deposits):
a – log-log plot; b – history plot

Для рассматриваемого случая логарифмическая производная давления устремилась к радиальному потоку только через полгода. Причинами столь длительного изменения давления явились:

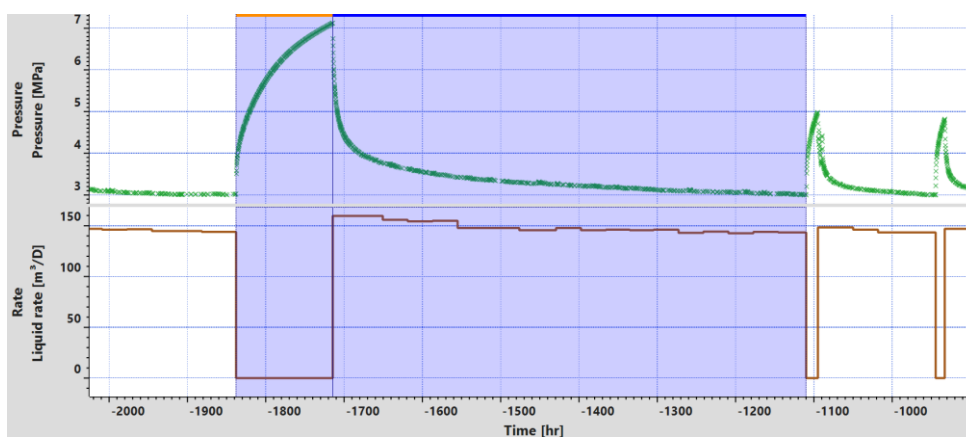
– низкая проницаемость пласта – $1,2 \cdot 10^{-4}$ мкм², в связи с наличием режима растворенного газа;

– высокий коэффициент притока – 70,6 м³/МПа, вызванный постоянным подтоком газа в скважину из призабойной зоны.

Заметим, что для ранних исследований скважин рассматриваемого объекта разработки проницаемость не опускалась ниже $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и восстановление КВД происходило за 2–3 недели. Картина изменилась в худшую сторону после значительного снижения забойного давления в скважинах.

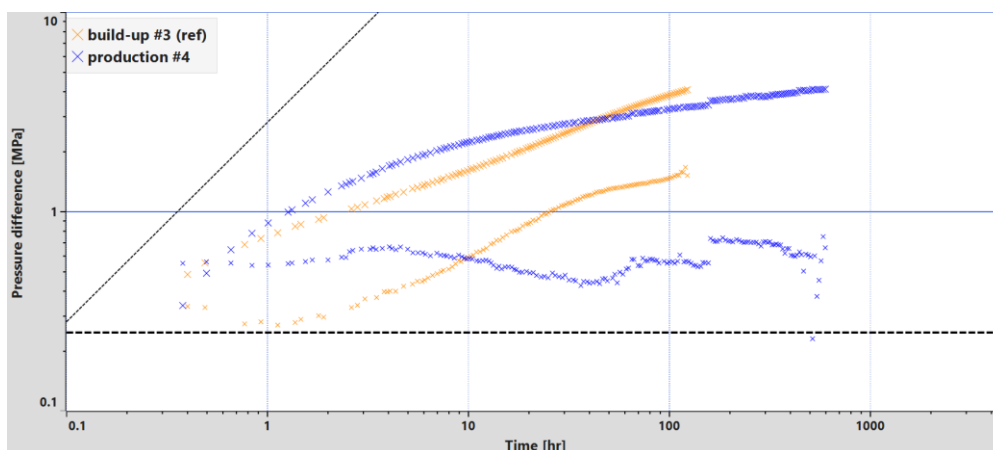
В ряде случаев отмечается примерно одинаковый радиальный поток по КВД и по кривой откачки, что является свидетельством

соблюдения линейного закона фильтрации. Но часто встречаются случаи, когда радиальный поток, определенный двумя способами, и, соответственно, коэффициент подвижности, явно различаются, что, по-видимому, объясняется проявлением нелинейной фильтрации. Графики КВД и кривой откачки, приведенные на рис. 6, иллюстрируют сложности выделения единственного радиального потока в этом случае.



●●● давление, ——— дебит

а/а



●●● давление и производная для кривой откачки, ●●● давление и производная для КВД

б/б

Рис. 6. Различия давлений и их производных для КВД и кривой откачки (на примере одной из скважин бобриковско-радаевских отложений): а – график истории; б – билогарифмический график

Fig. 6. Differences in pressures and their derivatives for PBU and the drawdown curves (evidence from a well of the Bobrikovian–Radaevian deposits): а – history plot; б – log–log plot

Данная тема требует отдельного изучения, частично эти вопросы рассмотрены в монографии [5]. Тем не менее, использование кривой откачки позволяет решить проблему определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов, содержащих высоковязкую нефть. Причем кривую откачки можно получать не только при помощи глубинных манометров, но и приближенно с использованием стационарных эхолотов. Желательным элементом является отметка в базах данных, что фильтрационные параметры получены по кривой откачки.

Интерпретация длительной кривой изменения давления

Другим способом, позволяющим получить информацию о пласте, является

интерпретация длительной кривой изменения давления². Причем интерпретацию ДКИД можно выполнять как в программах для интерпретации результатов гидродинамических исследований, так и в программах по анализу добычи (рис. 7, 8), как с применением метода деконволюции, так и без нее, используя все данные по давлениям и дебитам. Данная тема довольно широко рассмотрена различными авторами, начиная с основополагающей работы М.М. Левитана [9], в связи с чем нет особого смысла останавливаться на ней подробно. Подчеркнем только, что наличие длительного времени записи давления и дебитов позволяют получить ценную информацию по пласту, которую невозможно получить интерпретацией отдельной КВД.

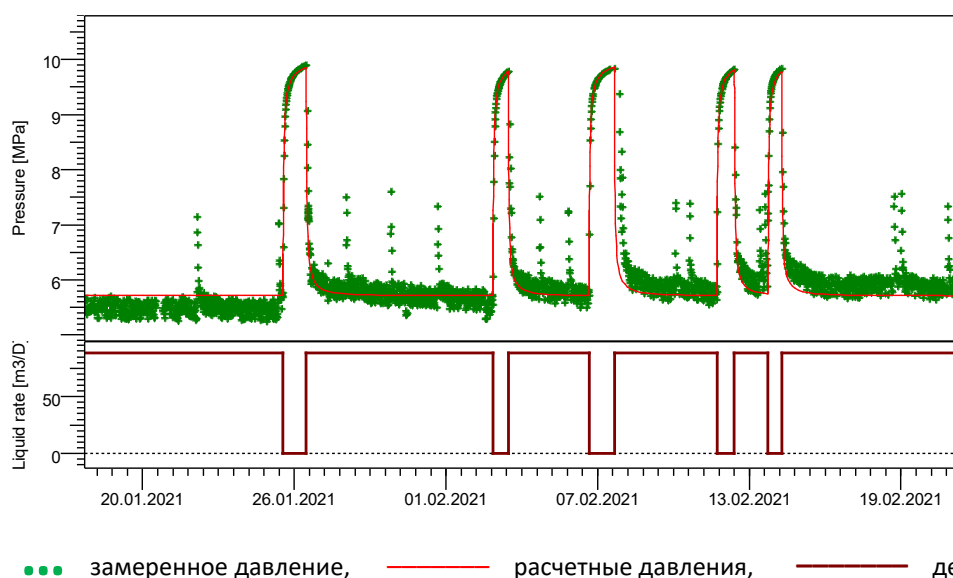


Рис. 7. Интерпретация ДКИД по программе интерпретации результатов гидродинамических исследований (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 7. Interpretation of long-term pressure according to pressure transient analysis program (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

² Шипилова К.Ф. Интерпретация длительных кривых изменения давления: преимущества, вспомогательные средства // Труды молодых ученых института «ТатНИПИнефть», 2011. URL: https://tatnipi.tatneft.ru/storage/block_editor/files/ca93bb1baa4ee8e40194c0a76d341cb2f1951f34.pdf (дата обращения: 17.07.2025).

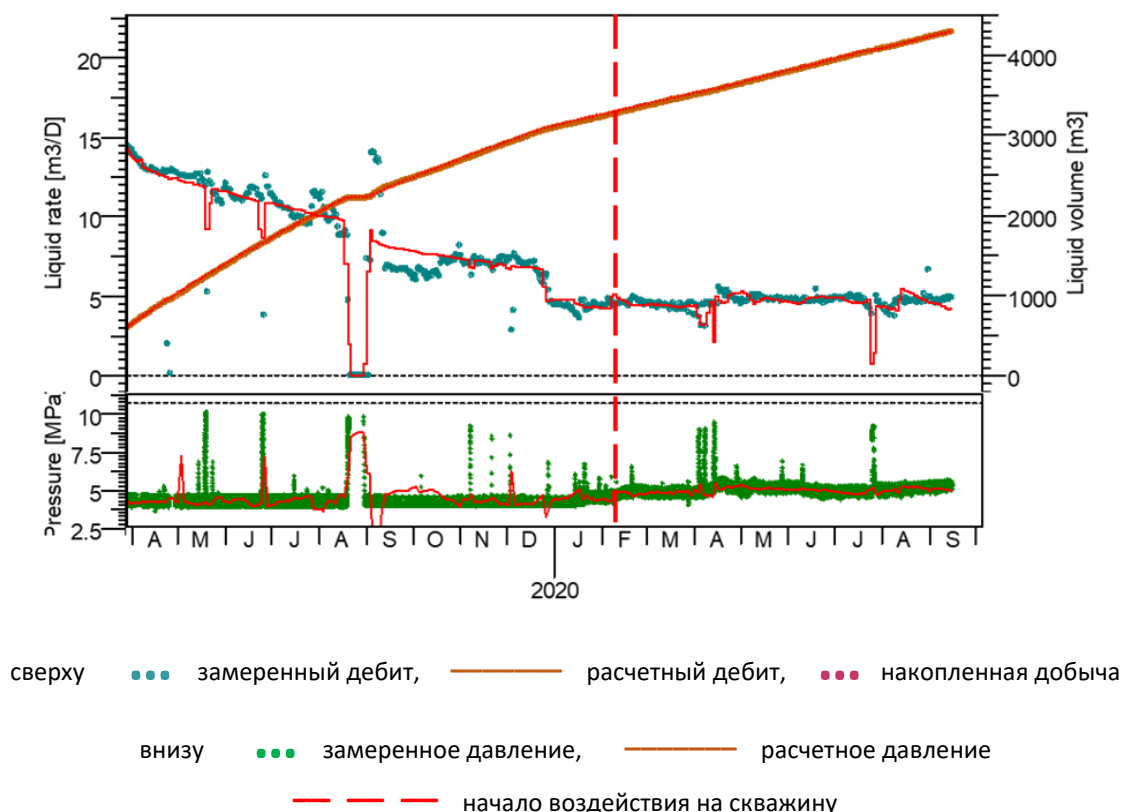


Рис. 8. Интерпретация ДКИД по программе для анализа добычи (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 8. Interpretation of long-term pressure according to rate transient analysis program (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

Использование типов потока, предшествующих радиальному потоку для скважин сложной геометрии

Другим, на первый взгляд «крамольным» методом интерпретации кривых давления и дебитов для коллекторов с низким коэффициентом подвижности является использование типов потока, предшествующих радиальному потоку.

В сравнении с вертикальными скважинами для скважин сложной геометрии (вертикальные с трещиной или трещинами, горизонтальные, горизонтальные с множественными трещинами, многоствольные скважины и др.) время

достижения радиального потока чрезвычайно велико. Данная проблема дополнительно усугубляется тем, что именно скважины сложной геометрии применяются для разработки коллекторов с низкой и сверхнизкой проницаемостью [10–12], в том числе с учетом гидро-разрыва пласта [13, 14]. В этом случае время достижения радиального потока еще более возрастает и может достигать для горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта, пробуренных в сланцах, нескольких тысяч лет. Естественно, что никто не будет, да и не сможет снимать ни КВД, ни кривую откачки в течение такого периода времени.

Возникшее противоречие можно разрешить следующим образом. Для этого следует обратить внимание на то, что для скважин сложной геометрии между послепритоком и радиальным потоком имеют место промежуточные потоки, в отличие от вертикальных скважин, где радиальный поток следует сразу за послепритоком. Например, считается, что для ГС или вертикальной скважины с проходящей через нее трещиной, существует линейный поток, характеризующийся в билогарифмических координатах углом наклона для давления и производной, равным $1/2$. В действительности, вместо линейного или плоско-параллельного потока существует эллипти-

ческий поток, так как концы трещины или ГС имеют наибольшую плотность притока. Более подробно данный вопрос рассмотрен в работах [15, 16]. Для горизонтальной скважины с трещинами или для многоствольных скважин естественно будет наблюдаться иной, более сложный поток (рис. 9). Но в целом, применяя уравнения для описания этих типов потока, можно определить фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны без достижения радиального потока, которое, как уже отмечалось, наступает при очень большом времени исследования. Данный прием рекомендуется использовать только для скважин со сложной конфигурацией стволов, исключая вертикальные скважины.

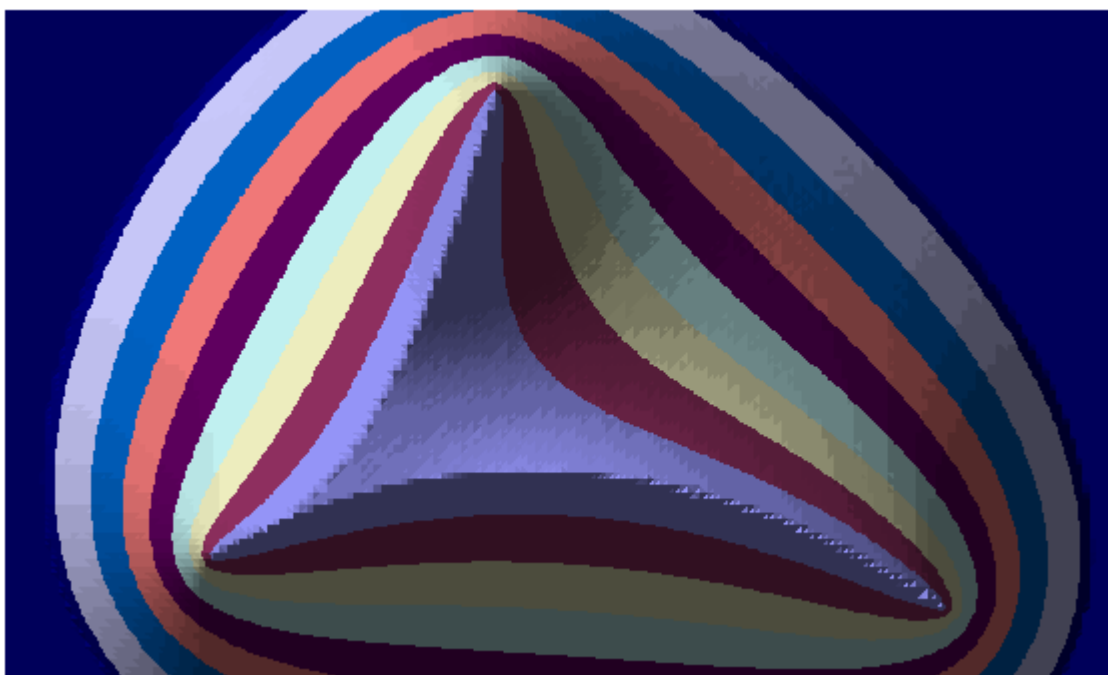
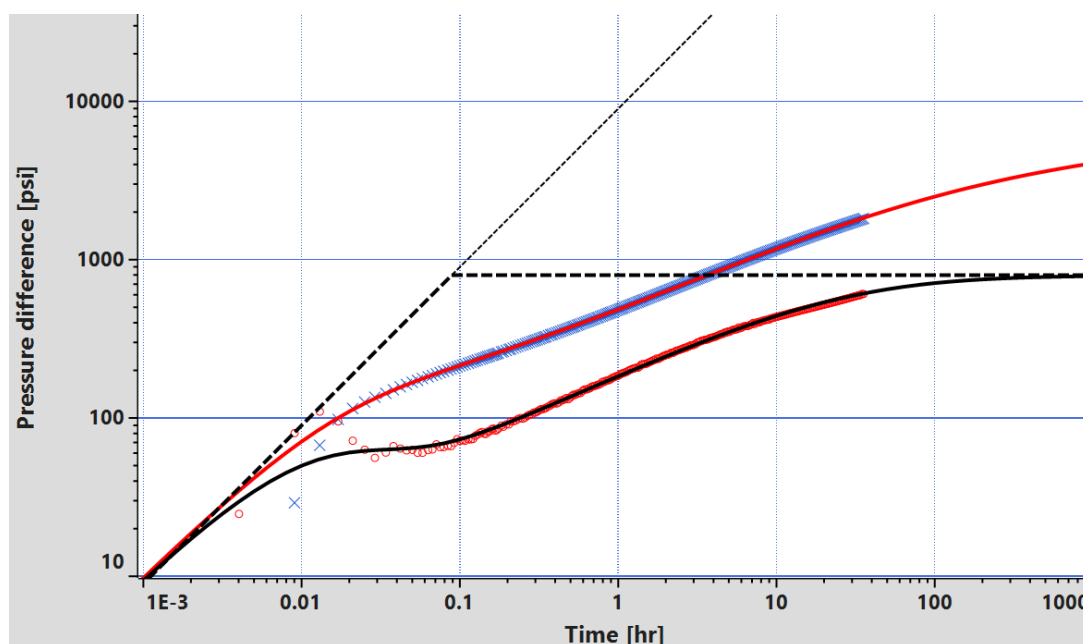


Рис. 9. Пример изобар для двуствольной скважины

Fig. 9. Example of isobar for a dual-lateral well

Для вертикальных и горизонтальных скважин с трещиной или трещинами этот прием не является новым и используется специалистами при подборе

модели без наличия «полочки» постоянной производной давления, характеризующей наступление радиального потока (рис. 10).



●●● давление, ●●● производная давления, — расчетное давление, — расчетная производная
 — — — — — горизонтальная – радиальный поток,
 — — — — — с единичным наклоном – влияние ствола скважины

Рис. 10. Билогарифмический график КВД без достижения радиального потока (на примере вертикальной скважины с трещиной)

Fig. 10. Log-log plot of PBU without achieving radial flow (evidence from a vertical well with a fracture)

Источник: адаптировано из учебных материалов компании Kappa Engineering

Source: adapted from training resources by Kappa Engineering

К новому можно отнести предложенное ранее обобщение описания этого промежуточного потока для скважин с самой различной конфигурацией стволов и заканчивания скважин при помощи набора сфер (рис. 11). Для этого решается система n уравнений с n неизвестными, описывающая сферический поток с учетом взаимодействия сфер-узлов [16]. Основная сложность решения этой системы уравнений заключается в необходимости суммирования от $-\infty$ до $+\infty$ для моделирования непроницаемых кровли и подошвы.

Однако данная проблема решается заданием некоторой точности поиска искомых сумм. Система уравнений решается при помощи итераций. Данный подход позволяет описать различные сложные типы потоков, предшествующие радиальному. Угол наклона производной в билогарифмических координатах для рассматриваемого типа потока может быть различным и определяется типом скважины, коэффициентом анизотропии, временем исследования и другими факторами.

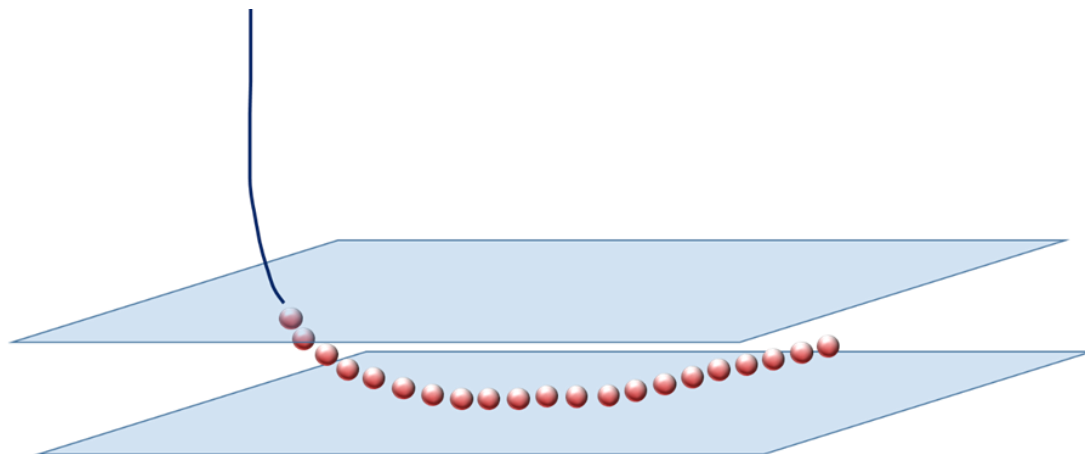


Рис. 11. Пример моделирования ствола скважины набором сфер-узлов между кровлей и подошвой пласта

Fig. 11. Example of modeling the wellbore with a set of sphere nodes between the roof and the base of the formation

Предлагаемый прием позволяет на порядок и более сократить время исследования скважины, но требует определенного мастерства интерпретатора при поиске решения обратной задачи. Закономерным образом точность определения фильтрационных параметров несколько снижается за счет выхода расчетной кривой за пределы исследуемого интервала времени, но как показала практика, в целом снижение точности не является критичным.

Таким образом, третьим вариантом решения задачи интерпретации результатов гидродинамических исследований для коллекторов с низким коэффициентом подвижности является применение моделей для скважин сложной геометрии, которые позволяют описать кривые еще до появления радиального потока. Для горизонтальных скважин и вертикальных скважин с трещиной достаточно известных традиционных моделей. Для более сложных скважин можно использовать апробированный ранее алгоритм моделирования ствола или

стволов скважины набором сфер-узлов. Для вертикальных скважин, в связи с отсутствием переходных режимов между послепритоком и радиальным потоком, данный способ не применим.

Заключение

Для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов с высоковязкой нефтью время остановки скважин на исследования существенно возрастает. Задача осложняется тем, что для скважин сложной геометрии (вертикальные с трещиной или трещинами, горизонтальные, горизонтальные с множественными трещинами, многоствольные скважины и др.) радиальной поток достигается при большом времени исследования даже для традиционных коллекторов, но именно эти скважины в основном используются для разработки коллекторов с малым коэффициентом подвижности. В результате становится невозможным применение традиционных методов гидродинамических исследования скважин и интерпретации результатов.

В связи с этим выполнено обобщение различных методов решения задачи по определению фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны для коллекторов с низким коэффициентом подвижности. Рекомендуется использование следующих подходов:

- снятие кривой откачки, которая обычно имеет гораздо большую продолжительность по времени в сравнении с КВД;
- интерпретация длительной кривой изменения давления (ДКИД);

– применение моделей потока, предшествующих радиальному потоку, для скважин сложной геометрии.

Рассмотрены возможности, преимущества и недостатки каждого их методов. Предлагаемые методы позволяют уменьшить время запланированных остановок скважин на исследования и соответственно уменьшить потери в добыче нефти при решении задачи определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны.

Вклад автора

В.А. Иктисанов – концептуализация, администрирование данных, методология, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Саломатин Е.Н., Филипп А.А., Шульга Р.С. Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях // Нефтяная провинция. 2023. № 1(33). С. 1–15. <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>
2. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В., Нгуен Ван Тханг. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы интенсивности их формирований // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 4. С. 103–116. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/4/3940>
3. Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Чеканцева Л.В. Влияние термообработки на структурно-реологические свойства высокопарафинистой нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 12. С. 18–28. <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/12/4758>
4. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю., Фесан А.А. Изменение реологических свойств высоковязкой структурированной нефти при ультразвуковой обработке // Ученые записки физического факультета Московского университета. 2014. № 6. С. 146315-1–146315-5.
5. Иктисанов В.А. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений: оптимизация добычи нефти регулированием забойных давлений. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2024. 252 с.
6. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Thermophysical properties and phase-behaviour of asphaltene-containing petroleum fluids // Fluid Phase Equilibria. 2003. Vol. 212, No. 1–2. P. 269–278. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(03\)00267-X](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(03)00267-X)

7. *Непримеров Н.Н.* Как природа обеспечивает КИН=100% // Георесурсы. 2000. № 1(2). С. 59.
8. *Vogel J.V.* Inflow performance relationships for solution gas drive wells // Journal of Petroleum Technology. 1968. Vol. 20, No. 1. P. 83–92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>
9. *Levitani M.M.* Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 113–121. <https://doi.org/10.2118/84290-PA>
10. *Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я.* Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 1(34). С. 40–43.
11. *Li J., Wang K., Su S. et al.* Well-test interpretation model of water-injection well in a low-permeability reservoir and its application // Energies. 2024. Vol. 17, No. 22. P. 5663. <https://doi.org/10.3390/en17225663>
12. *Zhang H., Cheng J., Zhang X. et al.* An evaluation of the applicability of the steady-state productivity approach for horizontal wells in low-permeability heterogeneous gas reservoirs // Processes. 2025. Vol. 13, No. 1. P. 173. <https://doi.org/10.3390/pr13010173>
13. *Майков Д.Н., Исупов С.В., Макаров С.С.* Расчетная модель вертикальной скважины с трещиной автоматического гидравлического разрыва пласта для интерпретации параметров при гидродинамических исследованиях скважин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. 2025. Т. 29, № 1. С. 92–109. <https://doi.org/10.14498/vsgtu2080>
14. *Копейкин Р.Р., Абдуллин Р.Ф., Калинин С.А. и др.* Моделирование гидродинамических исследований скважин с учетом автоГРП в рядной системе разработки // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
15. *Иктисанов В.А.* Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. Казань: Плутон, 2007. 123 с.
16. *Иктисанов В.А.* Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 305–312. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Информация об авторе

Валерий Асхатович Иктисанов – д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 3873-9777, <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

Поступила в редакцию 24.04.2025

Принята к публикации 11.07.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

Pressure transient analysis for reservoirs with low mobility coefficient*

Valery A. Iktissanov ✉

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 2 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia

Abstract. *Background.* Low-permeability reservoirs and reservoirs containing high-viscosity oil are increasingly becoming objects of development due to the deterioration of the reserve structure and a number of negative factors. As a result, the time for the logarithmic derivative of pressure to reach radial flow conditions significantly increases, making it impossible to interpret the pressure buildup curve within an acceptable research time. *Objective.* To develop and summarize recommendations for the pressure transient analysis in reservoirs with low mobility coefficients. *Materials and methods.* To solve the set task, known and author-developed methods of interpretation and hydrodynamic research were used. *Results.* It is shown that the most optimal methods are the following: the drawdown curve instead of pressure buildup curve, the usage of flow models preceding radial flow when interpreting pressure curves for wells with complex geometry and the already traditional interpretation of long-term pressure data using pressure downhole gauges. *Conclusions.* The proposed methods allow for a reduction in the scheduled shutdown time of well during well test and consequently reduce losses in oil production when solving the problem of determining the filtration parameters of the reservoir and the near-wellbore zone.

Keywords: low permeability, high viscosity, pressure buildup curve, production curve, long-term pressure curve, radial flow, filtration parameters, wells of complex geometry

Funding: the work received no funding.

For citation: Iktissanov V.A. Pressure transient analysis for reservoirs with low mobility coefficient. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 135–152. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Valery A. Iktissanov, Iktissanov_VA@pers.spmi.ru

© Iktissanov V.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Valery A. Iktissanov – conceptualization, data curation, methodology, investigation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Salomatina E.N., Philipp A.A., Shulga R.S. Determination of relative permeability and capillary pressure by centrifuge experiments. *Neftyanaya provintsiya*. 2023. No. 1(33). P. 1–15. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>
2. Korobov G.Yu., Parfenov D.V., Nguen Van Thang. Mechanisms of the formation of asphalt-resin and paraffin deposits and factors influencing their intensity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023. Vol. 334, No. 4. P. 103–116. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/4/3940>
3. Yudina N.V., Loskutova Yu.V., Chekantseva L.V. Heat treatment impact on structural-rheological properties of high-paraffin oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2024. Vol. 335, No. 12. P. 18–28. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/12/4758>
4. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Fesan A.A. The change of rheological properties of high viscosity of the structured oil when ultrasonic processing. *Uchenye zapiski fizicheskogo fakulteta Moskovskogo universiteta*. 2014. No. 6. P. 146315-1–146315-5. (In Russ.).
5. Iktissanov V.A. *Control and Regulation of Oil Field Development: Oil Production Optimization by Downhole Pressure Control*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2024. 252 p. (In Russ.).
6. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Thermophysical properties and phase-behaviour of asphaltene-containing petroleum fluids. *Fluid Phase Equilibria*. 2003. Vol. 212, No. 1–2. P. 269–278. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(03\)00267-X](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(03)00267-X)
7. Neprimerov N.N. How nature provides oil recovery factor=100%. *Georesursy*. 2000. No. 1(2). P. 59. (In Russ.).
8. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1968. Vol. 20, No. 1. P. 83–92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>
9. Levitan M.M. Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 113–121. <https://doi.org/10.2118/84290-PA>
10. Davletova A.R., Bikbulatova G.R., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. Geomechanical simulation of hydraulic fractures growth direction and trajectory in the low permeability reservoirs development. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO NK Rosneft'*. 2014. No. 1(34). P. 40–43. (In Russ.).
11. Li J., Wang K., Su S. et al. Well-test interpretation model of water-injection well in a low-permeability reservoir and its application. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 22. P. 5663. <https://doi.org/10.3390/en17225663>

12. Zhang H., Cheng J., Zhang X. et al. An evaluation of the applicability of the steady-state productivity approach for horizontal wells in low-permeability heterogeneous gas reservoirs. *Processes*. 2025. Vol. 13, No. 1. P. 173. <https://doi.org/10.3390/pr13010173>
13. Maykov D.N., Isupov S.V., Makarov S.S. A computational model of a vertical well with waterflooding fracturing for pressure transient analysis. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya fiziko-matematicheskie nauki*. 2025. Vol. 29, No. 1. P. 92–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.14498/vsgtu2080>
14. Kopeykin R.R., Abdullin R.F., Kalinin S.A. et al. Well test simulation accounting induced fracture in a linear development system. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 12. P. 30–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
15. Iktissanov V.A. *Well Testing and Modeling of Multilateral Horizontal Wells*. Kazan: Pluton, 2007. 123 p. (In Russ.).
16. Iktissanov V.A. Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 243. P. 305–312. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Information about the author

Valery A. Iktissanov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktissanov_va@pers.spmi.ru

Received 24 April 2025

Accepted 11 July 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Анализ особенностей кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах*

А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина² ✉

1 – ООО «Научно-производственное объединение «ИНТЭК», Россия, 625000, Тюмень, ул. Ленина, д. 76, корп. 1

2 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 41

Аннотация. *Актуальность.* В статье рассматриваются результаты анализа кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах. Зафиксировано, что диагностические графики производной забойного давления в таких скважинах осложнены участками V-образной формы. Подобная специфика изменения фактических замеров требует обязательного учета при их последующей интерпретации. *Цель работы.* Идентификация обстоятельств, обуславливающих наличие участков V-образной формы на диагностических графиках производной забойного давления. *Материалы и методы.* В качестве основных инструментов анализа исходной информации использовались способы ее систематизации и обобщения, а также приемы обработки методами математической статистики и численного моделирования, в том числе с применением программного обеспечения KAPPA Workstation версии 5.40. *Результаты.* Определено, что количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных отводов от основного горизонтального ствола, а расстояние между ними контролируется длиной между врезками боковых ответвлений. Произведена оценка возможности математического описания наличия таких участков с помощью доступных аналитических моделей «Fishbone» и «Multi-branch». *Выводы.* Выполненные вычисления показывают, что данные модели при имеющемся перечне активированных функциональных опций не обеспечивают приемлемого соответствия расчетных и действительных графиков стабилизации и восстановления давления, так как детально не отражают особенности реальных измерений. В качестве альтернативы представлена численная модель воспроизведения динамики забойного давления в остановленных и закрытых многозабойных горизонтальных скважинах. Сопоставление записанных глубинным прибором и модельных кривых показало адекватность созданных цифровых аналогов отклика давления, что может быть использовано для разработки алгоритмов оценки свойств коллектора.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Кузьмина Татьяна Валерьевна, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

© Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: скважина, пласт, коллектор, отклик давления, основной ствол, боковой ствол, дебит, приток, флюид, гидродинамические исследования

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Анализ особенностей кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 153–166. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Введение

На сегодняшний день в нефтегазопромысловой практике отмечается все большее применение скважин со сложным профилем окончания, в частности многозабойных горизонтальных, представляющих собой скважины, состоящие из основного горизонтального ствола (ОГС), из которого в пределах продуктивного горизонта пробурен один или несколько боковых отводов (БО). Считается, что преимуществом такого конструктивного решения является существенное приращение площади дренажа за счет увеличения поверхности контакта между стволами скважины и коллектором, что обеспечивает большую производительность по сравнению с вертикальной, наклонной или горизонтальной направленностью забоя [1–3]. Отмеченный факт служит одним из аргументов при обосновании выбора многозабойной горизонтальной скважины (МЗГС) для разбуривания объекта добычи углеводородного сырья [4–6].

Специфичность пространственного расположения в пласте БО и ОГС по отношению друг к другу, а также к кровле и подошве залежи в совокупности с такими факторами, как различие их линейных размеров (диаметров и длин), отличие интенсивностей притоков поступающих в них флюидов, неодинаковость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых ими интервалов

вносит определенную неординарность в распределение поля давления в непосредственной близости от пробуренных стволов в период отбора [7, 8]. Данное обстоятельство приводит к проявлению нехарактерных реакций отклика давления на изменение состояния системы «забой–пласт», которые визуализируются в формате нетипичных участков на диагностических графиках кривых стабилизации или восстановления давления (КСД, КВД). Подобная особенность регистрируемых кривых должна учитываться в процедуре их интерпретации и поэтому требует всестороннего анализа и описания, что представляется весьма актуальным.

Целью работы является идентификация обстоятельств, обуславливающих наличие участков V-образной формы на диагностических графиках производной забойного давления, так как выявленная специфика изменения фактических замеров предполагает обязательный учет при их последующей камеральной обработке.

Материалы и методы

В качестве основных инструментов анализа исходной информации использовались способы ее систематизации и обобщения, а также приемы обработки методами математической статистики и численного моделирования, в том числе с применением программного обеспечения KAPPA Workstation версии 5.40.

Объект исследования

Объектом изучения являются результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методами КСД, КВД, проведенных в многозабойных горизонтальных скважинах нефтяного пласта одного из месторождений ЯНАО.

Начальное пластовое давление в залежи равно 30 МПа при температуре 81,6 °С, нефтенасыщенные толщины изменяются от 9 до 30 м, проницаемость варьирует в диапазоне от 1 до 100 мД,

вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,64 мПа·с.

Скважины с многозабойной конфигурацией окончания составляют 93% от добывающего фонда. При этом на профили забоев с двумя боковыми отводами приходится 85%. Остальную часть представляют скважины, выполненные с одним, тремя, четырьмя ответвлениями, а также горизонтальные. Типовая принципиальная схема окончания МЗГС для рассматриваемых горно-геологических условий [9] демонстрируется на рис. 1.

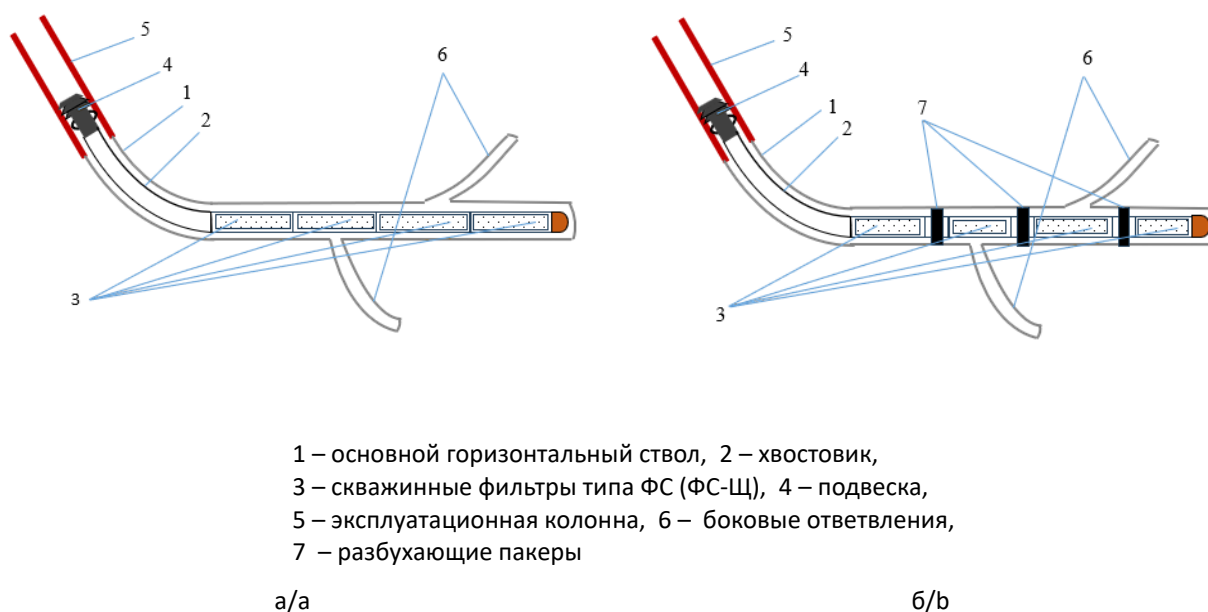


Рис. 1. Типовая принципиальная схема окончания
многозабойной горизонтальной скважины:
а – без разбухающих пакеров; б – с разбухающими пакерами

Fig. 1. Typical schematic diagram of a multibranched horizontal well:
a – without swell packers; b – with swell packers

В основном горизонтальном стволе (1) размещен хвостовик (2) со скважинными фильтрами (3) с сетчатыми или щелевыми фильтрующими элементами – типа ФС (ФС-Щ) в заданных интервалах, соединенный через подвеску (4) с эксплуатационной колонной (5). Боковые

ответвления (6) являются не обсаженными (см. рис. 1а). Бурение ОГС выполнено долотом большего диаметра, чем БО. При необходимости в конструкции могут быть предусмотрены разбухающие в водонефтяной среде пакеры [10] (7), см. рис. 1б.

Первичные ГДИС (до ввода скважин в эксплуатацию) на стационарных и нестационарных режимах выполнены практически на всем добывающем фонде. Охват отбирающих нефть из недр скважин текущими исследованиями составляет 98% при периодичности два раза в год. По ряду скважин реализовано комплексирование ГДИС и промысловых геофизических исследований (ПГИ), причем как однократное, так и повторяющееся в процессе разработки. Всего с начала промышленного отбора пластового флюида из залежи на ней проведено 606 исследований на нестационарных режимах фильтрации, в том числе 481 в формате КВД и 125 КСД соответственно.

Из результатов интерпретации ПГИ использовались заключения о локациях интервалов притока флюида в ствол скважины и соответствующих им величинах интенсивности этого притока.

Результаты и обсуждение

Систематизация и анализ исходных материалов

Зафиксированные КВД, КСД для последующего изучения отображались как в координатах « $P_{\text{заб}}-L_{\text{пл}}$ », так и двойном логарифмическом масштабе в виде диагностического графика изменения производной $\Delta P'_{\text{заб}}$ во времени t , где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, t – время регистрации исследования. С целью минимизации влияния на конечный результат искажающих факторов из общего массива данных исключались кривые, осложненные побочными эффектами, такими как недостаточная продолжительность записи, сегрегация фаз в лифтовом подъемнике, присутствие зашумленности замеров $P_{\text{заб}}$, негерметичность запорной арматуры и т. п.

Последующий анализ позволил выявить следующее.

1. Установлено, что на диагностических графиках производной давления присутствуют участки V-образной формы.

2. Линейные характеристики (ширина (размах), «глубина») таких участков и их соотношение между собой могут быть различными, в силу чего визуальная выраженность V-образной формы в масштабе графического поля представляется как явно, так и неявно распознаваемыми точечными диаграммными образами.

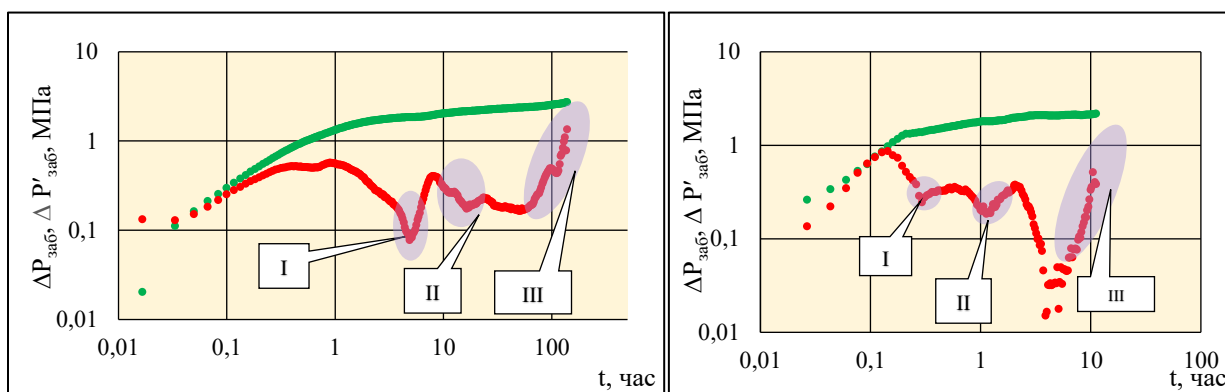
3. Для условий одной и той же скважины линейные характеристики участков могут изменяться во времени как в большую, так и меньшую сторону;

4. На ряде диагностических кривых после проявления V-образных участков зафиксировано линейное изменение $\Delta P'_{\text{заб}}$ с уклоном прямой линии, большим 0,5. Наиболее показательные результаты приведены на рис. 2.

Заметим, что для горизонтальных скважин аналогичные эффекты не обнаружены.

Выявленные особенности КСД и КВД в МЗГС для объяснения их физической основы и последующего математического описания требуют идентификации процессов, обуславливающих такое поведение отклика давления.

В связи с этим было рассмотрено возможное влияние на КСД, КВД в МЗГС ряда природных и технологических факторов. К первым были отнесены такие показатели, как структура внутрипорового пространства коллектора, наличие природных экранов. Ко вторым, помимо процессов фазовых превращений в насосно-компрессорных трубах, которые были учтены на начальном этапе обработки исходных данных, причислялись сведения о технических осложнениях, авариях, влиянии работы соседних скважин, конструктивных особенностях забоя.



I, II – V-образные участки, III – поздний линейный режим течения с уклоном более 0,5

● $\Delta P_{\text{заб}}$ – фактические замеры забойного давления

● $\Delta P'_{\text{заб}}$ – фактическая производная забойного давления

а/а

б/б

Рис. 2. Наиболее характерные формы диагностических кривых:

а – КВД скважины А; б – КСД скважины Б

Fig. 2. The most characteristic forms of diagnostic curves:

а – pressure recovery curve of well A; б – pressure stabilization curve of well B

Анализ интерпретации 3D сейсмо-разведки и методов скважинной геофизики (геофизические исследования скважин), лабораторных исследований кернового материала позволяет утверждать, что основания для утверждения о том, что на изучаемой залежи присутствуют тектонические осложнения и наличие двойной пористой среды отсутствуют.

Аварии и технические проблемы были зафиксированы и подтверждены документально на единичных скважинах и поэтому не могут рассматриваться в качестве причин массового (на значительном количестве скважин) проявления анализируемого явления.

Интерференция близ расположенных скважин тоже не может быть принята в качестве объясняющего довода о наличии специфических участков на диагностических графиках, так как последние присутствовали уже на момент перевода скважин в эксплуатацию, когда добывающий фонд еще либо не был введен в работу,

либо использовался непродолжительное время. Кроме того, данные участки не исчезали при длительной остановке соседних скважин в течение разработки залежи.

Оценка влияния конструктивных особенностей забоя МЗГС сводилась к проверке гипотезы о том, что присутствие V-образных областей на кривой производной давления связано с притоком флюида из боковых отводов, что проявляется переходными процессами между ними и основным горизонтальным стволом после остановки скважины. Суть проверки заключалась в том, что исходя из фактической инклинометрии выполнялось сопоставление горизонтальных проекций расстояний $L_{\text{факт}}$ от глубины подвески прибора (принято за начальную точку отсчета) до места врезки отвода с величинами радиусов влияния $R_{\text{вл}}$, определенных по КСД, КВД на момент начала изучаемого эффекта при той же нулевой отметке.

Определение значений $R_{вл}$ осуществлялось посредством использования вычислительного инструментария программного обеспечения КАРРА Workstation версии 5.4 с помощью опции «Радиус исследования», которая

активизирует выполнение необходимых расчетов при выборе конкретного времени исследования. Принципиальная схема решения и результаты сверки $L_{факт}$ и $R_{вл}$ представлены на рис. 3, 4.

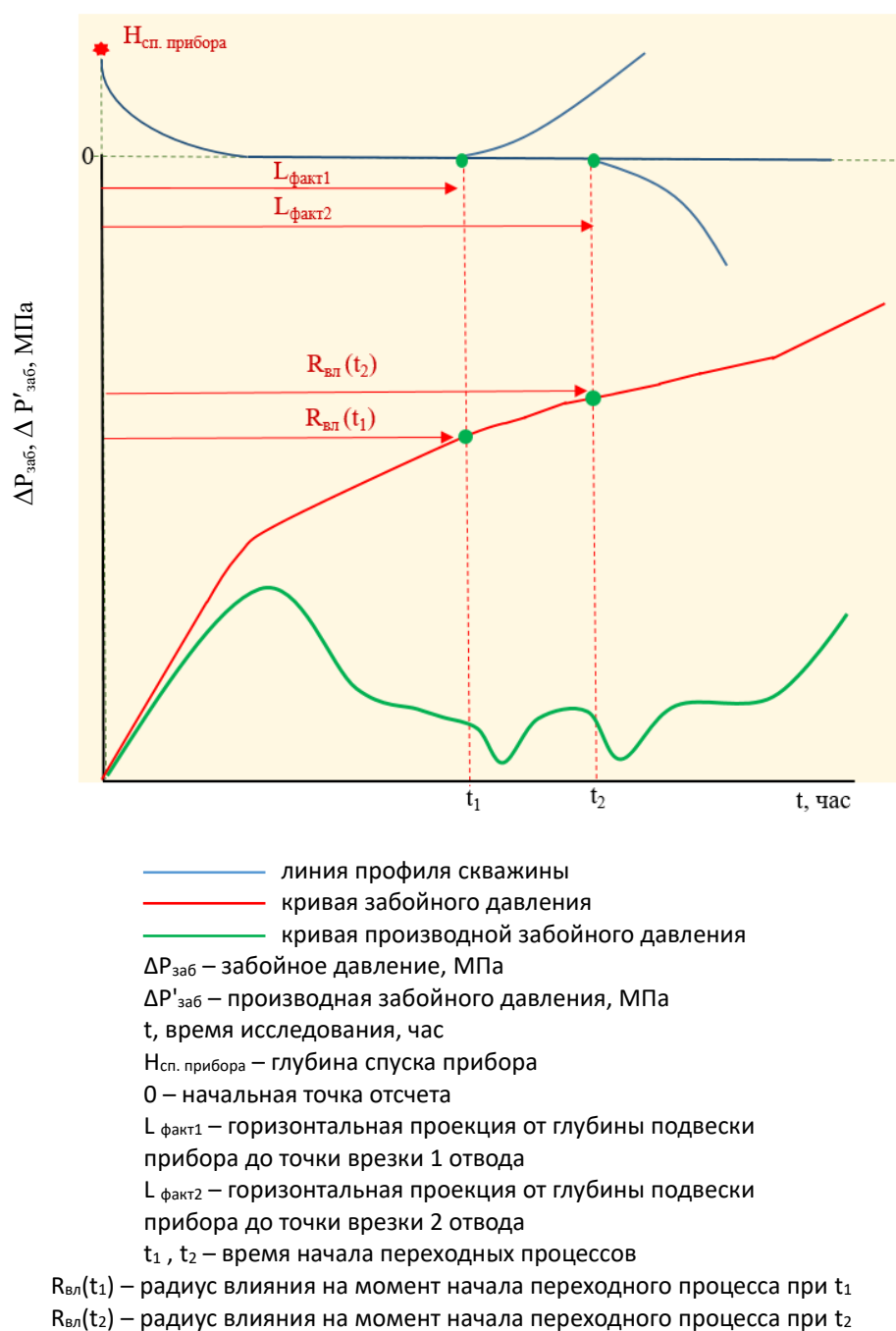
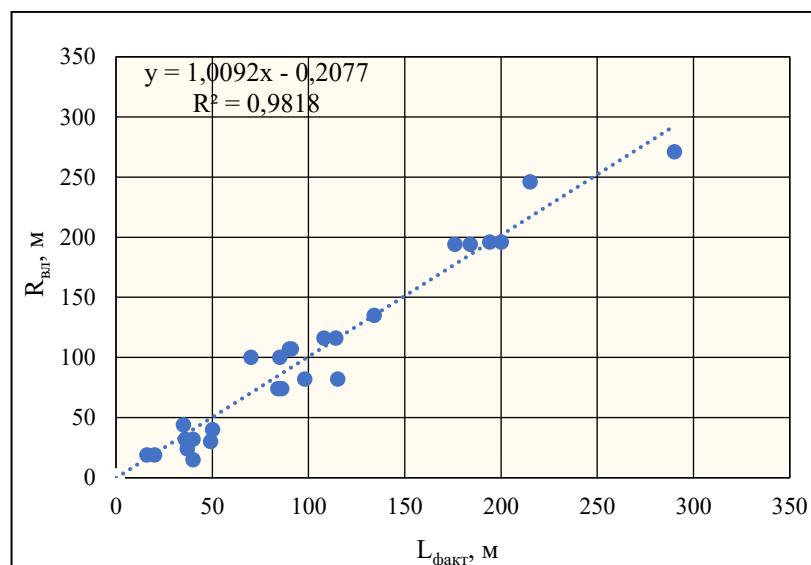


Рис. 3. Схема расчета радиуса влияния

Fig. 3. Calculation scheme of the influence radius



$L_{\text{факт}}$ – горизонтальная проекция расстояний от глубины подвески прибора до места врезки отвода
 $R_{\text{вл}}$ – радиус влияния, определенный по КСД, КВД

Рис. 4. Результаты сверки величин горизонтальных проекций с радиусом влияния

Fig. 4. Results of comparing the horizontal projection values with the influence radius

Из приводимой на рис. 4 корреляционной зависимости видно, что параметры полученного линейного уравнения регрессии (статистической модели), описывающего связь между рассматриваемыми характеристиками, указывают на эквивалентность их друг другу (угловой коэффициент практически равен 1, а свободный член близок к нулю). Данный факт может служить убедительным аргументом в пользу подтверждения выдвигаемого предположения, а именно, переходные процессы начинают визуализироваться тогда, когда отклик давления достигает локаций врезок. Дополнительным доказательством сказанного, на наш взгляд, являются и данные о том, что количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных ответвлений, а расстояние между исходными позициями их отображения на кривой контролируется длиной между врезками боковых стволов.

Наличие боковых ответвлений в МЗГС затрудняет исследование отклика давления в плане выделения классических режимов течения, проявляющих себя в условиях горизонтального ствола. Ситуация дополнительно усложняется еще и тем, что, при многозабойном окончании могут иметь место и иные режимы течения, например, интерференционные [11]. В частности, в [12] для условий заканчивания скважины по схеме Fishbone отмечается присутствие линейного режима с уклоном более 0,5, который обусловлен взаимовлиянием боковых отводов. В связи с этим возникает вопрос теоретического и математического обеспечения интерпретации ГДИС в МЗГС. На сегодняшний день нам доступны две аналитические модели для описания изменения забойного давления в многозабойных горизонтальных скважинах: Fishbone и Multi-branched. Произведена оценка возможности применения этих моделей для обработки фактических КСД, КВД в МЗГС.

Результаты вычислений отражены на рис. 5. Исходя из них можно сделать вывод о том, что данные алгоритмы при фактическом перечне активированных функциональ-

ных опций не обеспечивают приемлемого соответствия расчетных и реальных КСД, КВД, так как детально не отражают особенностей зафиксированных измерений $\Delta P_{\text{заб}}$.

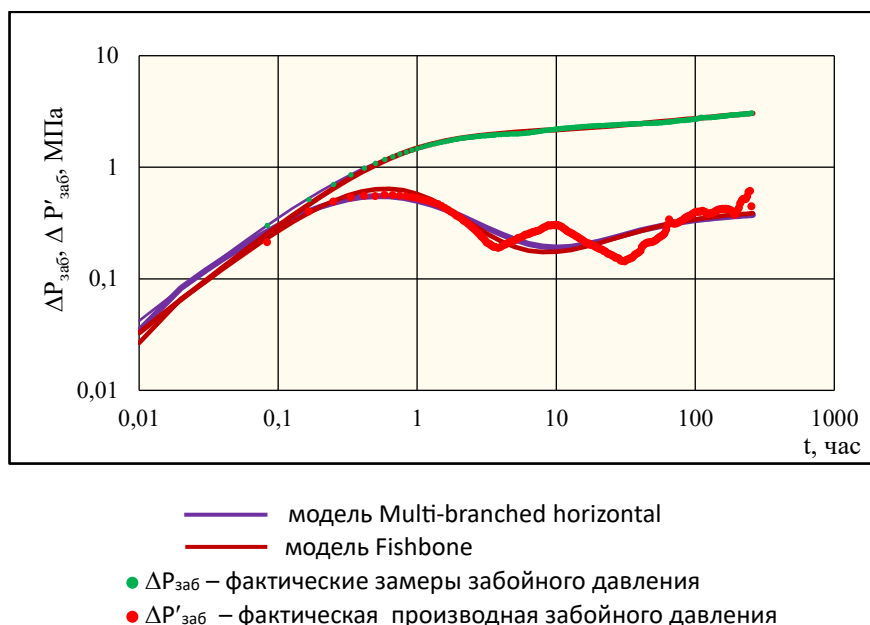


Рис. 5. Результат настройки аналитических моделей

Fig. 5. Result of calibrating the analytical models

В условиях отсутствия доступа к новым, более универсальным аналитическим решениям, для воспроизведения ключевых признаков изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ в горизонтальных многозабойных скважинах целесообразно использовать возможности численного моделирования¹ [13, 14].

Цифровая модель формировалась в соответствии с методическим подходом, изложенным в [15]. Для расчетов применялось программное обеспечение KAPPA Workstation версии 5.40. В качестве исходных данных использовались сведения о фактической инклинометрии основного ствола и отводов, их линейных размерах, интервалы перфорации, общий дебит,

свойства пласта и насыщающих его флюидов, значения пластового давления и температуры. В статусе регулирующих переменных задавались дебиты боковых ответвлений. Численный дизайн моделируемого исследования показан на рис. 6.

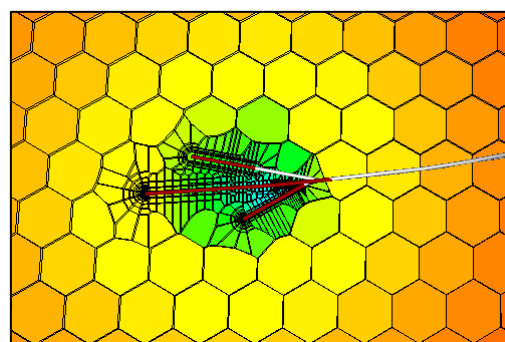


Рис. 6. Численный дизайн моделируемого исследования

Fig. 6. Numerical design of the simulated study

¹ Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al. Dynamic Data Analysis v5.60. Paris: Kappa Engineering, 2024. 788 p.

Сопоставление сгенерированных и фактических кривых изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ и $\Delta P'_{\text{заб}}$ (рис. 7) дает основание аргументированно утверждать, что цифровой аналог отклика давления воспроизводит специфические особенности поведения реальных замеров.

Данный факт позволяет в перспективе рассматривать возможность создания на базе разработанных имитационных моделей МЗГС алгоритмов количественного определения фильтрационных свойств коллектора.

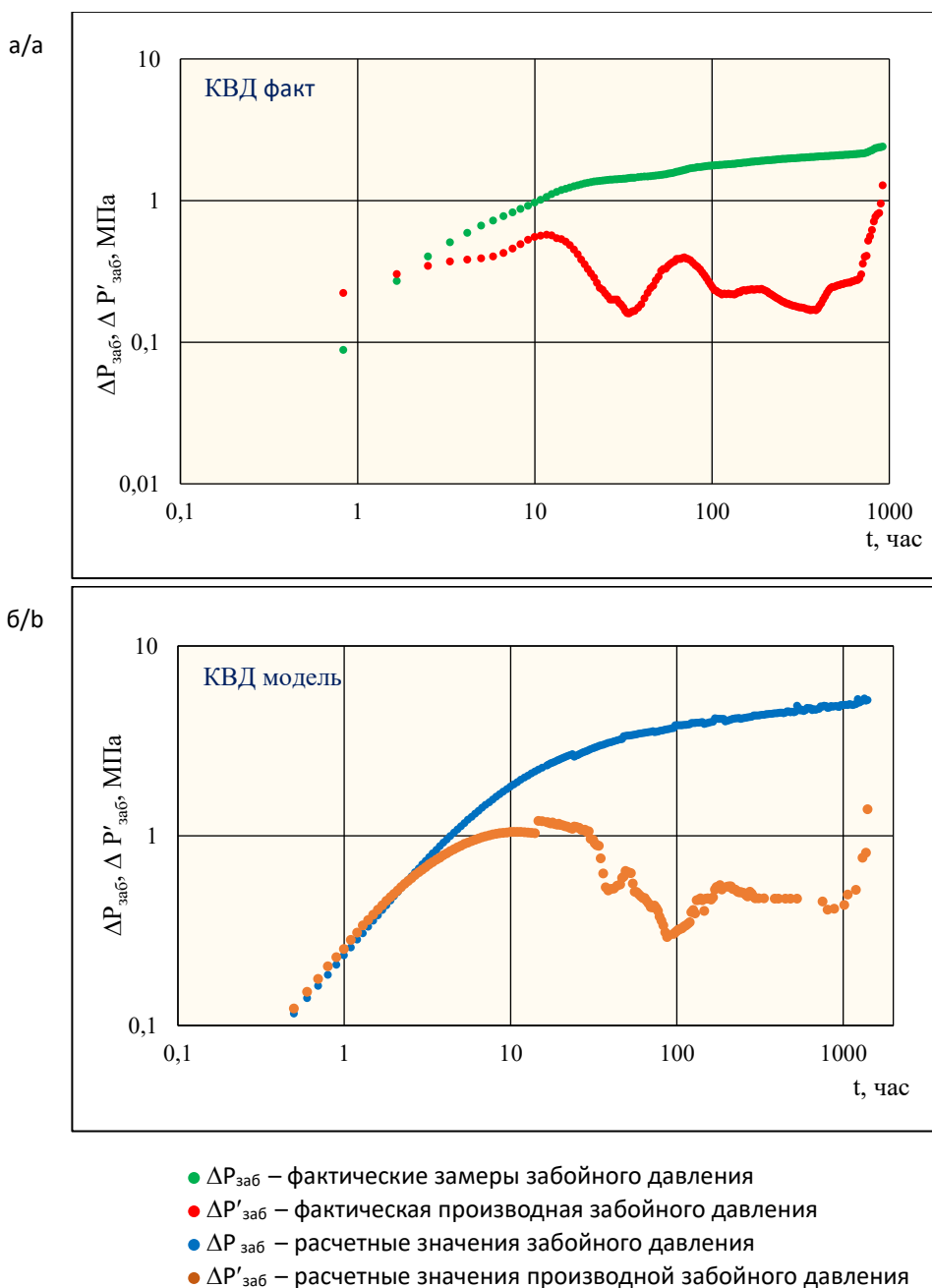


Рис. 7. Сопоставление фактических (а) и сгенерированных (б) кривых изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ и $\Delta P'_{\text{заб}}$

Fig. 7. Comparison of actual (a) and generated (b) bottomhole pressure change curves ΔP_b and $\Delta P'_b$

Заключение

Основные выводы из результатов проведенных исследований:

1. Установлено, что диагностические графики производной забойного давления в многозабойных горизонтальных скважинах осложнены участками V-образной формы.

2. Количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных отводов от основного горизонтального ствола, а расстояние между ними контролируется длиной между врезками боковых ответвлений.

3. Наличие V-образных областей на диагностических кривых обусловлено

фактом притока пластового флюида в основной ствол из боковых ответвлений.

4. Для МЗГС, где работа боковых отводов предлагаемым способом не прослеживается, допускается процедура интерпретации КСД, КВД на основе аналитической модели горизонтальной скважины.

5. Возможность разработки численной модели многозабойной горизонтальной скважины представляет собой основу для потенциальной реализации расчетно-эмпирических методов установления свойств системы «скважина–пласт».

Вклад авторов

А.Г. Козубовский – концептуализация, формальный анализ, создание черновика рукописи.

Т.В. Кузьмина – проведение исследования, методология, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами М.: Недра, 1964. 154 с.
2. Савенок О.В., Жарикова Н.Х., Верисокин А.Е. и др. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатного месторождения путем строительства многозабойных горизонтальных скважин // SOCAR Proceedings. 2023. № 4. С. 50–64. <https://doi.org/10.5510/OGP20230400915>
3. Jing W., Xiao L., Haixia H., Wei L. Productivity prediction and simulation verification of fishbone multilateral wells // Geofluids. 2022. Vol. 2022. P. 3415409. <https://doi.org/10.1155/2022/3415409>
4. Аржиловский А.В., Зернин А.А., Широков А.С. и др. Оценка эффективности многозабойных скважин на месторождениях Ванкорского кластера в различных геологических условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 6(89). С. 64–73.
5. Ермаков П.В., Хазипов Р.Л., Решетникова Д.С. и др. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон – горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины? // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8(93). С. 82–86. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-82-86>

6. *Зернин А.А., Зюзев Е.С., Сергеев А.С. и др.* Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5(149). С. 159–167. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-159-167>
7. *Tang S., Sun X., Zheng K. et al.* Production behavior analysis of multibranch horizontal oil well considering reservoir and well-type factors // Geofluids. 2022. Vol. 2022. P. 4859240. <https://doi.org/10.1155/2022/4859240>
8. *Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В. и др.* Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
9. *Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов М.М. и др.* Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 28–33.
10. *Часовников Д.В.* Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 4(112). С. 25–28. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-25-28](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-25-28)
11. *Al-Rbeawi S., Artun E.* Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 176. P. 172–202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.076>
12. *Huang Y., Cheng S., He Y., Yu H.* Transient pressure analysis of fishbone multi-lateral horizontal well with non-uniform flux density // Journal of Shenzhen University Science and Engineering. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 202–208. <https://doi.org/10.3724/SP.J.1249.2016.02202>
13. *Майков Д. Н., Борхович С. Ю.* Аналитическая модель многозабойной скважины с полным вертикальным вскрытием пласта // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 11(240). С. 61–65.
14. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Мульти сегментная модель скважины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art26>
15. *Павлов А.С.* Моделирование скважины фишбон в гидродинамическом симуляторе «Техсхема 15» // Вестник науки. 2023. Т. 4, № 1(58). С. 250–253.

Информация об авторах

Александр Геннадьевич Козубовский – руководитель исследовательской группы, ООО «Научно-производственное объединение «ИнТЭК», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-5679-9637>; e-mail: neo.kom@inbox.ru

Татьяна Валерьевна Кузьмина – главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия, SPIN-код: 1749-5282, <https://orcid.org/0009-0005-8522-7216>; e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Поступила в редакцию 14.05.2025

Принята к публикации 22.07.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Analysis of the characteristics of pressure stabilization and recovery curves in multibranched horizontal wells*

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina² ✉

1 – NPO InTEK LLC, 76 Lenina St., Bldg. 1, Tyumen, 625000, Russia

2 – KogalymNIPneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, 41 Respubliki St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* The article presents the results of analyzing pressure stabilization and recovery curves in multibranched horizontal wells. It has been noted that the diagnostic graphs of bottomhole pressure derivatives in such wells are complicated by sections of V-shaped form. Such specific features of actual measurements require mandatory consideration during their subsequent interpretation. *Objective.* To identify the circumstances that cause the presence of V-shaped sections in the diagnostic graphs of bottomhole pressure derivatives. *Materials and methods.* The primary tools for analyzing the initial data included methods of systematization and generalization, as well as processing techniques using mathematical statistics and numerical modeling, including with the use of KAPPA Workstation software version 5.40. *Results.* It was determined that the number of ranges with V-shaped behavior of the derivative corresponds to the number of drainage outlets from the main horizontal borehole, and the distance between them is controlled by the length between lateral branch connections. The possibility of mathematically describing these sections using available analytical models “Fishbone” and “Multi-branch” was assessed. *Conclusions.* The calculations show that these models, given the current set of active functional options, do not provide an acceptable match between calculated and actual stabilization and recovery pressure curves, as they do not fully reflect the features of real measurements. As an alternative, a numerical model reproducing the dynamics of bottomhole pressure in stopped and closed multibranched horizontal wells is presented. Comparison between recorded data from deep instruments and model curves demonstrated the adequacy of the created digital analogs of pressure response, which can be used for developing algorithms to assess reservoir properties.

Keywords: well, formation, reservoir, pressure response, main wellbore, lateral wellbore, flow rate, inflow, fluid, well testing

Funding: the work received no funding.

For citation: Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. Analysis of the characteristics of pressure stabilization and recovery curves in multibranched horizontal wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 153–166. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Tat'yana V. Kuzmina, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

© Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Aleksandr G. Kozubovsky – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Tat'yana V. Kuzmina – investigation, methodology; writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. *Development of Oil Fields Using Horizontal and Multilateral Wells*. Moscow: Nedra, 1964. 154 p. (In Russ.).
2. Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Verisokin A.E. et al. Increasing the efficiency of the development of hard-to-recovery oil and gas condensate field reserves by constructing multilateral horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023. No. 4. P. 50–64. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20230400915>
3. Jing W., Xiao L., Haixia H., Wei L. Productivity prediction and simulation verification of fishbone multilateral wells. *Geofluids*. 2022. Vol. 2022. P. 3415409. <https://doi.org/10.1155/2022/3415409>
4. Arzhilovskiy A.V., Zernin A.A., Shirokov A.S. et al. Evaluation of multilateral wells efficiency in the fields of Vankorsky cluster in different geological environments. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2020. No. 6(89). P. 64–73. (In Russ.).
5. Ermakov P.V., Khazipov R.L., Reshetnikova D.S. et al. Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells? *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 8(93). P. 82–86. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-82-86>
6. Zernin A.A., Ziuzev E.S., Sergeev A.S. et al. Recommendations for the multilateral wells design selection in various geological conditions based on lessons learned. *Oil and Gas Studies*. 2021. No. 5(149). P. 159–167. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-159-167>
7. Tang S., Sun X., Zheng K. et al. Production behavior analysis of multibranched horizontal oil well considering reservoir and well-type factors. *Geofluids*. 2022. Vol. 2022. P. 4859240. <https://doi.org/10.1155/2022/4859240>
8. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 127–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
9. Bakirov D.L., Ovchinnikov V.P., Fattakhov M.M. et al. Construction of multi-bottle (multilateral) wells with horizontal ending. *Burenie i nef't*'. 2020. No. 10. P. 28–33. (In Russ.).
10. Chasovnikov D.V. Use of swelling packers during horizontal wells completion. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*. 2019. No. 4(112). P. 25–28. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-25-28](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-25-28)
11. Al-Rbeawi S., Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 176. P.172–202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.076>

12. Huang Y., Cheng S., He Y., Yu H. Transient pressure analysis of fishbone multi-lateral horizontal well with non-uniform flux density. *Journal of Shenzhen University Science and Engineering*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 202–208. <https://doi.org/10.3724/SP.J.1249.2016.02202>
13. Maikov D.N., Borkhovich S.Yu. Analytical model of multilateral well with complete vertical opening. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2020. No. 11(240). P. 61–65. (In Russ.).
14. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. Multisegment well model. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 26. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art26>
15. Pavlov A.S. Simulating of the fishbone wells in the hydrodynamic simulator “Tekhskhema 15”. *Vestnik nauki*. 2023. Vol. 4, No. 1(58). P. 250–253. (In Russ.).

Information about the authors

Aleksandr G. Kozubovsky – Head of Research Group, NPO InTEK LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-5679-9637>; e-mail: neo.kom@inbox.ru

Tat'yana V. Kuzmina – Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0005-8522-7216>; e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Received 14 May 2025

Accepted 22 July 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.982

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.12>

Исследование геолого-геохимических свойств отложений хадумской свиты для выделения перспективных участков освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов

А.Г. Кротова¹ ✉, И.В. Шпуров²

1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

2 – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1

Аннотация. *Актуальность.* Современная нефтяная промышленность уделяет все большее внимание увеличению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Результаты немногочисленных промысловых испытаний без применения геолого-технических мероприятий по интенсификации притоков ограничивают возможности обоснования критериев для выделения перспективных участков освоения и опытно-промышленных работ. Изучение особенностей пород хадумской свиты (Р₃hd) Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области проводилось по данным образцов керна со сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами. В качестве индикаторов нефтеносности предлагается обосновать и использовать определенные геохимические свойства пород и органического вещества и пиролитические параметры. *Цель работы.* Изучение изменчивости геохимических свойств хадумских отложений, выявление между ними зависимостей для последующего выделения наиболее перспективных зон нефтегазоносности по группе геолого-геохимических критериев. *Материалы и методы.* Приведены геохимические характеристики и сопоставление основных пиролитических параметров пород хадумской свиты. Использованы данные пиролиза (методом Rock-Eval) образцов керна хадумской свиты, промысловые данные поисково-разведочных скважин. *Результаты.* Установлено преобладание двух типов керогена и выделены два типа пород с различным углеводородным потенциалом. Составлены схемы распределения основных геохимических характеристик хадумской свиты и распространения установленных типов пород с различным углеводородным потенциалом в пределах Восточного Предкавказья. *Выводы.* Предложен новый подход к выделению наиболее перспективных нефтегазоносных участков в пределах распространения хадумской свиты на основе геохимических критериев, основывающийся на выделении двух типов пород-коллекторов с различающимся по параметрам S₁, S₂, T_{max}, HI, OSI углеводородным потенциалом.

Ключевые слова: хадумская свита, трудноизвлекаемые запасы, геолого-геохимические свойства, геохимические индикаторы нефтеносности, Восточное Предкавказье

✉ Кротова Алина Григорьевна, agkrotova@gmail.com

© Кротова А.Г., Шпуров И.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Кротова А.Г., Шпуров И.В.* Исследование геолого-геохимических свойств отложений хадумской свиты для выделения перспективных участков освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 167–186. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.12>

Введение

В пределах Восточного Предкавказья одной из актуальных задач нефтегазовой отрасли является поиск оптимальных технологий разработки и добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Доразведка хадумских отложений данного региона может обеспечить дополнительный прирост запасов углеводородов за счет ТРИЗ, что является важной частью стратегического планирования по поддержанию уровня добычи в стране.

При обобщении современного состояния сырьевой базы и тенденций в развитии ТРИЗ олигоценых отложений Восточного Предкавказья был предложен стратегический подход к доизучению хадумской свиты с целью освоения ее высокого нефтяного потенциала, предусматривающий поэтапную реализацию работ по доразведке с последующей апробацией технологических решений на участках опытно-промышленных испытаний и их масштабированием [1].

В последние десятилетия высокоуглеродистые породы хадумской свиты Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области рассматриваются в качестве основных перспективных объектов освоения нетрадиционных источников углеводородов (УВ). Накопленный объем геолого-промысловых данных является недостаточным для уверенного прогнозирования нефтеносности.

В условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов выделение нефтенасыщенных толщин по ГИС невозможно ввиду отсутствия апробированной методики. Анализ корреляции общих толщин подтверждает отсутствие прямой взаимосвязи с известными, уже открытыми продуктивными участками Восточного Предкавказья [2]. Особенности строения отложений хадумской свиты требуют нестандартных подходов к оценке на стадии поисково-оценочных и разведочных работ.

Терско-Каспийский нефтегазоносный бассейн не имеет накопленной информативной геологической базы, не является достаточно инвестиционно-привлекательным для недропользователей, для сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения.

Важным этапом при планировании доразведки и разработки ТРИЗ является определение геологических критериев, оказывающих влияние на промышленную продуктивность.

Известными индикаторами нефтеносности можно назвать высокие современные температуры, пластовые давления, содержание $C_{орг}$ и генерационный потенциал (Generation Potential – GP). Эти показатели могут быть использованы при обосновании проектных решений для геологического изучения и добычи трудноизвлекаемых запасов хадумских продуктивных отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

Целью работы является изучение изменчивости геохимических свойств хадумских отложений, выявление между ними зависимостей для последующего выделения наиболее перспективных зон нефтегазоносности по группе геолого-геохимических критериев.

Таким образом, выявленные закономерности по результатам геохимических исследований можно рассматривать в качестве критериев для выделения перспективных участков по геолого-геохимическим свойствам. Настоящее исследование посвящено обсуждению основных геохимических индикаторов нефтеносности хадумских отложений (*Р₃hd*).

Материалы и методы

В работе приводятся геохимические характеристики и сопоставление основных пиролитических параметров пород хадумской свиты. Использованы данные пиролиза (методом Rock-Eval) образцов керн хадумской свиты, промысловые данные поисково-разведочных скважин.

Результаты и обсуждение

Геолого-геохимические свойства хадумской свиты

В пределах Восточного Предкавказья, в связи с повышенным интересом к нетрадиционным коллекторам хадумских отложений, обобщение и анализ накопленной геологической базы знаний сопровождается необходимостью поисков новых подходов к доизучению и доразведке. Особое внимание, в рамках вопроса о ТРИЗ нетрадиционных коллекторов, было уделено выявлению закономерностей в распределении и изменчивости геохимических свойств.

Одной из важных целей выявления особенностей геолого-геохимических свойств пород является корректное прогнозирование наиболее перспективных зон нефтегазоаккумуляции в пределах распространения хадумских продуктивных отложений. Необходимой задачей становится установление влияния геолого-геохимических факторов на критерии выделения зон с улучшенными промысловыми характеристиками по качественным и количественным признакам.

В рамках первого этапа исследования по определению таких участков при опытно-промышленных работах (ОПР) было выполнено аналитическое исследование геохимических свойств пород с учетом результатов [3–5], полученных ранее ведущими учеными в данной области (Н.Б. Вассоевич, О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, Т.А. Горягина, Н.Ш. Яндарбиев, В.Ю. Керимов, С.С. Дмитриевский и др.).

Особое внимание было уделено изучению методик исследования и определения зон повышенного содержания органического углерода (C_{org}), высокого генерационного потенциала (S_1+S_2) и типа органического вещества (ОВ) [6–7]:

C_{org} или TOC (Total Organic Carbon) – массовая концентрация органического углерода в породе;

S_1 – суммарное массовое содержание УВ (C_1 - C_{14}) метанового ряда, относящихся к легким битумоидам (преимущественно, маслам) и сорбированным в органическом веществе свободным УВ (жидким и газообразным);

S_2 – суммарное массовое содержание углеводородных компонентов тяжелой нефти (C_{15} - C_{40}), относящихся к тяжелым битумоидам (смолам и асфальтенам) и керогену.

Сумма параметров S_1+S_2 является показателем генерационного потенциала нефтематеринских пород – GP, отражающего, насколько нефтематеринские породы богаты керогеном, а его величина определяет объем битумоидов и легких УВ, в связи с чем первоначальной целью анализа геохимических параметров являлось определение наиболее перспективных зон, в которых наблюдается повышенный генерационный потенциал – содержание керогена, способного преобразовываться в нефть [2].

В настоящем исследовании использовались результаты пиролиза (201 обр. по 47 скв., пробуренным на территории Восточного Предкавказья).

По результатам пиролитических исследований содержание органического углерода ($C_{орг}$, %) в пределах отложений хадумской свиты (P_3hd) составляет от 0,21% до 7,21%; при этом модальное и медианное значения – 2,6% и 2,3% соответственно (рис. 1).

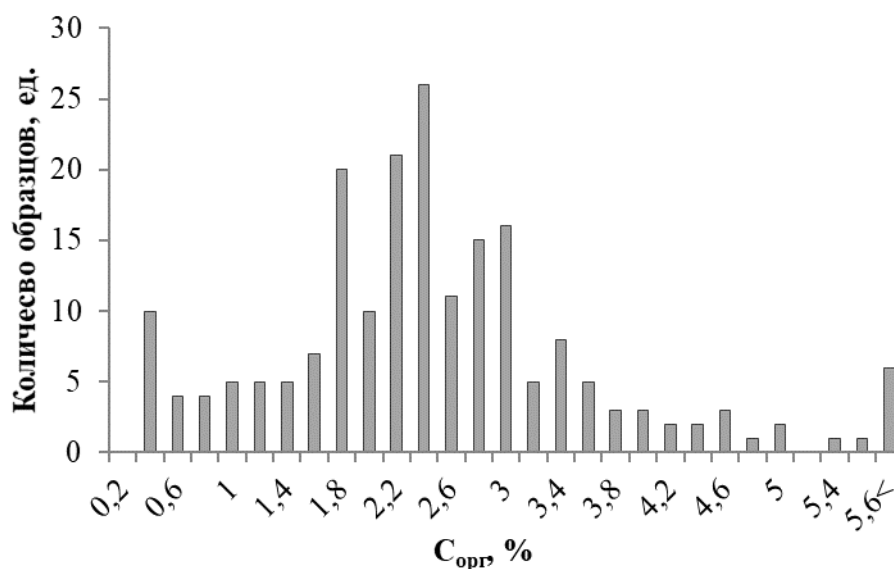


Рис. 1. Гистограмма распределения органического углерода в отложениях хадумской свиты (P_3hd) по 201 образцу

Fig. 1. Histogram of organic carbon distribution in the sediments of the Khadum Formation (P_3hd) based on 201 samples

Одной из отличительных особенностей геохимических свойств пород является высокий генерационный потенциал $GP = (S_1+S_2)$, который изменяется в пределах от 0,03 до 45,13 мг УВ/г породы, при модальном и медианном значениях 8,8 и 7,1 мг УВ/г породы соответственно.

Таким образом, к особенностям отложений хадумской свиты (P_3hd)

относятся повышенное содержание органического вещества, что относит ее к высокоуглеродистой формации, и высокий генерационный потенциал, в связи с чем, по классификации К.Е. Peters и М.Р. Cassa (1994 г.) нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу, ее можно отнести к «очень хорошим» и «отличным» (табл. 1) [8].

Табл. 1. Классификация нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу (по К.Е. Peters и М.Р. Cassa)

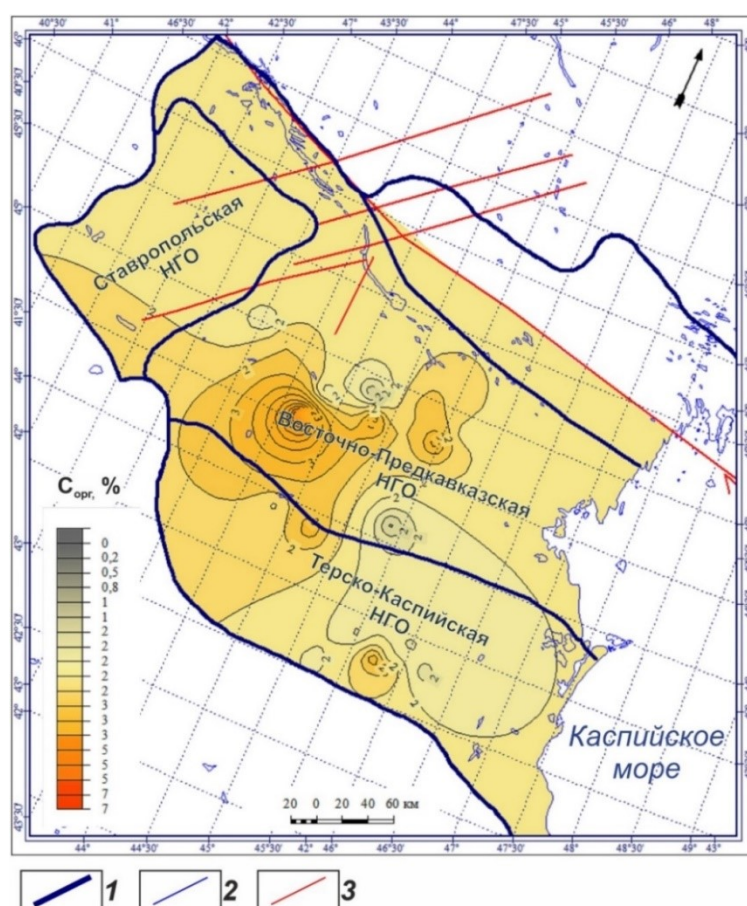
Table 1. Classification of petroleum source rocks based on hydrocarbon generation potential (by К.Е. Peters and М.Р. Cassa)

Генерационный потенциал нефтематеринской породы	Пиролитические показатели				
	S_1	S_2	C_{org}	Битумоиды	УВ
	Мг УВ/г породы	Мг УВ/г породы	вес, %	вес, %	вес, %
Бедные	0,0–0,5	0,0–2,5	0,0–0,5	0,00–0,05	0,00–0,03
Удовлетворительные	0,5–1,0	2,5–5,0	0,5–1,0	0,05–0,1	0,03–0,06
Хорошие	1,0–2,0	5,0–10,0	1,0–2,0	0,1–0,2	0,06–0,12
Очень хорошие	2,0–4,0	10,0–20,0	2,0–4,0	0,2–0,4	0,12–0,24
Отличные	>4	>20	>4	>0,4	>0,24

Источник: [8] / Source: [8]

Схемы распределений значений C_{org} и GP по площади Восточного Предкавказья были построены на основе установленных границ нефтегазогеоло-

гического районирования сухопутной части Терско-Каспийского нефтегазодного бассейна [9] и представлены на рис. 2, 3.



Условные обозначения:

Границы:
1 – нефтегазо-
геологического
районирования

2 – береговая линия

3 – разрывные
нарушения

Рис. 2. Схема распределения C_{org} в отложениях хадумской свиты (P_3hd) в пределах Восточного Предкавказья

Fig. 2. Distribution pattern of total organic carbon in the Khadum Formation (P_3hd) sediments across the Eastern Pre-Caucasus

Источник: на основе [9] / Source: based on [9]

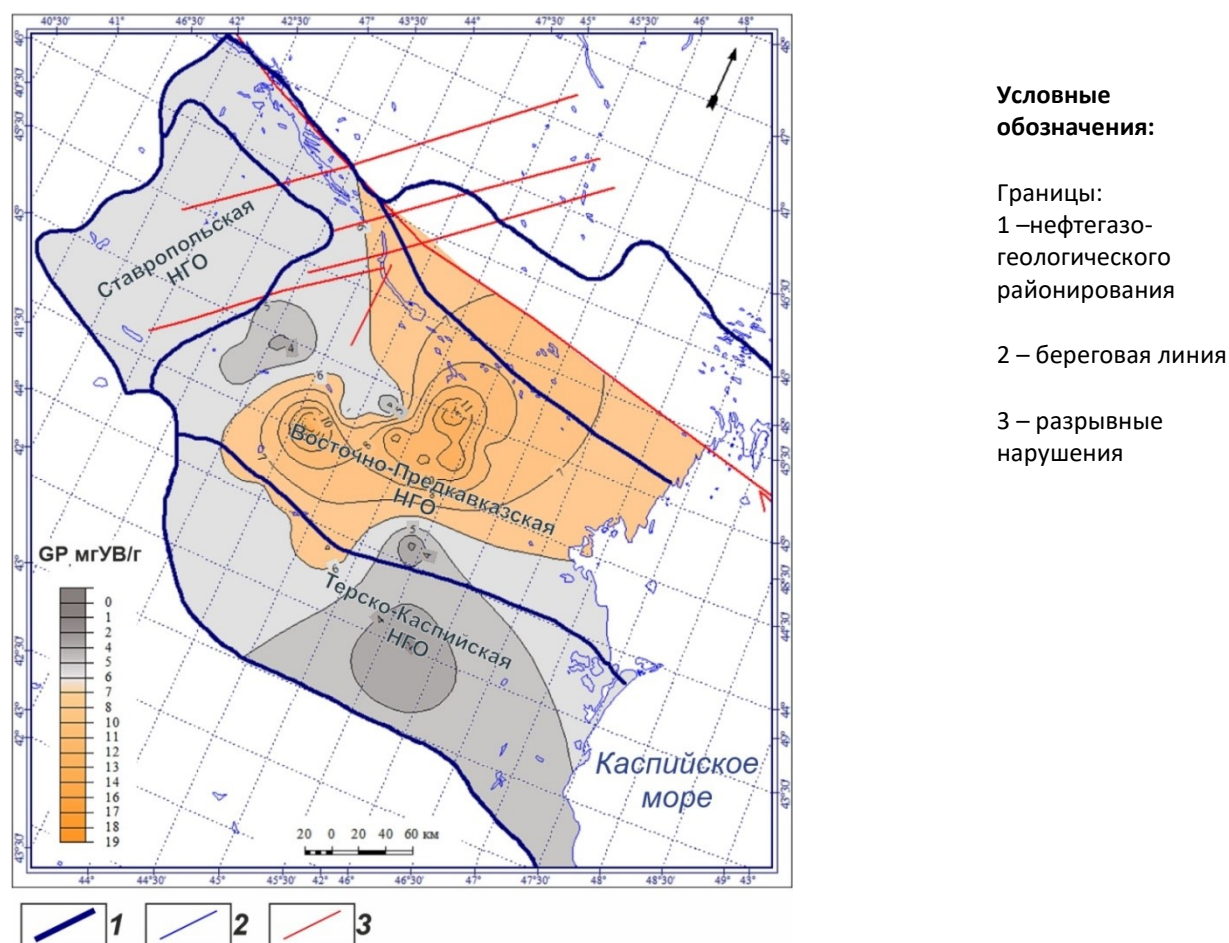


Рис. 3. Схема распределения генерационного потенциала (GP) в отложениях хадумской свиты (P_{3hd}) в пределах Восточного Предкавказья

Fig. 3. Distribution pattern of generation potential (GP) in the Khadum Formation (P_{3hd}) sediments across the Eastern Pre-Caucasus

Источник: на основе [9] / Source: based on [9]

Для установления преобладающих типов органического вещества в отложениях хадумской свиты (P_{3hd}) значения $C_{орг}$ и генерационного потенциала по всем точкам были сопоставлены с водородным индексом $HI = S_2 \times 100 / C_{орг}$. HI указывает на тип керогена по составу и преимущественный состав УВ, который будет сгенерирован нефтегазоматеринской породой. Для наглядности все значения GP для образцов были разделены по величине углеводородно-генерационного потенциала в соответствии с классификацией [8] (см. табл. 1).

Таким образом, был сделан вывод о том, что в хадумских отложениях преобладают два типа органического вещества: гумусового типа прибрежно-морских обстановок (кероген II-III/III типа) и сапропелевого типа морских обстановок (кероген II типа) (рис. 4, табл. 2) [10].

Кероген II типа – это органическое вещество, сформировавшееся из биомассы водорослевой органики морских обстановок, которые являются областью накопления глинистых, кремнистых и карбонатных пород.

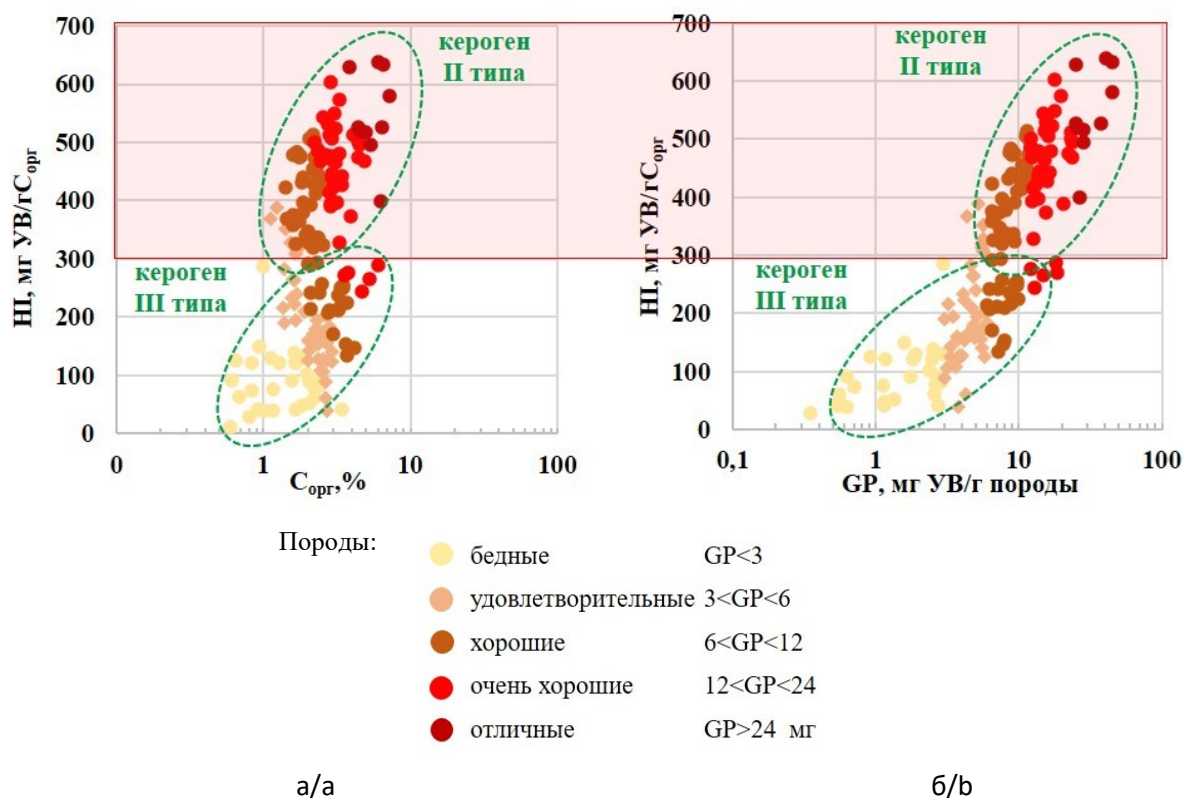


Рис. 4. Графики зависимости значений водородного индекса (HI):
а – от GP; б – от содержания C_{org} для хадумской свиты (P_3hd)

Fig. 4. Plots of Hydrogen Index (HI) values dependence:
а – on GP; б – on C_{org} content for the Khadum Formation (P_3hd)

Табл. 2. Водородный индекс для разных типов керогена и тип генерируемых углеводородов
Table 2. Classification of kerogen types by Hydrogen Index values and their hydrocarbon generation potential

Тип керогена	HI, мг УВ/г C_{org}	Преимущественный состав УВ
I	>600	Нефть
II	300–600	Нефть
II/III	200–300	Нефть и газ
III	50–200	Газ
IV	<50	Практически не генерирует углеводородов

Источник: [10] / Source: [10]

Кероген II-III/III типов – это органическое вещество, накапливающееся в континентальных, прибрежных и прибрежно-морских, аллювиальных обстановках осадконакопления, формирующееся из биомассы, преимущественно, высшей растительности.

Можно отметить, что для пород, относящихся к «хорошим», «очень хорошим» и «отличным» с органическим веществом II типа характерна генерация нефти. Генерация нефти и газа характерна для пород, относящихся, преимущественно, к «бедным» и «удовлетворительным».

При анализе результатов геохимических исследований керна было отмечено, что образцам с одинаковыми значениями содержания органического углерода (C_{org}) соответствуют вариативные значения полного генерационного потенциала (рис. 5). Так как величина GP определяет нефтегазогенерационный потенциал пород и количественный

выход битумоидов и легких углеводородов, данный параметр позволил дифференцировать образцы на два типа пород с различным углеводородным потенциалом с целью дальнейшего установления их качественных и количественных признаков по геолого-геохимическим зависимостям и распределениям (рис. 6).

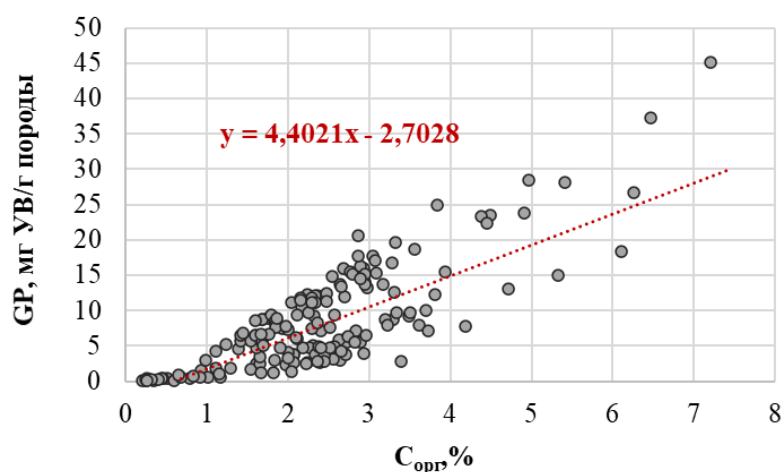


Рис. 5. График зависимости значений GP от содержания C_{org} для хадумской свиты (P_3hd)

Fig. 5. Dependency plot of GP values on C_{org} content in the Khadum Formation (P_3hd)

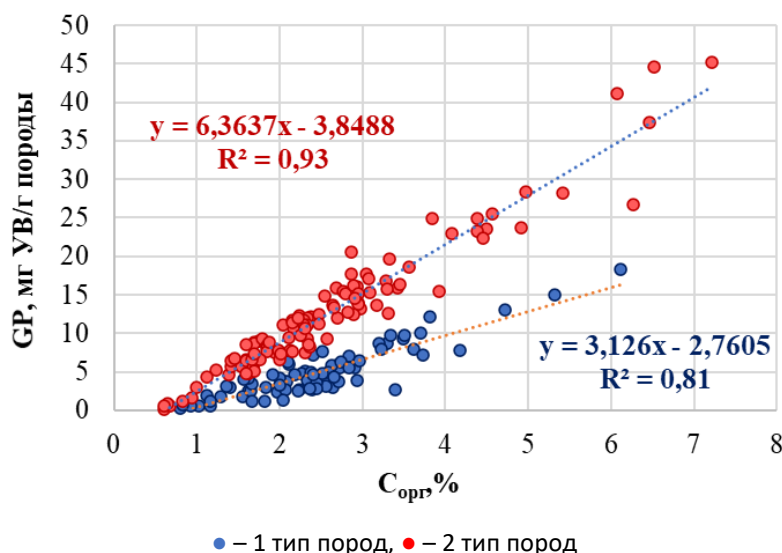


Рис. 6. График зависимости значений GP от содержания C_{org} для хадумской свиты (P_3hd) с дифференциацией образцов на два типа пород с различным углеводородным потенциалом

Fig. 6. Dependency plot of GP values on C_{org} content in the Khadum Formation (P_3hd) with differentiation of samples into the two rock types with different hydrocarbon potential

Стоит отметить, что из исследований были исключены образцы со значениями $C_{орг} < 0,5 \%$, составляющие менее 5% от общей выборки, ввиду их низкой информативности и сложности в корректном разделении (см. рис 5, 6). При этом, исключенные образцы относятся к породам с «бедным» нефтегазогенерационным потенциалом по классификации К.Е. Peters и М.Р. Cassa (см. табл. 1), соответствующим значениям начальной стадии созревания керогена.

В ходе дальнейшей корреляции геолого-геохимических показателей и статистического анализа настоящего исследования будут установлены количественные и качественные признаки, характерные для каждого выделенного типа пород.

Для определения текущей зрелости и способности к генерации УВ для выделенных

типов был выполнен анализ степени градации катагенеза, на основании данных которого породы можно разделить по составу флюидов и продуктов генерации. Для выполнения такой типизации необходимым пиролитическим параметром является максимальная температура выхода жидких УВ – T_{max} .

На гистограмме распределения T_{max} четко выделяются две области с собственными модальными значениями, которые свидетельствуют о наличии в породах продуктов катагенеза, отличающихся по своим свойствам (рис. 7). Важно отметить, что выделенные моды соотносятся с дифференциацией пород на типы с различным углеводородным потенциалом и, тем самым, косвенно подтверждают корректность типизации.

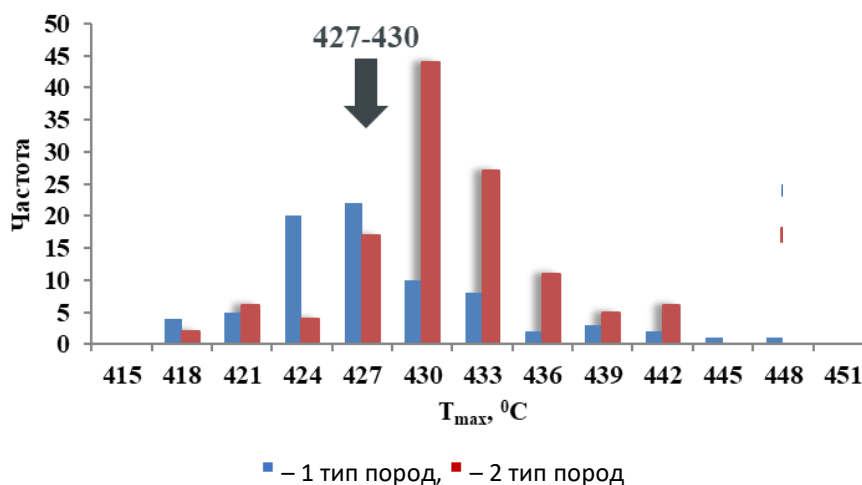


Рис. 7. Гистограмма распределения значений T_{max} образцов хадумской свиты (P_3hd) для типов пород с различным углеводородным потенциалом

Fig. 7. Histogram of T_{max} values distribution for the Khadum Formation (P_3hd) samples for rock types with different hydrocarbon potential

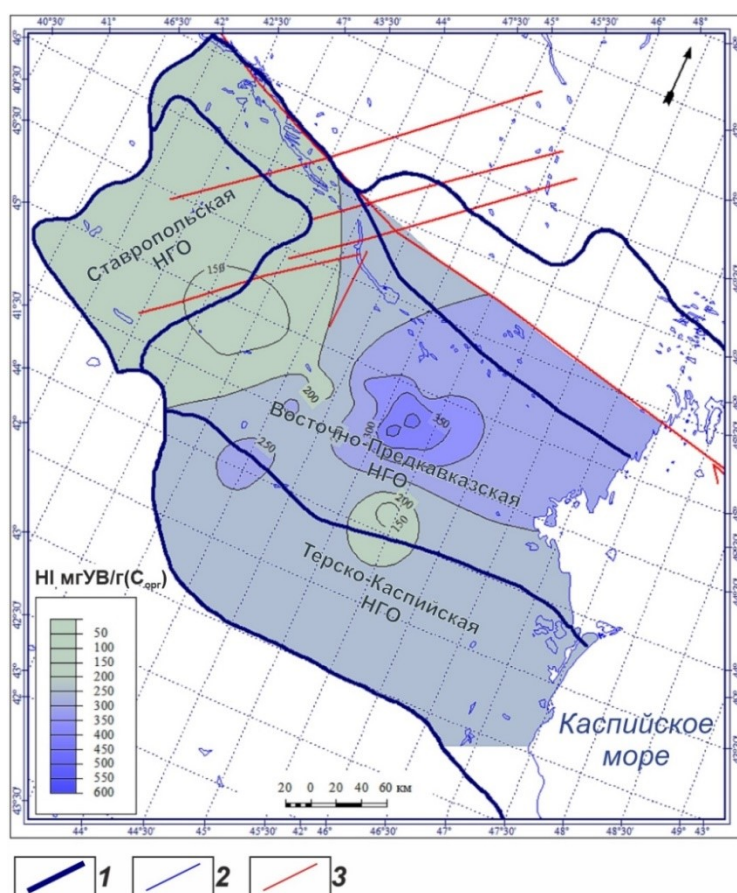
По данным ранее проведенных исследований начало главной зоны нефтеобразования (по Н.Б. Вассовичу градации катагенеза $МК_1$ - $МК_3$) в олигоценых отложениях (P_3) на территории Восточного Предкавказья установлено

при значениях $T_{max} = 422 \text{ } ^\circ\text{C}$ [5]. Граничное значение T_{max} между типами пород с различным углеводородным потенциалом в отложениях хадумской свиты (P_3hd) установлено в интервале 427–430 $^\circ\text{C}$.

Одним из ключевых критериев для оценки типа керогена и потенциала генерации УВ является водородный индекс (Hydrogen Index – HI). Он позволяет дифференцировать различные типы органического вещества и оценивать степень его зрелости, что имеет первостепенное значение при проведении геохимических исследований. Данный индекс представляет собой важнейший геохимический параметр,

характеризующий качество органического вещества и его нефтегазогенерационный потенциал, который определяется как отношение количества углеводородов, полученных при пиролизе (пик S_2) к содержанию органического углерода (C_{org}) в исследуемом образце породы.

Схема распределения водородного индекса по площади Восточного Предкавказья представлена на рис. 8.



Условные обозначения:

Границы:

1 – нефтегазо-геологического районирования

2 – береговая линия

3 – разрывные нарушения

Рис. 8. Схема распределения HI в отложениях хадумской свиты (P_{3hd}) в пределах Восточного Предкавказья

Fig. 8. Distribution pattern of HI in the Khadum Formation (P_{3hd}) sediments across the Eastern Pre-Caucasus

Источник: на основе [9] / Source: based on [9]

В результате дифференциации HI в соответствии с установленными типами, аналогично, отмечается характерное разделение на две области, между которыми отчетливо фиксируется граничное значение 300 мг УВ/г C_{org} (рис. 9).

Значения водородного индекса для хадумских отложений варьируют в широком диапазоне: от 12 до 629 мг УВ/г C_{org} . Медианное значение HI для первого типа составляет 155 мг УВ/г C_{org} , для второго – 419 мг УВ/г C_{org} .

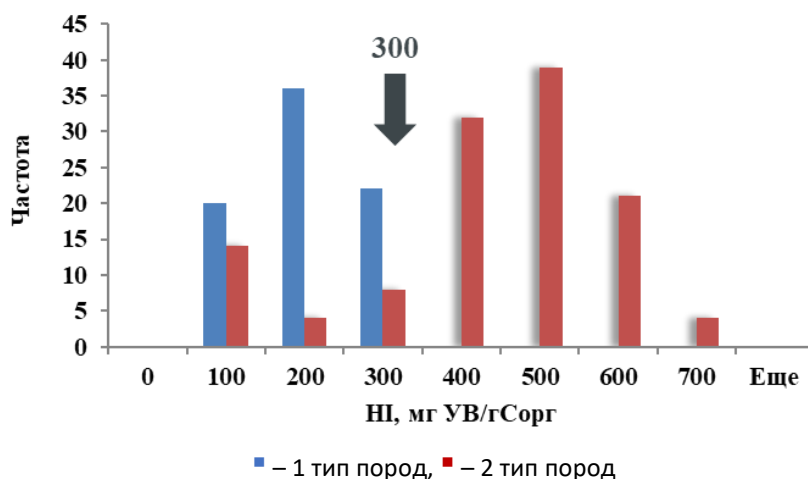


Рис. 9. Гистограмма распределения значений HI образцов хадумской свиты (P_3hd) для типов пород с различным углеводородным потенциалом

Fig. 9. Histogram of HI values distribution for the Khadum Formation (P_3hd) samples for rock types with different hydrocarbon potential

На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена в комплексе параметров HI- T_{max} отмечена аналогичная дифференциация типов керогена по составу и происхождению (II-III и III), а также уже характерное

разделение всего объема точек на два выделенных в данном исследовании геохимических типа пород-коллекторов с различным углеводородным потенциалом (рис. 10).

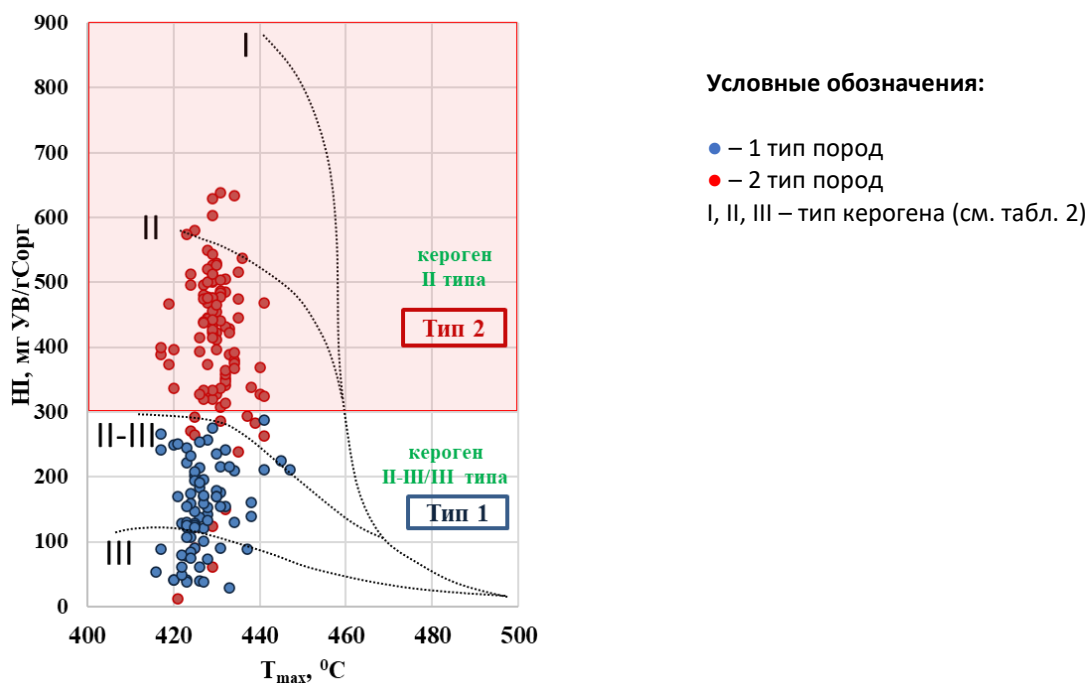


Рис. 10. Пиролизическая характеристика типов органического вещества для выделенных типов пород хадумской свиты (P_3hd) с различным углеводородным потенциалом на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена

Fig. 10. Pyrolytic characteristics of organic matter types for identified rock types of the Khadum Formation (P_3hd) with different hydrocarbon potential on a modified Van Krevelen diagram

Поскольку H_I напрямую зависит от объема продуктов пиролиза, отражающих высокий остаточный потенциал (S_2), соответствующий нефтегазоматеринским породам, важно оценить и охарактеризовать выделенные типы пород по пиролитическим параметрам, отражающим величину уже реализованного в породе потенциала (S_1), соответствующего нефтегазонасыщенным участкам и интервалам разреза.

Так как исследование посвящено изучению нефтегазоматеринских пород хадумских отложений и выделению в них наиболее перспективных зон, соответственно, коллекторам нетрадиционного типа, дополнительно был проанализирован индекс нефтенасыщенности (Oil Saturation Index – OSI), характеризующий степень насыщенности пород УВ.

В связи с тем, что OSI рассчитывается как объем легких УВ в органическом веществе по формуле: $OSI = S_1 \times 100 / C_{орг}$, этот параметр может быть применен

для уточнения нефтенасыщенных интервалов в коллекторах любого типа, что соответствовало задаче оценки перспективности пород хадумской свиты (P_3hd) Восточного Предкавказья.

На гистограмме распределения OSI и S_1 в соответствии с выделенными типами пород, четко выделяются области распределений с собственными средними значениями, которые свидетельствуют о существенных различиях в нефтенасыщенности для пород с различным углеводородным потенциалом.

Для пород первого типа среднее значение OSI составляет 33,8 мг УВ/г $C_{орг}$, S_1 – 0,86 мг УВ/г породы, для пород второго типа средние значения составляют 39,4 мг УВ/г $C_{орг}$ и 1,07 мг УВ/г породы, соответственно (рис. 11, 12).

Таким образом, можно сделать вывод, что генерация нефти и содержание легких и нефтеподобных соединений УВ наиболее характерны для пород именно второго типа.

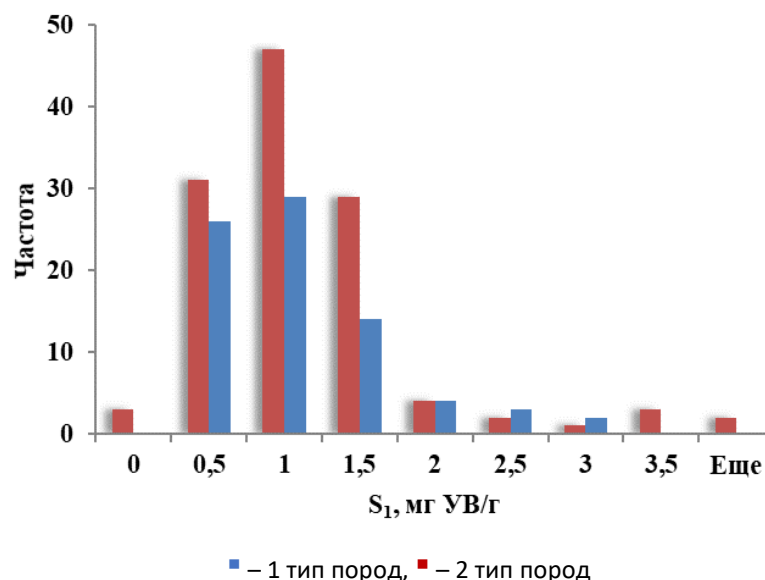


Рис. 11. Гистограмма распределения значений S_1 образцов хадумской свиты (P_3hd) для типов пород с различным углеводородным потенциалом

Fig. 11. Distribution histogram of S_1 parameters for the Khadum Formation (P_3hd) samples for rock types with different hydrocarbon potential

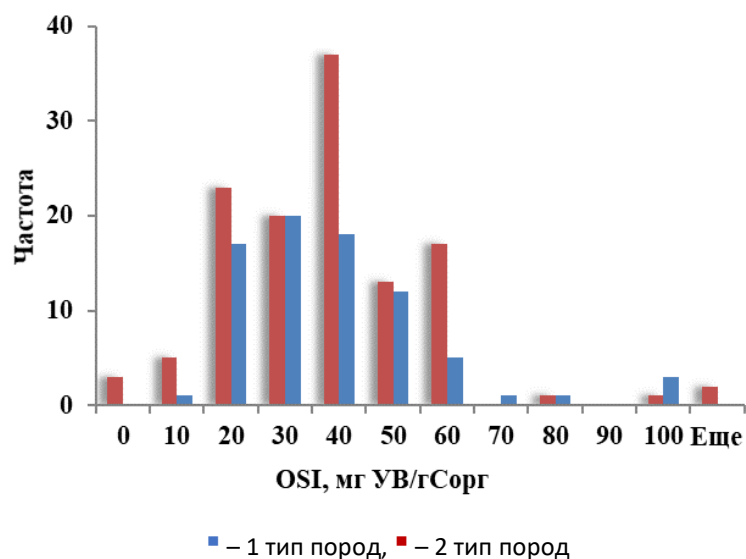


Рис. 12. Гистограмма распределения значений OSI образцов хадумской свиты (P_3hd) для двух типов пород с различным углеводородным потенциалом

Fig. 12. Distribution plot of OSI parameters for the Khadum Formation (P_3hd) samples for the two rock types with different hydrocarbon potential

Одними из основных пиролитических параметров, определяющих углеводородный потенциал, по которым породы хадумской свиты (P_3hd) можно разделить на два типа с различной потенциальной продуктивностью, являются: $C_{орг}$, GP, S_1 , S_2 и OSI.

Установленные различия указывают на потенциально более продуктивные зоны нефтенакпления в пределах распространения второго типа – с повышенным углеводородным потенциалом (табл. 3).

Табл.3. Отличительные признаки выделенных двух типов пород с различным углеводородным потенциалом

Table 3. Distinctive features of the two types of rocks identified with different hydrocarbon potential

Параметры	$C_{орг}$, %	GP, мг УВ/г породы	T_{max} , °C	Тип керогена	HI, мг УВ/г $C_{орг}$	S_1 , мг УВ/г породы	OSI, мг УВ/г $C_{орг}$
1 тип пород	2,4	4,9	423	II-III/III	155	0,86	33,8
2 тип пород	2,6	12,8	430	II	419	1,07	39,4

Региональное распространение выделенных типов пород с различным углеводородным потенциалом

Установленные геолого-геохимические различия стали основой для построения региональной схемы распространения выделенных типов пород хадумской свиты (P_3hd) Восточного Предкавказья с различным углеводородным потенциалом.

Для уточнения пространственного распространения выделенных типов пород были привлечены структурно-фациальные и палеогеографические схемы ранних исследований региона [11, 12], а также результаты статистического анализа по преобладанию установленных геохимических типов хадумских отложений на месторождениях Восточного Предкавказья, пиролитические данные по которым были положены в основу настоящего исследования.

Нами предложена концептуальная схема распределения выделенных типов пород с различным углеводородным

потенциалом хадумской свиты (P_{3hd}) в пределах Восточного Предкавказья (рис. 13).

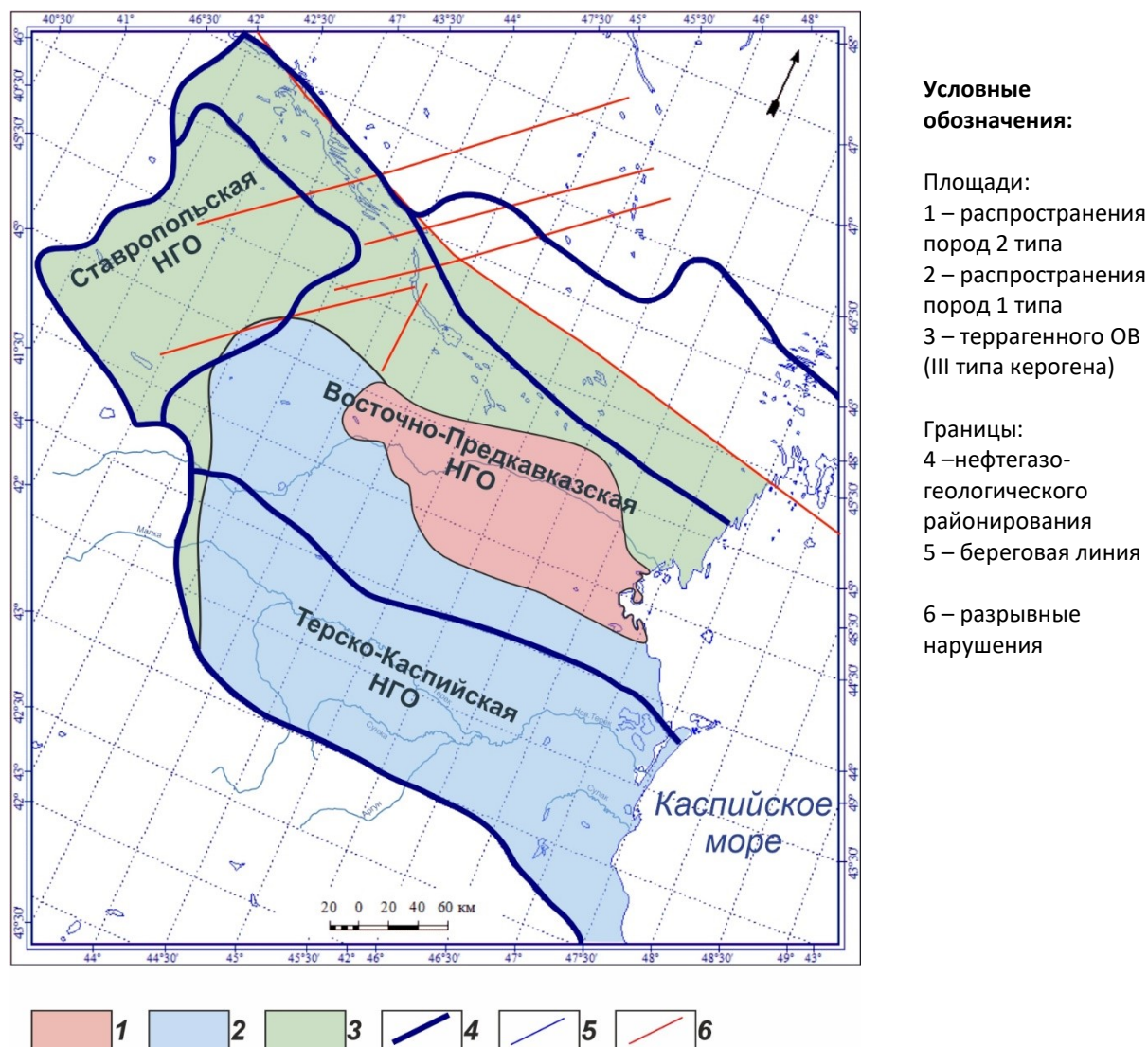


Рис. 13. Схема распределения выделенных типов пород с различным углеводородным потенциалом хадумской свиты (P_{3hd}) в пределах площади Восточного Предкавказья

Fig. 13. Distribution pattern of identified rock types with different hydrocarbon potential within the Khadum Formation (P_{3hd}) across the area of the Eastern Pre-Caucasus

Источник: на основе [9, 12] / Source: based on [9, 12]

Локализация второго типа пород с повышенным углеводородным потенциалом приурочена к центральной части Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (район Прикумской системы поднятий) и согласуется с зонами повышенных значений

на региональных схемах распределения основных пиролитических параметров ($S_{орг}$, GP, HI), определяющих благоприятные условия для выделения наиболее перспективных участков по геолого-геохимическим критериям.

Область распространения второго типа пород с повышенным углеводородным потенциалом имеет диагональное простираие с северо-запада на юго-восток и смещена в сторону Каспийского моря (см. рис. 13). Выделение зоны второго типа не противоречит установленной нефтегазоносности региона, подтвержденной открытием ряда крупных нефтяных месторождений в этой области (Прасковейское, Чепакское, Южно-Острогорское, Южный Озек-Суат, Ачикулакское и др.).

Распространение первого типа пород охватывает южную периферийную часть Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области и практически полностью Терско-Каспийскую область. По результатам пиролитических исследований на расположенных в этой части нефтегазоносного бассейна месторождениях (Журавское, Воробьевское, Курское, Моздокское) и отдельных поисково-разведочных скважинах преобладает первый тип пород.

Северная и западная части Восточного Предкавказья, в том числе Ставропольская нефтегазоносная область, приурочены к зоне влияния гумусовой компоненты континентального ОВ [12]. По мнению коллектива авторов эта часть относится к большой переходной фациальной зоне с транзитным стоком, которая отделяет Восточное Предкавказье от Западного [11, 12].

Таким образом, в пределах Восточного Предкавказья по геолого-геохимическим критериям можно выделить три принципиально отличающихся зоны развития нетрадиционных пород-коллекторов с различным углеводородным потенциалом.

Заключение

Недостаточная изученность и немногочисленные данные геохимических и промышленных исследований хоть и не позволяют достоверно утверждать о местоположении промышленных скоплений УВ, однако, на их основе появляется возможность определения и выделения наиболее перспективных зон для апробации различных технологий.

Ввиду сложных горно-геологических условий для освоения ТРИЗ отложений хадумской свиты (P_3hd) и особенностей, относящих породы-коллекторы этих отложений к нетрадиционному типу, таких как высокое содержание $C_{орг}$ и сверхнизкие ФЕС, нами предложен дополняющий существующие подходы к геолого-разведочным работам метод выделения перспективных участков для освоения и ОПР. Использование геохимических свойств пород в качестве индикаторов нефтеносности согласуется с этапностью геологического изучения и доразведки хадумских отложений в рамках освоения ТРИЗ Восточного Предкавказья.

Анализ геохимических характеристик высокоуглеродистой формации хадумской свиты (P_3hd) доказывает, что в ней преобладают два типа керогена (II, II-III типов), и в соответствии с классификацией нефтегазоматеринских пород по генерационному потенциалу ее можно отнести к «очень хорошим» и «отличным».

Проведенный анализ геолого-геохимических свойств хадумской свиты (P_3hd) позволил нам выделить два геохимических типа пород с различным углеводородным потенциалом и составить схему их регионального распространения в пределах Восточного Предкавказья. Факторами, определяющими различия, являются параметры: S_1 , S_2 , T_{max} , HI, OSI.

Наиболее перспективные зоны нефтенакопления потенциально приурочены к площади распространения второго типа пород – с повышенным углеводородным потенциалом.

Комплексирование результатов бурения скважин и промысловых данных, получаемых при поисково-оценочных работах, а также детальных геохимических, минералогических и геофизических исследований на этапе геологоразведки позволит с большей уверенностью детализировать наиболее

продуктивные геологические участки, выделять перспективные зоны и обосновывать проектно-технологические решения для ТРИЗ хадумской свиты (P_3hd).

Такой подход, основанный на использовании дополнительных индикаторов промышленной нефтеносности, повышает достоверность в оценке перспектив нефтегазоносности региона и расширяет возможности проектирования участков ОПР для апробации технологий эксплуатации и добычи ТРИЗ.

Вклад авторов

А.Г. Кротова – проведение исследования, формальный анализ, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

И.В. Шпуров – концептуализация, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Кротова А.Г., Шпуров И.В.* Обзор основных тенденций в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов олигоценых отложений хадумской свиты Восточного Предкавказья // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 430–444. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>
2. *Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В.* Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы. 2017. № S. С. 208–226. <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>
3. *Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В.* и др. Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 192–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>
4. *Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сен-Жермес М.Л.* и др. Биомаркеры органического вещества и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона // Геохимия. 2002. № 9. С. 993–1008.
5. *Горягина Т.А.* Геолого-геохимические условия нефтегазоносности олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ставрополь, 2005. 27 с.

6. *Эспиталие Дж., Дроует С., Маркуис Ф.* Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // Геология нефти и газа. 1994. № 1. С. 23–32.
7. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.
8. *Peters K.E., Cassa M.R.* Applied source rock geochemistry // The Petroleum System – From Source to Trap / Ed. by L.B. Magoon, W.G. Dow. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1994. P. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
9. *Яндарбиев Н.Ш., Крылов О.В., Козлова Е.В. и др.* Изучение особенностей нефтегазообразования в регионах деятельности и интересов ОАО «НК «Роснефть»: Юг России (Западное и Восточное Предкавказье): Атлас и пояснительная записка. М., 2014. 262 с.
10. Source and Migration Processes and Evaluation Techniques / Ed. by R.K. Merrill. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1991. 213 p. <https://doi.org/10.1306/TrHbk543>
11. *Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н. и др.* Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 99–109. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>
12. *Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А. и др.* Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 89–104. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7>

Информация об авторах

Алина Григорьевна Кротова – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; SPIN-код: 2614-6861, <https://orcid.org/0009-0007-2130-9882>; e-mail: agkrotova@gmail.com

Игорь Викторович Шпуров – д.т.н., профессор, генеральный директор, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Москва, Россия; <https://orcid.org/0000-0002-7262-1557>; e-mail shpurov@gkz-rf.ru

Поступила в редакцию 01.04.2025

Принята к публикации 23.05.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.12>

Investigation of geological and geochemical characteristics of the Khadum Formation deposits for identification of promising areas for development of hard-to-recover hydrocarbon reserves

Alina G. Krotova¹✉, Igor V. Shpurov²

1 – Lomonosov Moscow State University, 1 Leninskie Gory St., Moscow, 119991, Russia

2 – State Commission on Mineral Reserves, 54 Bolshaya Polyanka St., Bldg. 1, Moscow, 119180, Russia

Abstract. *Background.* The modern oil industry is paying more and more attention to increasing the oil recovery of hard-to-recover reserves. The results of a few field tests without application of geological and technical measures for flow stimulation limit the possibility of substantiating criteria for selecting promising areas for development and pilot operations. The study of the rock features of the Khadum Formation (P_3hd) of the East Pre-Caucasian oil and gas region was carried out using data from core samples with ultralow filtration and capacitance properties. It is proposed to substantiate and use certain geochemical properties of rocks and organic matter and pyrolytic parameters as indicators of oil content. *Objective.* To study the variability of the geochemical properties of the Khadum deposits and identify the dependencies between them for the subsequent identification of the most promising oil and gas zones according to a group of geological and geochemical criteria. *Materials and methods.* The paper presents the geochemical characteristics and comparison of the main pyrolytic parameters for rocks of the Khadum Formation. Pyrolysis data (by the Rock-Eval method) from core and field information from oil fields were used. *Results.* The predominance of two types of kerogen was established and two types of rocks with different hydrocarbon potential were identified. The distribution schemes of the main geochemical characteristics of the Khadum Formation and the distribution of established rock types with different hydrocarbon potential within the Eastern Pre-Caucasus are compiled. *Conclusions.* A new approach to identifying the most promising oil- and gas-bearing areas within the Khadum Formation on the basis of geochemical criteria is proposed, based on the identification of two types of reservoir rocks with different hydrocarbon potential in terms of S_1 , S_2 , T_{max} , HI and OSI parameters.

Keywords: Khadum Formation, hard-to-recover reserves, geological and geochemical properties, geochemical indicators of oil content, Eastern Pre-Caucasus

Funding: the work received no funding.

For citation: Krotova A.G., Shpurov I.V. Investigation of geological and geochemical characteristics of the Khadum Formation deposits for identification of promising areas for development of hard-to-recover hydrocarbon reserves. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 167–186. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.12>

✉ Alina G. Krotova, agkrotova@gmail.com

© Krotova A.G., Shpurov I.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License. .

Author contributions

Alina G. Krotova – investigation, formal analysis, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Igor V. Shpurov – conceptualization, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Krotova A.G., Shpurov I.V. A review of the main trends in the development of the raw materials base of hard-to-recover reserves of Oligocene deposits of the Khadum Formation of the Eastern Pre-Caucasus region. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 430–444. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>
2. Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. Khadum Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy*. 2017. No. S. P. 208–226. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.19.21>
3. Babina E.O., Mordasova A.V., Stoupakova A.V. et al. Sedimentation of the Oligocene-Lower Miocene clinoforms of the Maikop formation in the Eastern and Central Pre-Caucasus region as a key criteria for reservoir exploration. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 192–208. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>
4. Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Saint-Germes M.L. et al. Biomarkers of organic matter in Maykopoo rocks and oils of the Caucasian-Scythian region. *Geochemistry International*. 2002. Vol. 40, No. 9. P. 899–913.
5. Goryagina T.A. Geological and geochemical conditions of oil and gas bearing Oligocene sediments of the Central and Eastern Pre-Caucasus. Cand. Sci. diss. abstr. Stavropol, 2005. 27 p. (In Russ.).
6. Espitalie J., Drouet S., Marquis F. Petroleum evaluation by using the petroleum evaluation workstation (a Rock-Eval connected with computer). *Geologiya nefi i gaza*. 1994. No. 1. P. 23–32. (In Russ.).
7. Galushkin Yu.I. *Modeling of Sedimentary Basins and Assessment of their Oil and Gas Content*. Moscow: Nauchnyi mir, 2007. 456 p. (In Russ.).
8. Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G., eds. *The Petroleum System – From Source to Trap*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1994. P. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
9. Yandarbiev N.Sh., Krylov O.V., Kozlova E.V. et al. *Investigation of Oil and Gas Formation Features in the Regions of Operation and Interests of Rosneft Oil Company: Southern Russia (Western and Eastern Ciscaucasia): Atlas with Explanatory Text*. Moscow, 2014. 262 p. (In Russ.).
10. Merrill R.K., ed. *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1991. 213 p. <https://doi.org/10.1306/TrHbk543>
11. Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Stafeev A.N. et al. Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>

12. Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Krasnova E.A. et al. Paleogeographic approach for the oil and gas potential assessment of the Khadum Formation (Lower Oligocene) in Pre-Caucasus basin. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 2. P. 89–104. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7>

Information about the authors

Alina G. Krotova – Postgraduate, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-2130-9882>; e-mail: agkrotova@gmail.com

Igor V. Shpurov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, General Director, State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-7262-1557>; e-mail: shpurov@gkz-rf.ru

Received 1 April 2025

Accepted 23 May 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276.031.011

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13>

Уточнение геологического строения газовой залежи с помощью гидродинамических исследований скважин*

П.В. Крыганов ✉, Е.С. Крижова, С.Г. Федотов, О.И. Савицкая, А.Р. Бухаров

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр. 12

Аннотация. *Актуальность.* При проектировании разработки месторождения и для уточнения геолого-гидродинамической модели необходима информация о проводимости разломов, выделенных при помощи сейсмических исследований, для оценки взаимодействия скважин, находящихся в разных блоках. Учитывая сложное строение залежи (многочисленные разломы), большое расстояние между скважинами, многовариантность решений при отклике отраженного от нескольких границ сигнала, решение данной задачи методами гидродинамических исследований скважин существенно затруднено. *Цель работы.* Выработка подходов, существенно снижающих неопределенность в оценке конфигурации и проводимости разломов в зоне влияния скважин. *Материалы и методы.* Использовалась информация, полученная в результате длительного мониторинга дебита и забойного давления по двум скважинам. Оценка наличия и проводимости разломов выполнялась с применением методов гидродинамических исследований скважин и специализированного программного обеспечения для их интерпретации. Введены критерии качества, по соответствию/несоответствию которым принималось решение о корректности использования той или иной модели. *Результаты.* На примере двух скважин показано применение факторного анализа для исключения наименее вероятных моделей конфигурации и проводимости разломов. Методом исключения неподходящих или менее достоверных интерпретационных моделей для этих скважин решена задача подтверждения наличия разломов, их количества, расстояния до них и степени их проводимости. *Выводы.* Представленный подход демонстрирует возможности существенного расширения области применения аналитических моделей для решения сложных геолого-гидродинамических задач.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, комплексирование, фильтрационные свойства, разломы, гидродинамическое моделирование, расстояние до границ

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Крыганов Павел Викторович, Pavel.Kryganov@lukoil.com

© Крыганов П.В., Крижова Е.С., Федотов С.Г., Савицкая О.И., Бухаров А.Р., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Для цитирования: Крыганов П.В., Крижова Е.С., Федотов С.Г., Савицкая О.И., Бухаров А.Р. Уточнение геологического строения газовой залежи с помощью гидродинамических исследований скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 187–203. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13>

Введение

Гидродинамические исследования важны с точки зрения изучения геологического строения нефтяных и газовых залежей [1, 2] и увеличения эффективности информационного обеспечения их разработки [3].

Особенностью рассматриваемой в данной работе газовой залежи является большое количество разломов, выделяемых по результатам интерпретации сейсмических исследований. Следует отметить, что качество сейсмических исследований в данном случае не позволяет однозначно ответить на вопросы фактического наличия и точного местоположения разломов. В работах [4, 5] приведены оценки влияния выявления дизъюнктивных нарушений и их характеристик на эффективность проектирования разработки, в том числе и с экономической точки зрения. Ряд работ [2, 6] направлен на изучение проводимости разломов. В связи с этим в рамках уточнения геолого-гидродинамической модели для проектирования разработки залежи поставлена задача оценить наличие и проводимость разломов с помощью методов гидродинамических исследований скважин (ГДИ).

В последнее время для решения подобных задач активно используются подходы, связанные с комплексированием различных видов исследований [7–9], которые доказали свою эффективность. Кроме того, самым очевидным способом

обнаружения разломов являются ГДИ методом гидропрослушивания [10, 11]. Однако задача, решаемая в данной работе, была осложнена как большим количеством разломом, особенностями самих скважин (наличие трещин гидроразрыва пласта – ГРП), так и большими расстояниями между скважинами, что не позволяет напрямую оценить факт взаимовлияния скважин.

Целью работы является выработка подходов, существенно снижающих неопределенность в оценке конфигурации и проводимости разломов в зоне влияния скважин.

Материалы и методы

Для решения задачи использовалась информация, полученная в результате длительного мониторинга дебита и забойного давления по двум скважинам. Оценка наличия и проводимости разломов выполнялась с использованием таких методов ГДИ, как анализ кривой восстановления давления и анализ добычи и давления, а также специализированного программного обеспечения для интерпретации материалов ГДИ.

Были введены критерии качества, по соответствию/несоответствию которым принималось решение о корректности использования той или иной геолого-гидродинамической модели. На примере двух скважин показано применение факторного анализа для исключения наименее вероятных моделей конфигурации и проводимости разломов.

Исходные данные представлены длительным мониторингом забойного давления и дебита (в течение нескольких лет). Периодичность замеров дебита и давления на всем протяжении мониторинга показателей работы скважины составляет 1 замер в сутки, за исключением отдельных краткосрочных периодов проведения ГДИ, во время которых периодичность замеров увеличивалась до 1 замера в 5 минут. Низкая частота замеров накладывает существенные ограничения на возможности комплексного анализа с помощью методов интерпретации кривой восстановления давления (КВД, Pressure Transient Analysis – PTA) и анализа добычи и давления (АДД, Rate Transient Analysis – RTA). История работы скважины требует значительных корректировок по приведению в соответствие друг с другом суточных замеров дебита и забойного давления (например, замер

дебита произведен на режиме, а замер давления после остановки скважины). Также редкие замеры давления не позволяют описать начальный период восстановления давления на диагностическом графике [12].

Результаты и обсуждение

На примере двух скважин, схема расположения которых представлена на рис. 1, продемонстрированы возможности ГДИ в задаче уточнения наличия разломов и их проводимости при использовании аналитических моделей. В каждом случае был проведен ряд расчетов с разным сочетанием определяемых параметров пласта и при использовании моделей с различной конфигурацией разломов [13–15]. Были исключены наименее вероятные и выявлены наиболее достоверные решения для каждой из исследуемых скважин.

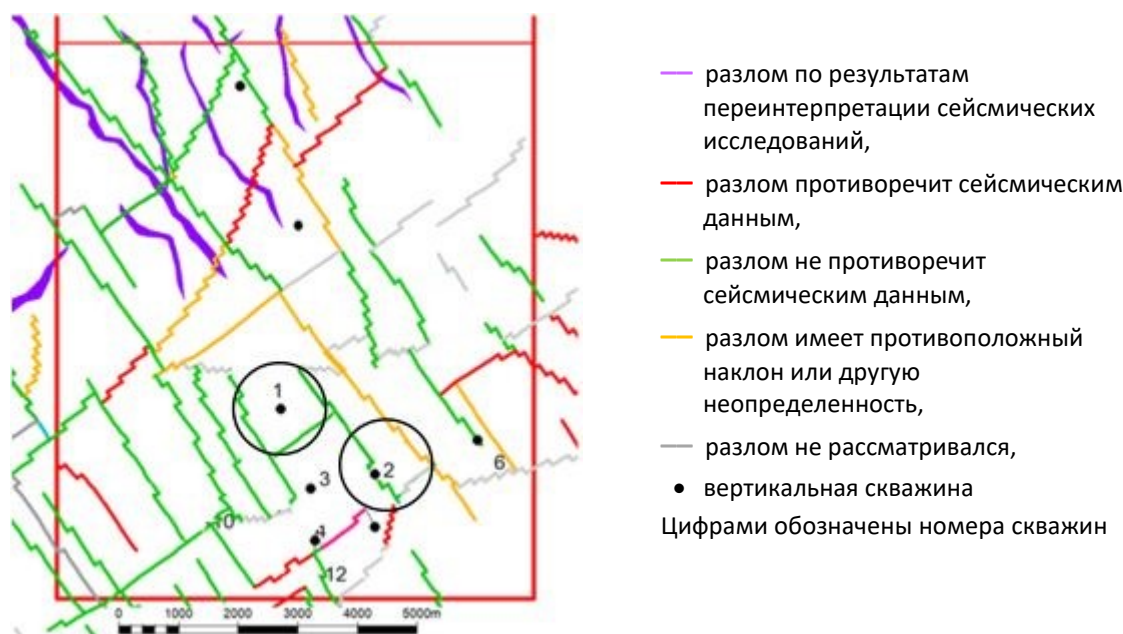


Рис. 1. Схема расположения скважин и разломов

Fig. 1. Layout of wells and faults

Источник: по материалам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
 Source: based on research by LUKOIL-Engineering LLC

Скважина № 1. Исходные данные

В рамках изучения геологического строения с помощью ГДИ рассмотрена вертикальная скв. № 1, вскрывающая газовую залежь (эффективная толщина 55 м). Схема расположения скважины в пласте была приведена на рис. 1. По результатам сейсмических исследований в окрестности скв. № 1 находятся 3 дизъюнктивных нарушения: на расстоянии 600 м на восток, 600 м на запад, 600 м на юг, на севере разлом не отмечается.

На рис. 2 показаны кривые изменения дебита и давления в период с 2015 до 2023 гг. За указанный период для анализа были отобраны шесть наиболее информативных КВД. За время эксплуатации дебит скв. № 1 снизился с 650 тыс.м³/сут в 2015 г. до 40 тыс. м³/сут в 2022 г. (см. рис. 2). В 2022 г. с целью интенсификации добычи газа была проведена соляно-кислотная обработка (СКО), которая позволила увеличить дебит газа до 400 тыс.м³/сут.

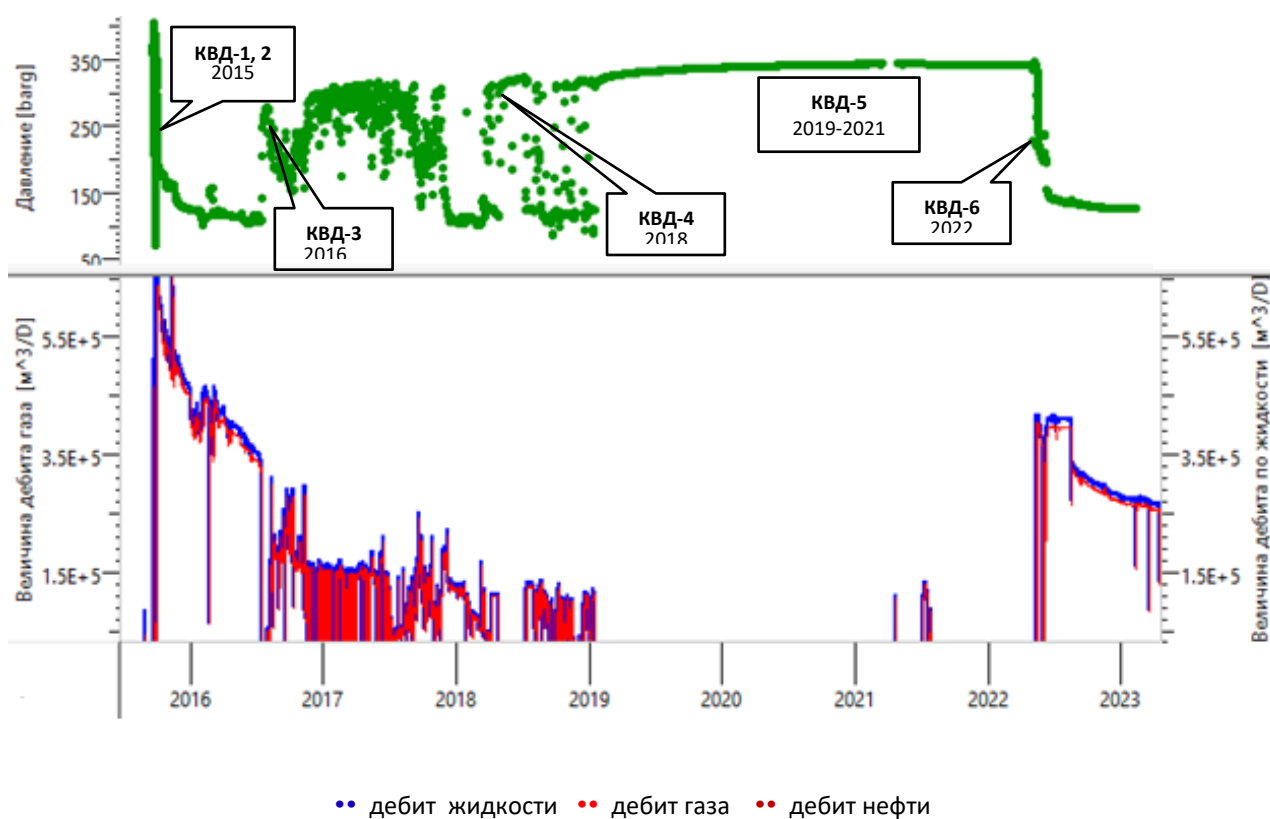


Рис. 2. Кривые изменения давления и дебита для скв. № 1

Fig. 2. Pressure and flow rate curves for the well No. 1

Интерпретация материалов исследований

Для каждой из анализируемых кривых восстановления давления были построены диагностические графики (рис. 3), которые

условно можно разделить на 2 типа: короткие КВД-1,2,6 (до 10–20 часов) с частыми замерами давления, либо длительные КВД-3,4,5 (до 2 лет) с замерами давления 1 раз в сутки.

Из-за недостаточной частоты замера на длительных КВД отсутствует возможность построения начала диагностического графика на временах до 100 часов, как это видно на наиболее продолжительной производной КВД-5. При этом уникально длительная продолжительность производной КВД-5 позволила выделить 2 участка радиальной фильтрации с проводимостью, различающейся в 2 раза: 1-й участок

с $kh = 22$ мД·м, 2-й участок с $kh = 11$ мД·м, что однозначно свидетельствует о наличии одного разлома. Данный разлом является наиболее удаленным от скважины (2-я стабилизация производной – более 20000 часов). 1-й участок подтверждается сразу 3 кривыми – КВД-3,4,5. Отмечается существенное снижение скин-фактора после проведения СКО по сравнению с КВД-5 (до СКО) и по КВД-6 (после СКО).

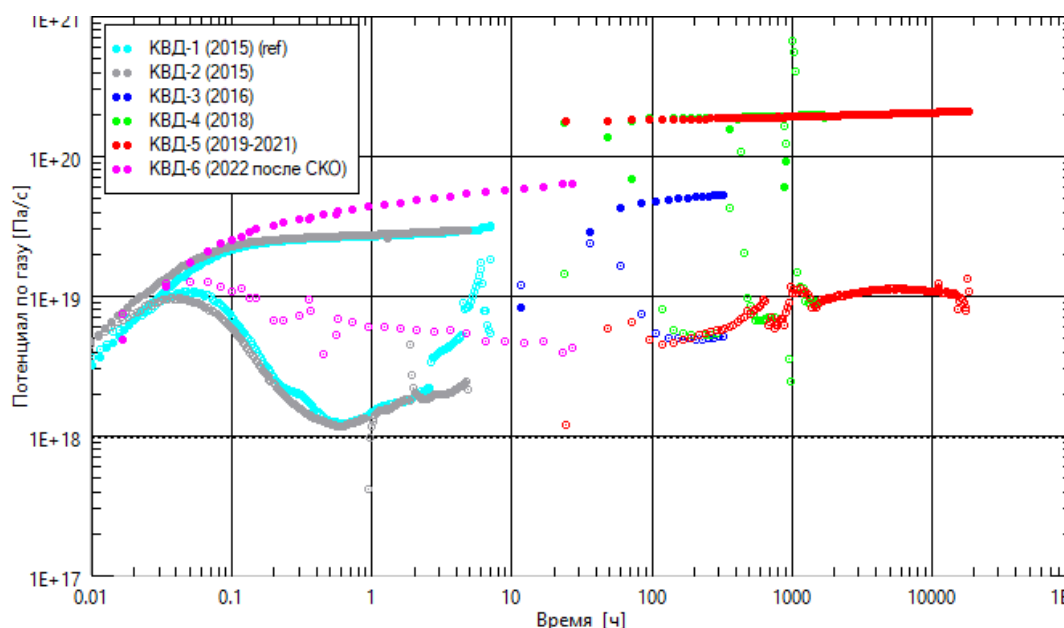


Рис. 3. Диагностические графики кривых восстановления давления для скв. № 1

Fig. 3. Log-log plots of pressure buildup curves for the well No. 1

Анализ добычи и давления оказался неинформативен по причине несоответствия дебита давлению во время работы скважины, а также ввиду наличия множества остановок с отсутствием подробной динамики давления во время них.

Поэтому был проведен анализ всех КВД, основанный прежде всего на КВД-1,2, характеризующих начало диагностического графика, и на самой длительной КВД-5, где были зафиксированы основные информативные участки. При анализе этих КВД были рассмотрены аналитические модели

с возможными конфигурациями разломов. При этом учитывалось влияние разломов на возможность использования зафиксированных участков стабилизации и участков роста на производной. Анализ возможных положений границ и их проводимость были протестированы рядом расчетов на аналитических моделях. В каждом конкретном случае вывод был сделан с учетом модельных производных (табл. 1). Методом исключения определена модель, наиболее достоверно описывающая все зарегистрированные процессы изменения давления.

Табл. 1. Рассматриваемые модели для скважины № 1

Table 1. Models considered for the well No. 1

№	Рассматриваемая модель границ	Критерии применимости модели				Применимость модели	Комментарии
		Критерий 1. Совмещение на «log-log графике»	Критерий 2. Совмещение кривых на графике «history»	Критерий 3. Сопоставление результатов с сейсмическими данными	Критерий 4. Мониторинг исторических данных/соответствие с модельной кривой		
1	с 1 непроницаемой границей	+	+/-	+/-	+	+	Критерий 1. – На производных зафиксированы 2 участка стабилизации с проводимостью, различающейся в 2 раза (см. рис. 3). Подтверждено наличие одного разлома на расстоянии не менее 125 м. Критерий 2. – Хорошее совмещение по интерпретируемой КВД-5. Плохое совмещение по остальной истории по причине изменяющегося скин-фактор. Критерий 3. – Расстояние по модели значительно меньше, чем по карте (см. рис. 1). При меньшей фактической Нэф расстояние до границы может быть больше. Критерий 4. – Соответствие изменений ФЕС пласта и скин-фактора скважины хронологии исследований.
2	с 1 проницаемой границей	+	+/-	-	-	-	Критерии 1, 2. – Аналогичны предыдущей модели. Критерий 3, 4 – В случае проницаемой границы расстояние до разлома будет значительно меньше 125 м (модель 1), что оценивается маловероятным.
3	с 2 пересекающимися границами	+/-	+/-	+/-	-	-	Критерий 1. – Подтвержденный наиболее удаленный разлом на расстоянии не менее 125 м и отсутствие подтверждения отражения от более близкого разлома. Критерий 2. – Аналогично предыдущей модели. Критерий 3. – По сейсмическим данным около скважины могут находиться до 3 разломов, расположенных на равном удалении от скважины. Наиболее удаленный разлом проявляется на расстоянии 125 м и более. Наличие разлома в непосредственной близости от скважины (около 25 м) оценивается маловероятным. Критерий 4. – Производные 2015 г. искажены скважинными процессами и не фиксируют стабилизацию в начальный период КВД. Кроме того, КВД-6, зарегистрированная после СКО, не имеет характерную для отраженного сигнала форму.
4	с 2 параллельными границами	-	-	+	-	-	Предполагается наличие роста в конце производной, отсутствующего на фактической кривой (см. рис. 3).
5	с 3 непроницаемыми границами	-	-	+	-	-	Предполагается наличие роста в конце производной, отсутствующего на фактической кривой (см. рис. 3).

Таким образом, среди всего множества рассматриваемых вариантов был выбран один – наиболее вероятный. Результаты

интерпретации по данной модели (с одной непроницаемой границей) представлены на рис. 4.

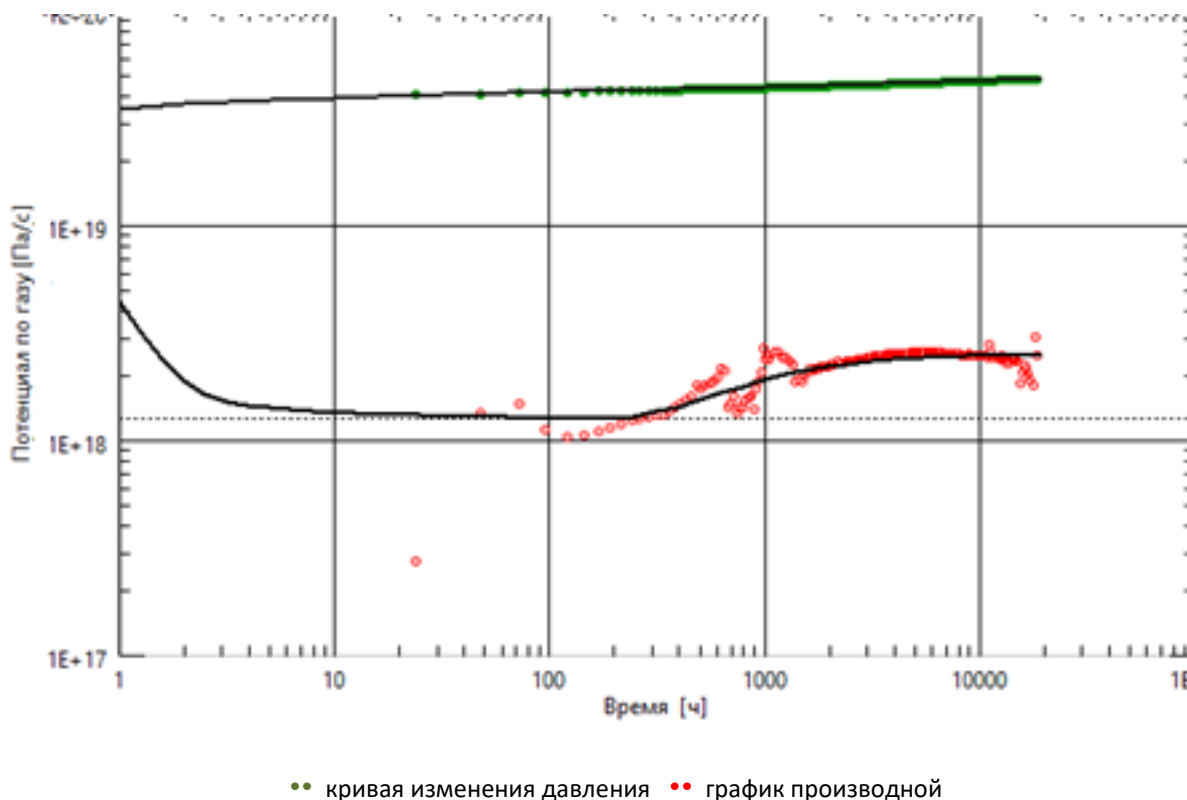


Рис. 4. Интерпретация КВД-5 методом наилучшего совмещения в билогарифмических координатах для скв. № 1

Fig. 4. Interpretation of PBU-5 by the best match method in a log-log plot for the well No. 1

При толщине 55 м расстояние до определяемого разлома (125 м) значительно меньше, чем по карте (≈ 600 м). Настройка модели на фактическое расстояние до разлома может уточнить работающую толщину пласта. Расхождения модельной кривой давления с фактически замеренной (в декартовых координатах) обусловлено изменением скин-фактора скважины со временем, что подтверждается хронологией производных давлений (см. рис. 3).

Таким образом, для первой скважины получен однозначный ответ о конфигурации разломов (только 1 из 3 потенциальных разломов, с высокой вероятностью, – непроницаемый).

Скважина № 2. Исходные данные

В рамках изучения геологического строения с помощью ГДИ рассмотрена вертикальная скв. № 2, вскрывающая газовую залежь (эффективная толщина 54 м). Схема расположения скважины в пласте была приведена на рис. 1.

По результатам сейсмических исследований в окрестности скв. № 2 находятся 3 дизъюнктивных нарушения: на расстоянии 620 м на восток, 0 м на запад (предполагается, что скважина находится в непосредственной близости от разлома), 500 м на юг, на севере разлом отсутствует. На скважине

был проведен ГРП в мае 2016 г. Параметры трещины ГРП по дизайну: полудлина $X_f = 70$ м, проводимость $F_c = 900$ мД·м.

На рис. 5 показаны кривые изменения дебита и давления в период с 2016 до 2020 гг. Для анализа выбраны 2 наиболее информативные КВД.

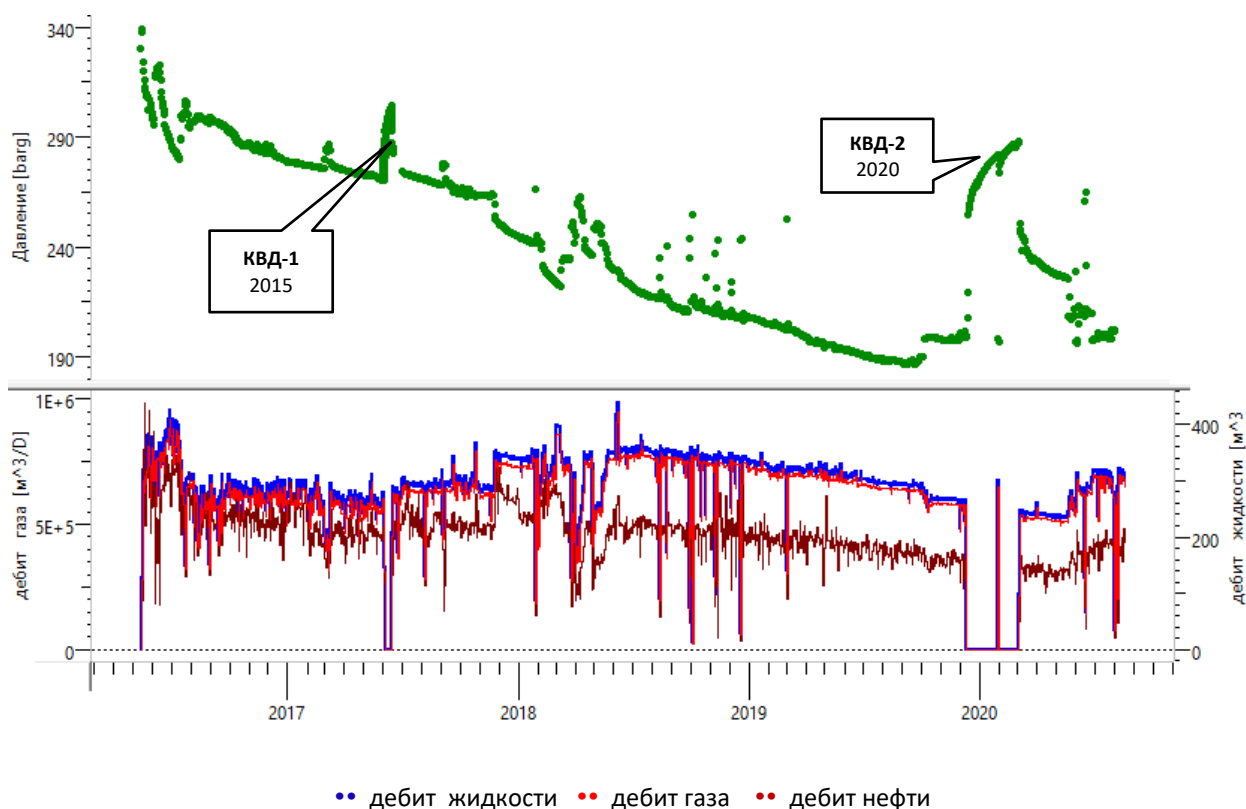


Рис. 5. Кривые изменения давления и дебита для скв. № 2

Fig. 5. Pressure and flow rate curves for the well No. 2

В указанные годы скв. № 2 проработала при незначительном изменении дебита в диапазоне 600–800 тыс.м³/сут (см. рис. 5), но при значительном падении забойного давления от 300 до 190 бар.

Интерпретация материалов исследований

Для каждой из зарегистрированных КВД были построены диагностические

графики в билогарифмических координатах (рис. 6). Из-за недостаточной частоты замера давления (1 раз в сутки) производная по значительно более длительной КВД-2 оказалась неинформативной – вследствие отсутствия начала диагностического графика. Производная по КВД-1 практически сразу после закрытия скважины непрерывно возрастала и не имела участков ни ранней, ни поздней радиальной фильтрации.

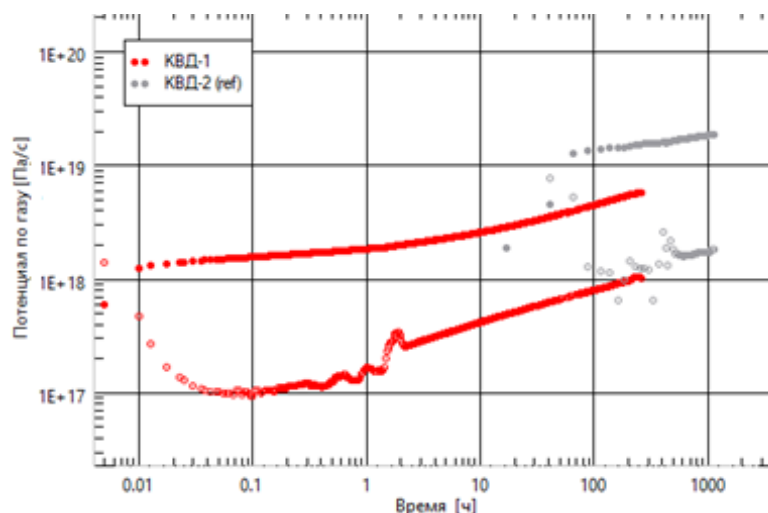


Рис. 6. Диагностические графики КВД-1,2 для скв. № 2

Fig. 6. Log-log plots of PBU-1,2 for the well No. 2

Для выявления участков радиальной фильтрации был применен метод анализа добычи и давления. На производной в билогарифмическом масштабе были зафиксированы 2 участка стабилизации

(рис. 7). Нижний участок, который позволил оценить значение проводимости пласта, – 134 мД·м, верхний участок (в 2 раза ниже – 70 мД·м) характеризует отклик от ближайшего непроницаемого разлома.

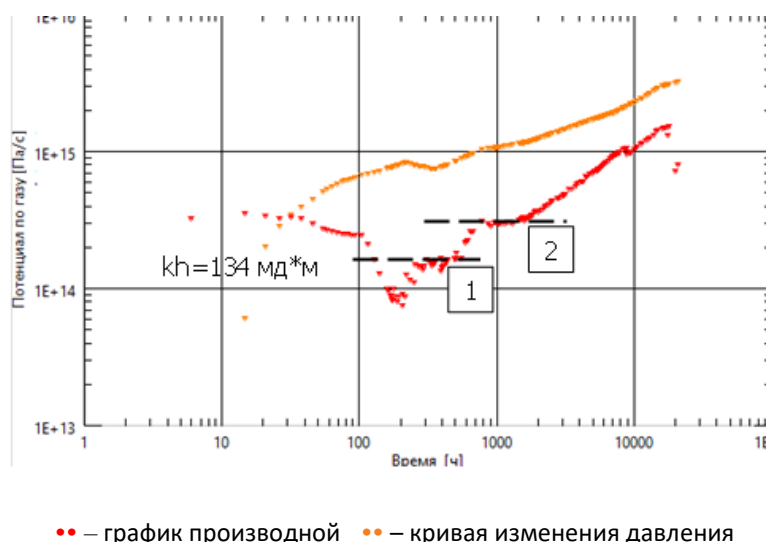


Рис. 7. Диагностический график в билогарифмических координатах, построенный с помощью анализа добычи и давления, для скв. № 2

Fig. 7. Log-log plot constructed using the rate transient analysis for the well No. 2

Используя значение проводимости пласта, полученное с помощью АДД, были произведены ряд расчетов и анализ достоверности моделей с различной конфигурацией границ (табл. 2).

Интерпретация проводилась для КВД-1 программным методом Pressure Transient Analysis с контролем качества совмещения как в билогарифмических, так и в декартовых координатах.

Табл. 2. Рассматриваемые модели для скважины № 2

Table 2. Models considered for the well No. 2

№	Рассматриваемая модель границ	Критерии применимости модели				Применимость модели	Критерии применимости модели
		Критерий 1. Совмещение на «log–log графике»	Критерий 2. Совмещение кривых на графике «history»	Критерий 3. Сопоставление результатов с сейсмическими данными	Критерий 4. Мониторинг исторических данных/соответствие с модельной кривой		
1	с 3 непроницаемыми границами	+	+	+/-	+/-	+/-	Критерий 1. – На производной КВД-1 не зафиксированы участки стабилизации (см. рис. 6). Предполагаемый уровень kh пласта определен с помощью АДД. Начальный рост производной по КВД-1 (до значения 134 мД·м) обусловлен влиянием трещины ГРП, далее – ближнего разлома. Критерий 2. – Хорошее совмещение по интерпретируемой КВД-1 и истории работы скважины при наличии всех 3 границ. Плохое совмещение по КВД-2 по причине изменяющегося со временем скин-фактора и вероятного изменения параметров трещины. Критерий 3. – Расстояние по модели до ближней границы значительно больше, чем по карте (см. рис. 1). Возможно, разлом находится ближе, но он проводимый. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
2	с 1 ближней проницаемой границей (20 м) и 2 дальними непроницаемыми границами (800 м, 800 м)	+	+	+	+/-	+	Критерий 1,2. – Аналогично предыдущей модели. Критерий 3. – Расстояние по модели до ближней границы более соответствует сейсмическим исследованиями (см. рис. 1). Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
3	с 2 параллельными границами	+/-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – Модельная кривая хорошо описывает график до 100 часов исследования КВД-1, далее – расходится. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3. – По сейсмическим данным предполагается наличие 2 удаленных разломов и 1-го в непосредственной близости от скважины. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
4	с 2 пересекающимися границами	-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – Модельная кривая хорошо описывает график до 10 часов исследования КВД-1, далее – расходится. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3,4. – Аналогичны предыдущему варианту.
5	с ближней границей (0 м) и 1 или 2 дальними границами	-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – При расстоянии до ближнего разлома равном 0 м не удалось получить хорошего совмещения ни при каком сочетании определяемых параметров. Критерий 2-4. – Аналогично предыдущей модели.
6	с 1 границей	-	-	-	+/-	-	Критерий 1. – Отсутствует совмещение модельной кривой с производной давления. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3. – По сейсмическим данным предполагается наличие 2 удаленных разломов и 1-го в непосредственной близости от скважины. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.

В используемом программном обеспечении для интерпретации материалов ГДИ отсутствует аналитическая модель с трещиной ГРП и с проводимым разломом одновременно. Для тестирования проводимости разломов в данных условиях проведен ряд преобразований, позволяющих перейти от непроницаемой границы к проницаемой. Так трещина ГРП была заменена соответствующим общим скин-фактором в вертикальной скважине. Удаление двух наиболее удаленных границ из модели позволило выявить участок влияния ближней границы по качеству совмещения начальной части кривой. После этого проведена оценка влияния проводимости ближней

границы путем изменения степени проводимости и расстояния до данной границы. Одинаковое качество совмещения на начальном участке кривой позволило сделать вывод о равнозначности использования модели с 1 непроницаемым разломом на расстоянии 145 м и модели с 1 проницаемым разломом с минимальным коэффициентом утечки и на расстоянии 20 м.

По результатам анализа в качестве наиболее вероятной принята интерпретационная модель с одним ближним проницаемым разломом и двумя удаленными непроницаемыми разломами. Результаты интерпретации по данной модели представлены на рис. 8.

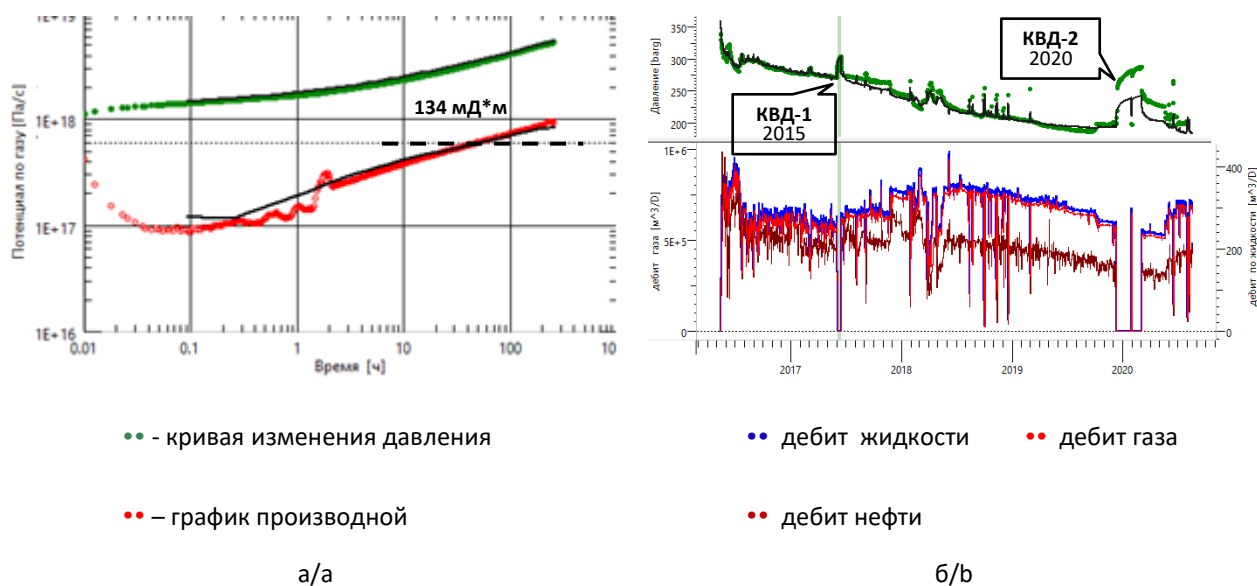


Рис. 8. Интерпретация КВД-1 для моделей с тремя границами в билогарифмических (а) и декартовых (б) координатах для скв. № 2

Fig. 8. Interpretation of PBU-1 for models with three boundaries: log-log plot (a) and history plot(b) for the well No. 2

Практически на всех участках было получено совмещение и производной, и кривой давления, кроме участка с КВД-2. Анализ показал, что плохое совмещение для КВД-2

может быть связано с ухудшением параметров трещины ГРП (хорошее совмещение для КВД-2 было получено при существенно меньшей полудлине трещины).

Таким образом, для второй скважины комплексирование методов анализа добычи и давления и традиционной интерпретации кривой восстановления давления позволило однозначно указать на влияние 3 границ, однако, оставив некоторую неопределенность по их проводимости, а также оценить деградацию трещины гидроразрыва пласта во времени.

Заключение

На примере двух скважин на основании аналитических моделей решена задача подтверждения наличия разломов, их количества, расстояния до них и степени их проницаемости в условиях сложного строения залежи и отсутствия точно идентифицируемых откликов от каждого из разломов.

При интерпретации материалов ГДИ был проведен ряд расчетов с разным сочетанием определяемых параметров пласта и при использовании моделей с различной конфигурацией разломов. Были исключены наименее вероятные и выявлено одно наиболее достоверное решение для каждой из скважин.

Несмотря на отсутствие аналитической модели с трещиной ГРП и проницаемой границей одновременно, задача оценки степени проницаемости была решена без применения значительно более трудоемкого численного моделирования.

Представленный подход демонстрирует возможности существенного расширения области применения аналитических моделей для решения сложных задач.

Вклад авторов

П.В. Крыганов – концептуализация, формальный анализ, создание черновика рукописи.

Е.С. Крижова – формальный анализ, визуализация, создание черновика рукописи.

С.Г. Федотов – администрирование проекта, концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

О.И. Савицкая – методология, верификация данных.

А.Р. Бухаров – методология, визуализация.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Juneghani M.R.A., Moradi S., Zavelaneh M.R. et al. A comprehensive review of analytical solutions and advances in pressure transient analysis of conventional reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2025. Vol. 15, No. 5. P. 101. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2>*
2. Маркелов В.А., Хусаинов Р.А., Силов В.Ю., Чепкасова Е.В. Изучение проводимости разлома на начальном этапе разработки Чаяндынского месторождения как инструмент уточнения геологического строения залежи // Горная промышленность. 2021. № 3. С. 87–91. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2021-3-87-91>

3. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.
4. *Космачева М.С., Индрунский И.М.* Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7(60). С. 52–57.
5. *Лесной А.Н., Пьянкова Е.М.* Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 1. С. 67–69.
6. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П. и др.* Оценка фильтрационных характеристик тектонических нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 1(373). С. 65–76. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1\(373\)-65-76](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-65-76)
7. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.
8. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
9. *Федотов С.Г., Крыганов П.В., Савицкая О.И. и др.* Повышение информативности гидродинамических исследований скважин с помощью комплексирования различных подходов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 6(390). С. 48–56.
10. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П. и др.* Выявление непроницаемого разлома в однородном пласте по данным гидропрослушивания близлежащих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 10(370). С. 26–37. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10\(370\)-26-37](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10(370)-26-37)
11. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П. и др.* Выявление высокопроводящего разлома в однородном пласте по данным гидропрослушивания близлежащих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 11(371). С. 42–53. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11\(371\)-42-53](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-42-53)
12. *Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M.* A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983. Vol. 196, No. 6. P. 95–106.
13. *Эрлагер Р. (мл.)* Гидродинамические методы исследования скважин / Пер. с англ. А.В. Щebetова. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 512 с.
14. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
15. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

Информация об авторах

Павел Викторович Крыганов – к.т.н., ведущий геофизик, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Москва, Россия, SPIN-код: 1464-8129, <https://orcid.org/0000-0003-4560-3393>; e-mail: Pavel.Kryganov@lukoil.com

Екатерина Сергеевна Крижова – ведущий геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0008-3890-1345>; e-mail: Ekaterina.Krizhova@lukoil.com

Сергей Геннадьевич Федотов – начальник отдела, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0007-1944-1921>; e-mail: Sergey.G.Fedotov@lukoil.com

Оксана Игоревна Савицкая – ведущий геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-0284-4395>; e-mail: Oxana.Savitskaya@lukoil.com

Айрат Рифович Бухаров – ведущий инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0002-8789-2082>; e-mail: Ayrat.Bukharov@lukoil.com

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 30.07.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13>

Clarifying the geological structure of a gas reservoir using well testing*

Pavel V. Kryganov , Ekaterina S. Krizhova, Sergey G. Fedotov, Oksana I. Savitskaya, Airat R. Bukharov

LUKOIL-Engineering LLC, 61/2 Shchepkina St., Bldg. 12, Moscow, 129110, Russia

Abstract. *Background.* When designing the field development and clarifying the geological and hydrodynamic model, information about the conductivity of identified faults using seismic studies is needed to assess the interaction between wells located in different blocks. Considering the complex structure of the reservoir (with numerous faults), the long distance between wells and the variability of solutions in response to signals reflected from multiple boundaries, solving this problem by using well testing methods is significantly more difficult. *Objective.* To develop approaches that significantly reduce the uncertainty in assessing the configuration and conductivity of faults in the well influence zone. *Materials and methods.* The information obtained from long-term monitoring of flow rate and bottomhole pressure in two wells was used. The presence and conductivity of faults was assessed using well testing methods and specialized software for their interpretation. Criteria for quality were introduced, according to compliance/noncompliance with which a decision was made on the correctness of using a particular model. *Results.* Using two wells as an example, the application of factor analysis to exclude the least probable models of fault configuration and conductivity is shown. The method of excluding inappropriate or less reliable interpretation models solved the problem of confirming the presence of faults, their number, distance from the wells to them, and their conductivity. *Conclusions.* The presented approach demonstrates the possibility of significantly expanding the scope of application of analytical models for solving complex geological and hydrodynamic problems.

Keywords: well testing, integration, filtration properties, faults, hydrodynamic simulation, distances to boundaries

Funding: the work received no funding.

For citation: Kryganov P.V., Krizhova E.S., Fedotov S.G., Savitskaya O.I., Bukharov A.R. Clarifying the geological structure of a gas reservoir using well testing. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 187–203. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

 Pavel V. Kryganov, Pavel.Kryganov@lukoil.com

© Kryganov P.V., Krizhova E.S., Fedotov S.G., Savitskaya O.I., Bukharov A.R., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Pavel V. Kryganov – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Ekaterina S. Krizhova – formal analysis, visualization, writing – original draft.

Sergey G. Fedotov – project administration, conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Oksana I. Savitskaya – methodology, validation.

Airat R. Bukharov – methodology, visualization.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Juneghani M.R.A., Moradi S., Zavelaneh M.R. et al. A comprehensive review of analytical solutions and advances in pressure transient analysis of conventional reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 5. P. 101. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2>
2. Markelov V.A., Khusainov R.A., Silov V.Yu., Chepkasova E.V. Geological structure update using fault seal analysis at the early stage of Chayandinskoye gas condensate field development. *Gornaya promyshlennost*. 2021. No. 3. P. 87–91. (In Russ.). <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2021-3-87-91>
3. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Information Support and Technologies for Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Deposits*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012. 896 p. (In Russ.).
4. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. Development specifics of fields complicated by tectonic faults. *Exposition Oil Gas*. 2017. No. 7(60). P. 52–57. (In Russ.).
5. Lesnoj A.N., Pjankova E.M. Wells hydrolistening research at the solving of oil and gas fields development. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2010. No. 1. P. 67–69. (In Russ.).
6. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Assessment of tectonic faults reservoir properties at oil fields using well testing data. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 1(373). P. 65–76. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1\(373\)-65-76](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-65-76)
7. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 1. *Fundamentals of Hydrodynamic and Geophysical Control of Development and Monitoring of Production*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 676 p. (In Russ.).
8. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 2. *The Role of Well Testing and Production Logging in Reservoir Development*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
9. Fedotov S.G., Kryganov P.V., Savitskaya O.I. et al. Increasing information value of hydrodynamic well test by complexing different approaches. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2024. No. 6(390). P. 48–56. (In Russ.).
10. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Impermeable fault identification in a homogeneous formation by the data of interference testing of adjacent wells. *Geology, Geophysics and*

Development of Oil and Gas Fields. 2022. No. 10(370). P. 26–37. (In Russ.).
[https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10\(370\)-26-37](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10(370)-26-37)

11. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Identification of a high-conductive fault in a homogeneous formation based on the data of the nearby wells observation testing. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. No. 11(371). P. 42–53. (In Russ.).
[https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11\(371\)-42-53](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-42-53)

12. Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil*. 1983. Vol. 196, No. 6. P. 95–106.

13. Earlougher R.C., Jr. *Advances in Well Test Analysis*. New York; Dallas, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1977. 264 p.

14. Kulpin L.G., Myasnikov Yu.A. *Well Test Methods for Studying Oil and Gas-Bearing Formations*. Moscow: Nedra, 1974. 200 p. (In Russ.).

15. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

Information about the authors

Pavel V. Kryganov – Cand. Sci. (Eng.), Leading Geophysicist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4560-3393>; e-mail: Pavel.Kryganov@lukoil.com

Ekaterina S. Krizhova – Leading Geologist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-3890-1345>; e-mail: Ekaterina.Krizhova@lukoil.com

Sergey G. Fedotov – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-1944-1921>; e-mail: Sergey.G.Fedotov@lukoil.com

Oksana I. Savitskaya – Leading Geologist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-0284-4395>; e-mail: Oxana.Savitskaya@lukoil.com

Airat R. Bukharov – Leading Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-8789-2082>; e-mail: Ayrat.Bukharov@lukoil.com

Received 15 May 2025

Accepted 30 July 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи*

И.Р. Махмутов¹ ✉, С.К. Туренко²

1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

2 – Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. *Актуальность.* Ачимовские отложения севера Западной Сибири обладают сложным геологическим строением, что в комплексе с экстремально низкими фильтрационно-емкостными свойствами создает проблемы в понимании пространственного распределения нефте- и водонасыщенных интервалов в нефтяной залежи. *Цель работы.* Построение концептуальной модели коллектора, описывающей неравномерное распределение нефте- и водонасыщенных коллекторов по разрезу. *Материалы и методы.* Объектом исследования являлись песчано-глинистые пласты клиноформного строения одного из месторождений севера Западной Сибири. Использовались методы изучения седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы и результатов геофизических исследований скважин. *Результаты.* Проанализирована проблема получения обводненных притоков нефти из интервалов в кровельной части залежи в пределах ожидаемой зоны однофазной фильтрации нефти. Предложена комплексная капиллярно-фильтрационная модель коллектора, описывающая строение такого рода залежей. *Выводы.* Построенная модель исследуемого объекта объясняет наличие интервалов водонасыщенного коллектора на высоких отметках залежи и позволяет установить причину высоких стартовых показателей обводненности при испытаниях и эксплуатации скважин.

Ключевые слова: ачимовские отложения, низкопроницаемые коллекторы, субколлектор, капиллярные барьеры, неоднородное нефтегазонасыщение, капиллярно-фильтрационная модель

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Махмутов И.Р., Туренко С.К. Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 204–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Махмутов Ильшат Римович, irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

© Махмутов И.Р., Туренко С.К., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Отложения ачимовской толщи на различных месторождениях Западной Сибири изучают с 1960-х годов. Однако до недавнего времени запасы нефти и газа в данных отложениях считались малоперспективными и нерентабельными, при этом имея статус трудноизвлекаемых. Активное изучение и постепенное вовлечение в разработку ачимовских коллекторов возобновилось в начале XXI века по причине постепенного истощения традиционных запасов нефти и газа и в целях поддержания падающей добычи крупнейших месторождений Западной Сибири. Вместе с тем растет геолого-геофизическая изученность отложений, и, как следствие, эволюционируют и представления о петрофизической модели коллектора. Ключевым фактором, определяющим сложное строение ачимовской толщи, является ее фациальная изменчивость, что, в свою очередь, обуславливает значительную латеральную и вертикальную неоднородность физико-литологических свойств разреза. Второй фактор – большая глубина залегания пластов, следствием чего стали низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Эти факторы вкупе с классическими подходами к моделированию традиционных коллекторов нефти и газа довольно часто не позволяют объяснить фактические эксплуатационные показатели работы скважин, основным из которых является несоответствие прогнозируемой и фактической обводненности продукции.

На примере одного из месторождений севера Западной Сибири рассмотрим механизм образования зон повышенной обводненности продукции при испытании скважин в куполах нефтяных залежей. Вопрос в такой постановке очень широкий и ему посвящены работы многих

исследователей, поэтому, с целью локализации научного поиска, будем исходить из следующих предположений, сделанных по результатам анализа исходной геолого-геофизической информации:

1. Система находится в квази-равновесии, где гравитационные силы компенсируются капиллярными и не изменяются под действием различных факторов, таких как разработка месторождения или продолжающиеся неотектонические движения.

2. Установленная текстурная неоднородность объекта исследования мезо- и макроскопического размера по Л.Ф. Дементьеву – от десятков сантиметров до 1 м и более.

3. Одним из главных факторов повышенной обводненности продукции является неравномерный характер насыщенности пород-коллекторов по разрезу – также известный как «неоднородная», «островная» [1–3], «пятнистая», «полосчатая» [4–6] насыщенность.

Исходя из указанных предположений, в данной работе частично или полностью не рассматривались в качестве геологических причин: гидродинамически изолированные тела, малоамплитудные экранирующие разломы, аномальные кольцевые зоны [7], отжатие элизионных вод из глин в результате тектонодинамического сжатия пород [8], а также технологических причин: межпластовые перетоки, недоосвоение скважин и др. Дополнительно стоит отметить, что неравномерный характер насыщенности коллектора наблюдается по всей площади и разрезу нефтяной залежи, подтверждается точечными испытаниями на приток современными опробователями пласта на кабеле (ОПК) и отсутствием либо очень низкой нефтенасыщенностью по данным исследований керна в интервалах притока воды.

В соответствии с концепцией С.Д. Пирсона в области изучения нефтеносности песчаников отмечается, что в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора на характер распределения флюидонасыщенности значительное влияние оказывают капиллярные силы в противовес гравитационным. Указанная концепция получила название капиллярно-гравитационной [9]. Применительно к рассматриваемой проблеме такую концепцию в своих работах использовали такие исследователи, как [10–12]. Обобщая работы этих авторов, можно сказать, что для решения задач обоснования распределения флюидонасыщенности в нефтяных залежах в рамках принятых предположений ключевым является учет неоднородного строения слагающих разрез горных пород, а основным инструментом является использование кривых капиллярного давления, полученных по результатам исследований керна.

Еще одним немаловажным аспектом при анализе характеров притока являются функции относительных фазовых проницаемостей. В методических рекомендациях по подсчету запасов углеводородного сырья¹ в числе одного из способов оценки характера насыщенности приводится построение капиллярно-фильтрационных моделей.

Цель данной работы – построить концептуальную модель коллектора, описывающую неравномерное распределение нефте- и водонасыщенных коллекторов по разрезу.

¹ Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

Материалы и методы

Объектом исследования являлись песчано-глинистые пласты клиноформного строения, залегающие в основании неокома, одного из месторождений севера Западной Сибири. Отложения формировались в глубоководных обстановках, снос осадочного материала происходил с шельфа турбидитными потоками. Основные элементы аккумуляции осадков в таких условиях – латеральный ряд полого налегающих друг на друга седиментационных лопастей. Основные породы-коллекторы приурочены к фациям каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, которые сложены песчаниками тонко-мелкозернистыми, мелкозернистыми, редко средне-тонко-мелкозернистыми, а также алевролитами крупно-мелкозернистыми аркозового состава с низким содержанием карбонатного цемента. Цемент конформный, пленочный, кварцевый регенерационный. Цемент хлорит-иллитового состава, отмечается низкое содержание каолинита. Фильтрационно-емкостные свойства пород весьма низкие, проницаемость зачастую не превышает 1 мД, пористость – до 19%, по классификации А.А. Ханина породы преимущественно относятся к VI классу коллектора. Обоснованные нижние пределы ФЕС коллекторов: коэффициент пористости $K_{п.гр} = 11\%$, коэффициент проницаемости $K_{пр.гр} = 0,06$ мД.

Для решения задачи построения концептуальной модели коллектора проводилось изучение седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы, а также результатов геофизических исследований скважин (ГИС).

Результаты и обсуждение

Комплексный анализ результатов литолого-петрофизических исследований горных пород

Петрофизический анализ выполнялся по шести скважинам месторождения с полным выносом керна в интервале объекта исследования, исключительно в продуктивной зоне. Количество образцов керна для

исследований: стандартных петрофизических – 872, специальных – 172.

В петрофизической практике изучение неоднородности насыщенности начинают с фотографий керна в ультрафиолетовом свете (УФ) [3, 13]. На рис 1 представлено сопоставление данных ГИС и фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете для ачимовских пород изучаемого месторождения.

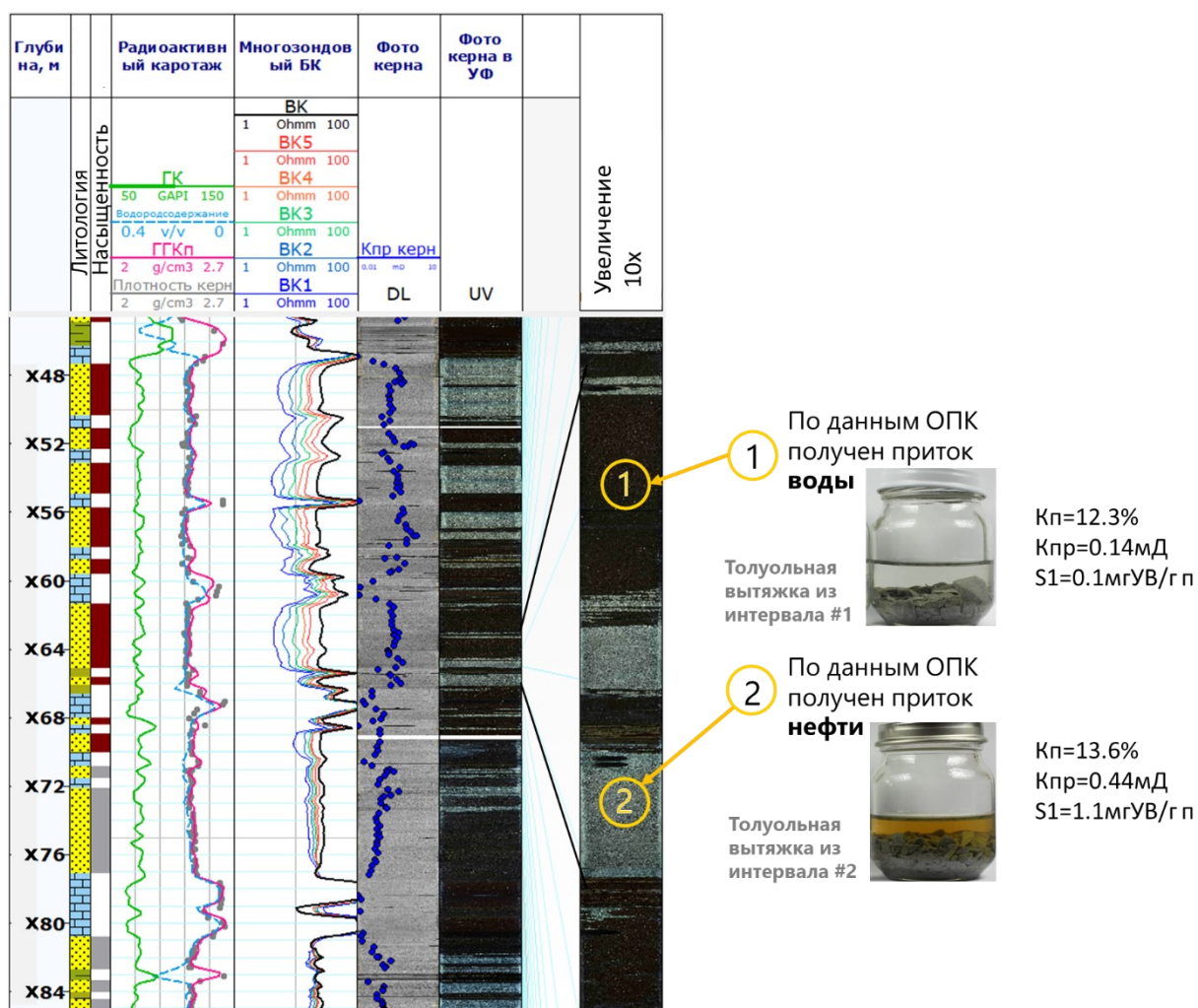


Рис. 1. Геофизический планшет с данными ГИС и фотографиями керна в дневном и ультрафиолетовом свете в интервале ачимовской толщи изучаемого месторождения

Fig. 1. Logplot with the core photo in daylight and ultraviolet in the Achimov Formation of the studied oilfield

По данным результатов интерпретации ГИС весь интервал нефтенасыщен, однако, по данным фотографий керна в ультрафиолетовом свете в части выделенных прослоев отсутствует свечение, что говорит об их насыщенности водой. Данные фотографий керна подтверждаются получением притоков воды выше притоков нефти по данным опробователя пластов на кабеле (ОПК). В правой части рис. 1 представлены толуюльные вытяжки из дробленного керна, соответствующие интервалам притока воды и нефти. Это подтверждает неоднородную нефтенасыщенность по разрезу скважины.

Обработка фотографий выполнялась с помощью программного комплекса для петрофизической интерпретации Techlog, в результате обработки были установлены интервалы с разной интенсивностью свечения керна.

Чередование интервалов интенсивного, слабого и полного отсутствия свечения наблюдается по всей высоте продуктивной залежи. Выборка разделена на интенсивно светящиеся/слабосветящиеся (*группа 1*) и несветящиеся (*группа 2*) интервалы в УФ. Задача – изучение выборок по полному спектру исследований керна с целью выявления влияния геологической неоднородности на распределение флюидов в породе. Выделенные интервалы толщиной от 0,1 до 0,4 м составляют 10%, от 0,4 до 1 м – 40%, более 1 м – 50%, что позволяет отнести породы к мезо- и макроуровню неоднородности по классификации Л.Ф. Деметьева. Около половины оцененной толщины прослоев в выборке имеет размерность до 1 м. Это объясняет одну из причин отсутствия контраста удельного электрического сопротивления (УЭС) между водо- и нефтенасыщенными интервалами, поскольку известно, что достоверное определение УЭС возможно при мини-

мальной толщине прослая 0,8 м. Для дальнейшего анализа из выборки были исключены интервалы неколлектора – карбонатизированные песчаники и аргиллиты ниже Кп.гр.

На следующем этапе были проведены литолого-минералогические и седиментологические исследования керна. По данным литолого-фацеального анализа установлено, что *группа 1* приурочена к фациям турбидитовых каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, *группа 2* – к фациям проксимальной, медиальной и дистальной частей лопастей. Отмечается значительная фацеальная изменчивость отложений в разрезе. Литологически породы *группы 1* представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми с глинистым цементом. По данным гранулометрии, в среднем, доля песчаной фракции составляет 69%, алевритовой – 27%, глинистой – 4%. Породы *группы 2* представлены преимущественно песчаниками тонко- и мелкозернистыми. Доля песчаной фракции составляет 45%, алевритовой – 42%, глинистой – 14%. Карбонатность обеих групп пород не превышает 2–5%. (рис. 2). Таким образом, можно сделать вывод, что *группа 1* представлена более крупнозернистым осадком и формировалась в более динамичных условиях осадконакопления.

По данным рентгеноструктурного анализа, обломочная часть пород обеих групп имеет кварц-полевошпатовый состав, доля полевых шпатов в обеих группах, в среднем, 45–48% с небольшим увеличением доли в *1 группе*. Доля кварца в обеих группах составляет 32%. Цемент обеих групп – преимущественно хлоритом 70–79%, каолинитом 10–16% и гидрослюдами с небольшим увеличением доли в *группе 2*.

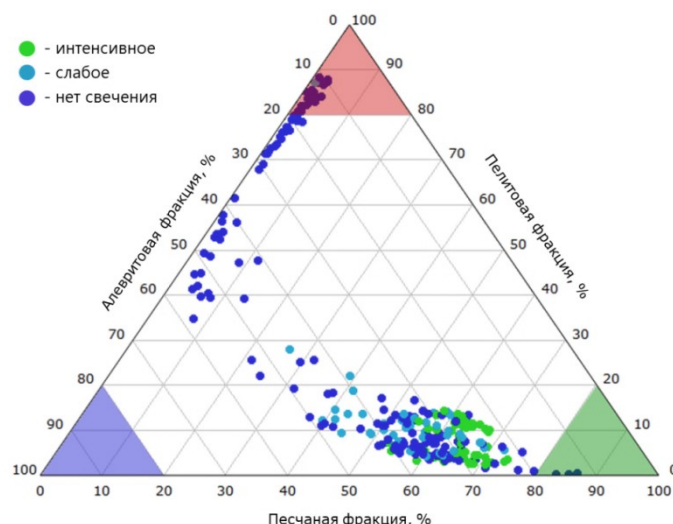


Рис. 2. Треугольная диаграмма гранулометрического состава пород ачимовской толщи изучаемого месторождения

Fig. 2. Triangular diagram of the grain size of rocks of the Achimov Formation of the studied oilfield

На снимках растрового электронного микроскопа породы обеих групп сложены полуугловатыми зернами изометричной формы, зерна полевого шпата в средней и сильной степени изменены процессами выщелачивания. Цемент порово-пленочного типа, хлоритовый. На поверхности зерен повсеместно развиты крустификационные

отрочки хлорита. Межзерновые поры открытого типа с преобладающим размером в *группе 1* – 10–30 мкм, *группе 2* – 7–20 мкм. Встречаются внутризерновые микропоры, приуроченные к полевым шпатам.

Изученные выше особенности строения пород обеих групп нашли отражение в распределении ФЕС (рис. 3).

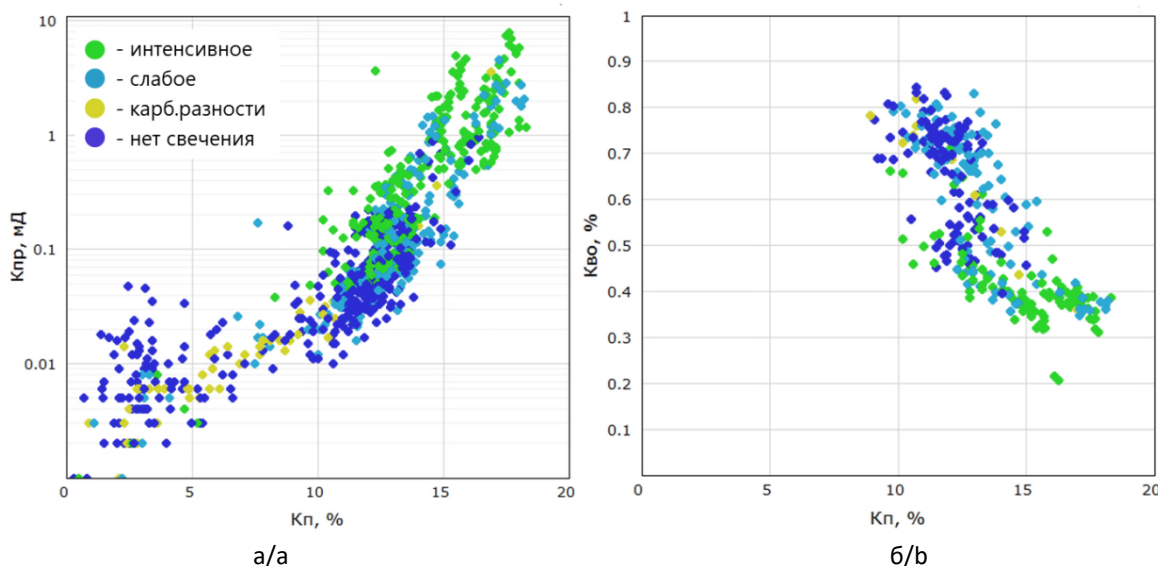


Рис. 3. Кросс-плоты сопоставления ФЕС изучаемого объекта с интенсивностью свечения зерна в ультрафиолетовом свете в интервалах выше зеркала чистой воды: а – коэффициента пористости и проницаемости; б – коэффициента пористости и остаточной водонасыщенности

Fig. 3. Crossplots of the reservoir properties of the studied object with the intensity of core glow in ultraviolet in intervals above the free water level: a – core porosity and permeability; b – core porosity and irreducible water saturation

В табл. 1 представлена краткая литолого-петрофизическая характеристика анализируемых групп пород. В целом, породы *группы 1* обладают повышенными пористостью и проницаемостью, имея значительный диапазон их изменения и

перекрытия с породами *группы 2*. Неоднородность ФЕС пород ачимовской толщи изучаемого месторождения обусловлена вариацией минерального состава, глинистости и типа глинистых минералов.

Табл. 1. Краткая литолого-петрофизическая характеристика пород-коллекторов

Table 1. Short lithological and petrophysical characteristics of reservoir rocks

Группы пород	Фации	Литологическое описание	Гранулометрический состав	Рентгено-структурный анализ глин	Рентгено-структурный анализ породы	ФЕС мин-макс среднее
<i>Группа 1</i>	Турбидитовые каналы, проксимальная и медиальная части лопасти	Песчаники мелко-зернистые	Песчаная–69% Алевритовая–27% Глинистая–4%	Каолинит–12% Хлорит–79% Гидрослюдь–6% Смешанно-слоистые–3%	Кварц–32% Полевые шпаты –48% Глинистые минералы–14% Кальцит–3%	$K_p = \frac{9-18,3}{16}\%$ $K_{пр} = \frac{0,04-8}{0,8} \text{ мД}$ $K_{во} = \frac{20-83}{50}\%$
<i>Группа 2</i>	Проксимальная, медиальная и дистальная части лопасти	Песчаники тонко-мелко-зернистые	Песчаная–45% Алевритовая–42% Глинистая–14%	Каолинит–16% Хлорит–73% Гидрослюдь–8% Смешанно-слоистые–3%	Кварц–32% Полевые шпаты –45% Глинистые минералы–18% Кальцит–2%	$K_p = \frac{10,1-16,4}{14}\%$ $K_{пр} = \frac{0,02-1}{0,1} \text{ мД}$ $K_{во} = \frac{40-85}{62}\%$

Одной из ключевых задач для формирования представлений о петрофизической модели коллектора является установление флюидного состава выделенных групп. По данным пиролитических исследований *группа 1* характеризуется наличием миграционной нефти (пик S_1) – 1,1 мгУВ/г породы и более, *группа 2* – минимальными значениями – 0,1 мгУВ/г породы либо полным отсутствием нефти, что соответствует предположению, что интервалы свечения керн в ультрафиолетовом свете содержат нефть, а интервалы с отсутствием свечения содержат воду [13], см. рис. 1. Помимо геохимического анализа флюидный состав также подтверждался данными толуольных вытяжек из дробленного керн и последующим хроматографическим анализом.

Ключевые выводы по результатам изучения литолого-петрофизических свойств объекта исследования:

– Породы представлены чередованием коллекторов преимущественно двух литофизических типов – песчаники мелкозернистые и песчаники тонко-мелкозернистые.

– Интервалы с интенсивным, слабым свечением и отсутствием свечения керн дифференцируются по ФЕС, но имеют значительное перекрытие в области $K_{пр} < 0,8 \text{ мД}$.

– Интервалы с отсутствием свечения керн в ультрафиолетовом свете являются водонасыщенным коллектором.

Таким образом, стало очевидно, что на характер насыщенности прослоя помимо ФЕС оказывают влияние дополнительные факторы.

Как было сказано ранее, в низкопроницаемых коллекторах среди факторов, влияющих на распределение флюидов в породе, одну из ключевых ролей играет капиллярное давление, которое определяется уравнениями Юнга-Лапласа и Жюрена [9]. Из анализа уравнений можно сделать вывод, что капиллярное давление прямо пропорционально межфазному натяжению и обратно пропорционально радиусу поровых каналов. При анализе насыщенности коллектора необходимо учитывать также высоту капиллярного поднятия жидкости над зеркалом чистой

воды (ЗЧВ). С этой целью проанализированы кривые капиллярного давления (рис. 4а). По результатам анализа отмечается широкий диапазон изменения насыщенности пород при различных капиллярных давлениях. К примеру, при одинаковом капиллярном давлении в 1 МПа (расположении на одной высоте над ЗЧВ) водонасыщенность коллекторов изменяется от 35% до 94%. При этом заметно изменяются давления вытеснения – от 0,006 до 0,1 МПа (система «нефть–вода»), такая значительная разница указывает на высокий потенциал образования капиллярных барьеров в залежи (рис. 4б).

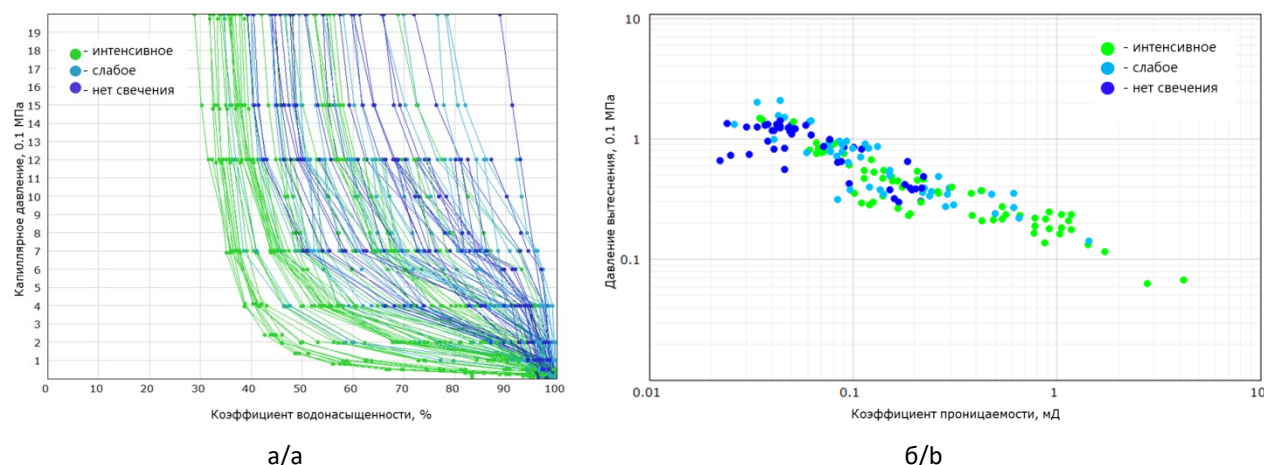


Рис. 4. Кросс-плоты сопоставления кривых капиллярного давления (а) и давлений вытеснения (б)

Fig. 4. Crossplots with the capillary pressure curves (a) and displacement pressure (b)

Исходя из анализа работ, рассмотренных во введении, была принята следующая концепция – вследствие неоднородного строения залежи, где присутствует контрастная изменчивость ФЕС пород по разрезу, а также их гидрофильности, в пласте возникают капиллярные барьеры первого рода по классификации Ю.Я. Большакова. Согласно этой концепции, на этапе миграции нефти в ловушку выталкивающая сила не смогла преодолеть капиллярное давление вытеснения, порода осталась насыщена

водой. Такую породу будем называть «субколлектор», по аналогии с работой [2]. Стоит отметить, что под давлением вытеснения понимается минимально необходимое (пороговое) давление для начала вытеснения смачивающей фазы из горной породы, возникающее в момент, когда протяженная нить несмачивающего флюида соединяется через крупные поровые каналы. Исходя из такого понимания и условий проведения экспериментов, предполагается, что насыщенность субколлектора смачивающей фазой равна 100%.

**Построение капиллярно-
фильтрационной модели
объекта исследования**

При анализе характера притока коллекторов и обосновании уровней межфлюидальных контактов ключевыми параметрами, помимо кривых капиллярного давления, характеризующих формирование залежи (дренаж), являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), моделирующие процесс разработки пласта (пропитка). На этом этапе, путем обработки массива кривых ОФП, были получены выражения для проницаемостей, соответствующих критическим значениям. При этом использовались два значения коэффициента водонасыщенности: K_v^* – для водонасыщенности, при которой в притоке пластовой нефти начинает отмечаться незначительное количество подвижной воды (обводненность – 0,01); K_v^{**} – для водонасыщенности, при которой в притоке пластовой воды начинает отмечаться незначительное количество нефти (обводненность – 0,98).

Далее, путем комплексирования полученных выражений с зависимостью водонасыщенности K_v от высоты над зеркалом чистой воды, получаем капиллярно-фильтрационную модель, полностью описывающую строение залежи и ожидаемые зоны фильтрации пластовых флюидов².

На рис. 5 представлена капиллярно-фильтрационная модель залежи по изучаемому объекту. Черной блоковой кривой схематично нанесена проницаемость пород, которая отражает реальный диапазон изменения значений $K_{пр}$ исследуемого объекта. Справа отражен характер притока

коллекторов в зависимости от их проницаемости и положения над уровнем ЗЧВ, субколлектор обозначен как СубК.

Из анализа строения залежи изучаемого объекта можно утверждать, что из-за низких ФЕС и наличия текстурной неоднородности в залежи образуются локальные капиллярные барьеры (субколлекторы), отличающиеся от вмещающих (пористых) и более проницаемых пород. Чаще всего мощность этих субколлекторов не превышает вертикальную разрешающую способность методов электрометрии, что в совокупности с низкой минерализацией пластовой воды приводит к отсутствию контраста УЭС между нефтенасыщенными и водонасыщенными интервалами. Таким образом, единственным способом их выявления по данным ГИС остаются методы с относительно высоким разрешением (например, плотностной гамма-гамма-каротаж) в сочетании с капиллярно-фильтрационной моделью. Стоит отметить, что эффективность применения модели в значительной степени зависит от достоверности определения коэффициента проницаемости и уровней ЗЧВ. Выделение интервалов субколлектора по данным ГИС возможно путем получения динамического граничного значения $K_{пр}$ в зависимости от высоты над зеркалом чистой воды [14].

Наличие субколлектора теоретически возможно до высоты над ЗЧВ в 65 м. После преодоления высоты залежи в 115 м, что соответствует начальной точке модели, коллекторы во всем диапазоне $K_{пр}$ будут отдавать исключительно нефть. При классическом подходе к интерпретации данных ГИС в подобных объектах интервалы субколлекторов были бы отнесены к нефтенасыщенным, либо, наоборот, нефтенасыщенные интервалы могут быть пропущены.

² Родивилов Д.Б., Кантемиров Ю.Д., Махматов И.Р., Акиншин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности. Тюмень: Экспресс, 2023. 144 с.

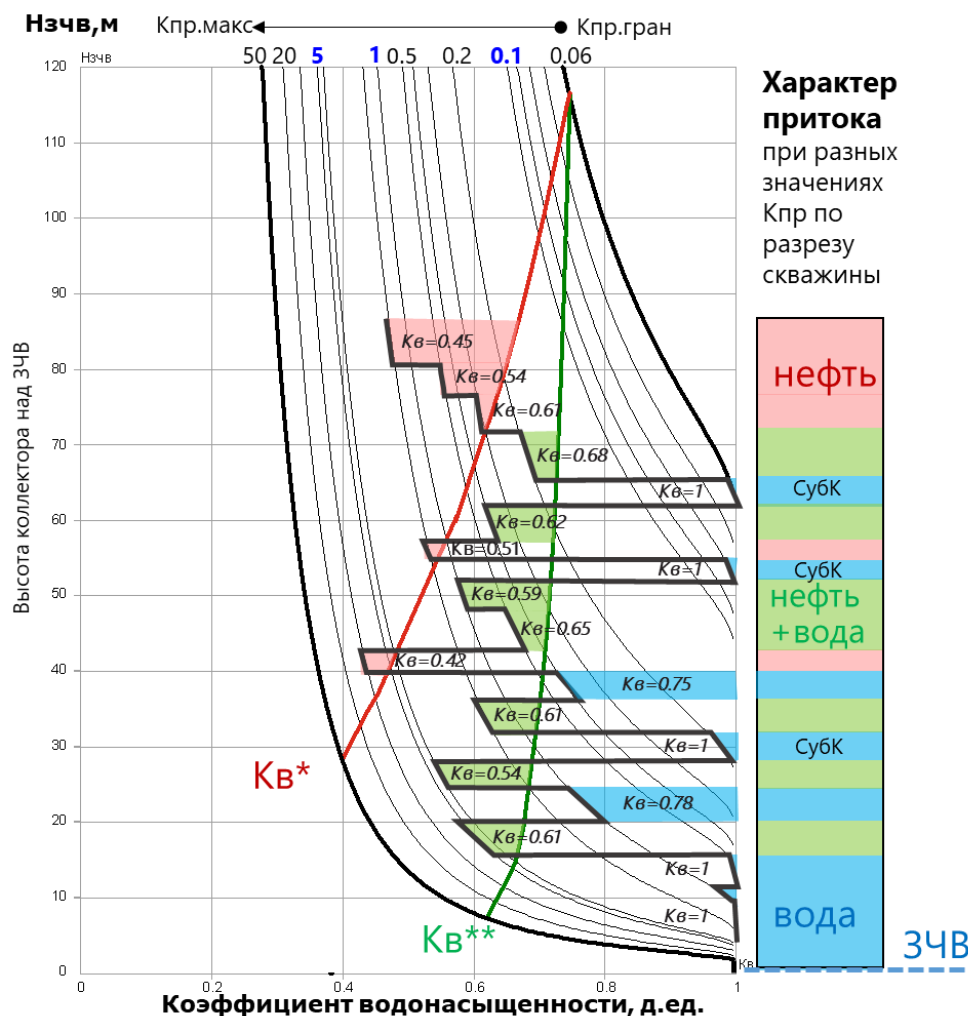


Рис. 5. Капиллярно-фильтрационная модель переходной зоны, отражающая неравномерную насыщенность ачимовских коллекторов одного из месторождений севера Западной Сибири

Fig. 5. Capillary-filtration model of the transition zone reflecting the uneven saturation of the Achimov reservoirs of one of the fields in the north of Western Siberia

С точки зрения влияния субколлектора на разработку объекта исследования ключевым является то, что при эксплуатации скважин с использованием технологии гидроразрыва пласта, а также на высоких депрессиях, происходит мобилизация рыхлосвязанной воды и значительное увеличение обводненности притока.

Применительно к задачам данного исследования можно сделать вывод, что приток воды при опробовании пластов изучаемого объекта на высоких отметках залежи обеспечивается двумя факторами:

1. Наличием субколлектора ($P_k < P_{к.в.ы.т.}$, $K_B = 100\%$);
2. Коллектором с низкой нефте-насыщенностью

$$(P_k > P_{к.в.ы.т.}, K_B > K_B^*),$$

где P_k – капиллярное давление прослая;

$P_{к.в.ы.т.}$ – давление вытеснения прослая;

K_B – коэффициент водонасыщенности прослая;

K_B^* – коэффициент водонасыщенности, при которой в притоке пластовой нефти начинает отмечаться незначительное количество подвижной воды.

Исходя из вышеприведенного анализа, предлагается следующая петрофизическая модель – породы изучаемого объекта представлены неравномерным чередованием водонасыщенных субколлекторов и нефтенасыщенных коллекторов с различной нефтенасыщенностью мезо- и макро-неоднородного уровня. Ключевое различие с классической моделью – выделение отдельного типа коллектора – водонасыщенный субколлектор (распределенный по высоте залежи среди нефтенасыщенных коллекторов). В петрофизическом смысле такое строение залежи требует сокращения эффективной толщины за счет удаления прослоев субколлектора.

Использование предложенной петрофизической модели позволяет объяснить повышенную обводненность продукции при испытаниях скважин на высоких отметках залежи. Кроме того, появляется потенциал ее прогнозирования путем учета доли субколлектора в разрезе скважин.

Рассмотрим вопрос с точки зрения влияния на подсчетные параметры. В соответствии с вышеуказанными «Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» породой-коллектором называют «породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах». В этой терминологии используемое понятие «субколлектор» является полноценным коллектором. Однако там же оговаривается, что подходы к выделению коллекторов, базирующиеся на технико-экономических критериях, неправомерны.

В текущей петрофизической практике количественные признаки обосновываются с использованием динамической пористости:

$$K_{п.д.и.н} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где $K_{п}$ – коэффициент пористости;

$K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

$K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Величину остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) чаще всего определяют по методу неустановившейся фильтрации (ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях»). При этом в эксперименте моделируется процесс заводнения, что само по себе уже является одним из способов разработки нефтяных залежей, а следовательно, и технико-экономическим критерием. С развитием технологий методов увеличения нефтеотдачи (МУН) появляются новые способы снижения остаточной нефтенасыщенности, к примеру, газовые МУН [15], где показан потенциал снижения $K_{но}$ с величины 0,28 при вытеснении водой до 0,11 при вытеснении углекислым газом CO_2 .

Таким, образом, при классическом подходе к оценке начальных геологических запасов (НГЗ) сразу вносятся технологические ограничения, что особенно актуально для оценки объектов, относящихся к трудно-извлекаемым запасам, где технологии добычи еще не определены. Принимая концепцию подсчета НГЗ без задания условной поверхности водонефтяного контакта (ВНК), поскольку она распределена по высоте залежи, в данной работе предполагается оценка НГЗ для изучаемого объекта отложений от уровня зеркала чистой воды.

В контексте сказанного, введение нами понятия «субколлектор» считается целесообразным для явного разделения классического коллектора с низкой нефтенасыщенностью, обеспечивающего приток воды, и водонасыщенного субколлектора, распределенного по разрезу залежи. Извлечение нефти из первых может стать возможным в будущем, а из вторых – невозможно ни при каких способах разработки.

В петрофизическом смысле такое строение залежи, с одной стороны, требует сокращения эффективной толщины за счет удаления прослоев субколлектора, с другой – увеличения за счет включения прослоев, расположенных между условно принятым ВНК и уровнем ЗЧВ.

Вклад авторов

И.Р. Махмутов – проведение исследования, визуализация, администрирование данных, формальный анализ, верификация данных, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

С.К. Туренко – методология, руководство исследованием, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
2. Волокитин Я.Е., Хабаров А.В., Баранов В.Б. и др. Новые стандарты изучения месторождений – разрез своими глазами: опыт отбора и анализа керна на месторождениях «Салым Петролеум Девелопмент» // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2010. № 21. С. 46–57.
3. Ратников И.Б., Яркова Н.С., Романов Е.А. Анализ характера насыщенности пород в неоднородном коллекторе на примере пласта АС10 Приобского месторождения // Горные науки и технологии. 2019. Т. 4, № 1. С. 42–56. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2019-1-42-56>

Выводы

1. Предложенная капиллярно-фильтрационная модель исследуемого объекта объясняет наличие интервалов водонасыщенного коллектора на высоких отметках залежи и позволяет установить причину высоких стартовых показателей обводненности при испытаниях и эксплуатации скважин.

2. Петрофизическая модель ачимовских отложений изучаемого месторождения должна учитывать литолого-физические особенности пород – типизацию по литологической и флюидной характеристике.

3. Перспективным направлением дальнейших работ является разработка методики прогноза обводненности с учетом доли субколлектора в разрезе исследуемого объекта.

4. *Борисов А.Г.* Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи как новый взгляд на механизмы извлечения нефти // Нефтепромысловое дело. 2009. № 8. С. 41–43.
5. *Антипин Я.О., Вершинина И.В., Тарачева Е.С., Гильманова Н.В.* Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4(136). С. 24-31. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-24-31>
6. *Беляков Е.О.* Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. 288 с.
7. *Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А. и др.* Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть» // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 3(17). С. 16–25.
8. *Гречнева О.М.* Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2021. № 3(813). С. 32–37.
9. *Большаков Ю.Я., Большакова Е.Ю.* Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. 139 с.
10. *Михайлов А.Н.* Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. Вып. 1(5). С. 70. URL: https://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html (дата обращения: 26.06.2025).
11. *Нафикова А.С., Дручин В.С., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В.* Изучение наклонного ВНК в пределах Грибного месторождения с целью поиска перспективных зон нефтеносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 35–41.
12. *Evdoschuk A.A., Makhmutov I.R., Volkov V.A., Tulenkov S.V.* Reasons of the significant OWC variation within the hydrodynamically connected reservoir in the Vankor Cluster field [Причины существенного различия положения ВНК в пределах гидродинамически связанной залежи на месторождении Ванкорского кластера] // Geomodel 2021 – 23rd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157073>
13. *Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др.* Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Краснотенинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66–74.
14. *Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошук А.А., Смирнова Е.В.* Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>
15. *Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А. и др.* Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1(94). С. 46–53. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-46-53>

Информация об авторах

Ильшат Римович Махматов – эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 1174-8534, <https://orcid.org/0000-0002-0338-843X>; e-mail: irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

Сергей Константинович Туренко – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия, SPIN-код: 9437-5917, <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>; e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Поступила в редакцию 28.04.2025

Принята к публикации 26.06.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

Study of distribution patterns of oil- and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov Formation*

Ilshat R. Makhmutov¹ ✉, Sergey K. Turenko²

1 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* Achimov sediments of the north of Western Siberia have a complex geological structure, which together with extremely low filtration-capacity properties creates problems in understanding the spatial distribution of oil- and water-saturated intervals in an oil deposit. *Objective.* Construction of a conceptual reservoir model describing the uneven distribution of oil- and water-saturated reservoirs along the section. *Materials and methods.* The object of the study was sandy-clayey layers of clinoform structure of one of the fields in the north of Western Siberia. The methods of studying sedimentological, lithological-petrophysical, capillary pressure and filtration characteristics of the reservoirs and the results of well logging were used. *Results.* The problem of obtaining water-saturated oil inflows from intervals at the top of formation within the expected zone of single-phase oil filtration was analyzed. A complex capillary-filtration model of the reservoir describing the structure of such deposits is proposed. *Conclusions.* The constructed model of the studied object explains the presence of intervals of water-saturated reservoir (subreservoir) at the top of formation and allows to establish the cause of high initial water cut during testing and operation of wells.

Keywords: Achimov deposits, low-permeability reservoirs, subreservoir, capillary barriers, heterogeneous oil saturation, capillary-filtration model

Funding: the work received no funding.

For citation: Makhmutov I.R., Turenko S.K. Study of distribution patterns of oil- and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov Formation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 204–220. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Ilshat R. Makhmutov, irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

© Makhmutov I.R., Turenko S.K., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Ilshat R. Makhmutov – investigation, visualization, data curation, formal analysis, validation, writing – original draft, writing – review & editing.

Sergey K. Turenko – methodology, supervision, validation, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. *Geology and Oil and Gas Content of the Achimov Formation of Western Siberia*. Moscow: Academy of Mining Sciences, 2000. 247 p. (In Russ.).
2. Volokitin Ja.E., Khabarov A.V., Baranov V.B. et al. New Standards for oilfield study: Sampling and well core analysis in the oilfields of Salym Petroleum Development. *ROGTEC. Russian Oil and Gas Technologies*. 2010. No. 21 P. 46–57.
3. Ratnikov I.B., Yarkova N.S., Romanov E.A. Analysis of hydrocarbon saturation nature in a heterogeneous reservoir as exemplified in AC10 formation of Priobskoye field. *Mining Science and Technology*. 2019. Vol. 4, No. 1. P. 42–56. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2019-1-42-56>
4. Borisov A.G. Capillary-viscosity rock model – New vision in oil recovery mechanisms. *Oilfield Engineering*. 2009. No. 8. P. 41–43. (In Russ.).
5. Antipin Ya.O., Vershinina I.V., Taracheva E.S., Gilmanova N.V. 3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions of significant changes of oil-water contact. *Oil and Gas Studies*. 2019. No. 4(136). P. 24–31. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-24-31>
6. Belyakov E.O. *Petrophysical Modeling of Filtration-Capacity Properties of Oil-Bearing Reservoirs in the Concept of Pore Space Connectivity (on the Example of Conventional Terrigenous Reservoirs of Western Siberia)*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2021. 288 p. (In Russ.).
7. Pleshanov N.N., Peskova D.N., Zaboeva A.A. et al. Complex analysis of factors that influenced on water saturation forecast of Achimov Formation at Gazprom Neft licence blocks. *PROneft. Professionally about Oil*. 2020. No. 3(17). P. 16–25. (In Russ.).
8. Grechneva O.M. The hypothesis of gravitational water development in Achimov Formations. *Gazovaya Promyshlennost*. 2021. No. 3(813). P. 32–37. (In Russ.).
9. Bolshakov Yu.Ya., Bolshakova E.Yu. *Solving Problems of Oil and Gas Field Geology on the Basis of Capillary Models of Deposits*. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2008. 139 p. (In Russ.).
10. Mikhailov A.N. The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform stratum. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2012. No. 1(5). P. 70. (In Russ.). URL: https://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html (accessed 26 June 2025).
11. Nafikova A.S., Druchin V.S., Arzhilovskaya N.G., Khlyzov P.V. Study of inclined oil-water contact within the boundaries of Gribnoe field in order to look for prospective areas of oil and gas content. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2015. No. 9. P. 35–41. (In Russ.).
12. Evdoschuk A.A., Makhmutov I.R., Volkov V.A., Tulenkov S.V. Reasons of the significant OWC variation within the hydrodynamically connected reservoir in the Vankor Cluster field. In:

Geomodel 2021 – 23rd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157073>

13. Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D. et al. New ideas of the Vikulovskaya reservoir model at the Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2020. Vol. 75, No. 4. P. 372–380. <https://doi.org/10.3103/S0145875220040080>

14. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 3. P. 30–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>

15. Kobayashv A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A. et al. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov Formation. *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 1(94). P. 46–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-46-53>

Information about the authors

Ilshat R. Makhmutov – Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0338-843X>; e-mail: irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

Sergey K. Turenko – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of Department, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>; e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Received 13 January 2025

Accepted 26 June 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.832.6:622.234.573

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.18>

Оценка компонентного состава пород и содержания твёрдого органического вещества баженовской свиты для уточнения перспектив ее разработки на анализируемом участке по результатам исследования скважин

А.А. Рузанова, Д.Н. Гуляев ✉

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* Тема исследования является актуальной в связи с необходимостью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности баженовской свиты в Западной Сибири. *Цель работы.* Модернизировать метод оценки компонентного состава и содержания твёрдого органического вещества баженовской свиты, а также проверить сходимость результатов испытания методики с данными керна путем расчета объемной модели отложений. *Материалы и методы.* Результаты расширенного комплекса геофизических исследований скважин, выполненных в интервале окончательного каротажа; результаты лабораторного анализа керна интервала баженовской свиты (плотностные, акустические, пиролизические, рентгенофазовые исследования). *Результаты.* Разработан метод по определению компонент отложений баженовской свиты, основанный на расчете содержания глинистой составляющей и твёрдого органического вещества с использованием петрофизической модели водородосодержания. Полученные результаты позволили создать детальную объемную модель аномального разреза баженовской свиты района исследования, выделить наиболее перспективные интервалы для разработки и сделать выводы о характере насыщения. Полученные заключения нашли подтверждение в результатах опытно-промышленных испытаний продуктивных пластов скважины X исследуемого участка. *Выводы.* Предложенный метод расчета содержания компонент отложений баженовской свиты позволяет с высокой степенью достоверности определить фильтрационно-емкостные параметры среды и выделить проницаемые интервалы глубин, содержащие подвижную нефть.

Ключевые слова: баженовская свита, твёрдое органическое вещество, кероген, пористость, водородосодержание, глинистость, объемная модель

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Гуляев Данила Николаевич, gulyaev.d@gubkin.ru

© Рузанова А.А., Гуляев Д.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Рузанова А.А., Гуляев Д.Н. Оценка компонентного состава пород и содержания твердого органического вещества баженовской свиты для уточнения перспектив ее разработки на анализируемом участке по результатам исследования скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 17, № 2. С. 221–238. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.18>

Введение

Современные требования к обеспечению энергетической безопасности и эффективному освоению углеводородных ресурсов требуют непрерывного совершенствования методов геологоразведки и анализа перспектив нефтегазоносности. Особое внимание уделяется комплексным исследованиям новых и слабоизученных территорий, в том числе в пределах Западной Сибири, обладающей высоким углеводородным потенциалом. Одним из ключевых инструментов в этой области остаются методы геофизических исследований скважин (ГИС), которые, в сочетании с данными керна, позволяют детально изучать геологическое строение разреза и прогнозировать залежи углеводородов.

Актуальность темы исследования определяется необходимостью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности баженовской свиты в Западной Сибири. Проведение параметрического бурения с последующим комплексным анализом данных ГИС и керна открывает новые возможности для выявления потенциально продуктивных пластов, уточнения стратиграфических и литологических границ, уточнения насыщения пласта.

Целью работы является модернизация метода оценки компонентного состава и содержания твердого органического вещества баженовской свиты, а также проверка сходимости результатов испытания

методики с данными керна путем расчета объемной модели отложений.

Материалы и методы

В исследованиях использованы результаты измерений расширенного комплекса геофизических исследований скважин в следующем составе: гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), спектрометрический гамма-каротаж (С-ГК), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), выполненных в интересующем недропользователя интервале глубин, а также результаты лабораторного анализа керна, отобранного из интервала баженовской свиты в исследуемом районе Западной Сибири (плотностные, акустические, пиролитические, рентгенофазовые исследования).

Результаты и обсуждение

Геологическая характеристика отложений

Для пород баженовской свиты типичны листоватая и тонкоплитчатая отдельность, многочисленные прослои кремнистых и известковистых аргиллитов, включая радиоляриты и глинистые известняки, иногда с признаками доломитизации. В породах повсеместно встречается пирит – как в виде мелкодисперсных агрегатов, так и в форме конкреций, линз и тонких прослоев, а также присутствует глауконит [1, 2]. Скважина вскрывает отложения баженовской свиты, приуроченные к валанжинскому, рязанскому и волжскому ярусам.

Характерной особенностью разреза является развитие рыхлых битуминозных разновидностей пород, образующих линзовидные тела и отдельные прослои мощностью от 0,2 до 5–10 м [3, 4]. Формирование отложений происходило в условиях глубоководного морского бассейна. Однако на участке исследований буровыми скважинами вскрыты аномальные разрезы баженовской свиты, где мощность увеличивается до 140–180 м за счет появления песчано-алевритовых небитуминозных отложений, потенциально нефтенасыщенных (пласт Ю0). В исследуемой скважине вскрытая толщина свиты достигает 125 м. Аномальные разрезы баженовской свиты сложены комплексом кремнисто-глинисто-керогеновых пород, формирование которых связано с оползневыми процессами, вызванными тектонической активностью и импульсным поступлением песчаного материала [5, 6].

Перспективные нефтегазоносные зоны баженовского горизонта связаны как с типичными отложениями баженовской свиты, так и с ее аномальными фациальными разновидностями [7]. На изучаемой территории аномальные разрезы баженовской свиты были зафиксированы в 11 разведочных скважинах, пробуренных на Зимнем, Заозерном, Усть-Вайском и Средне-Вайском месторождениях [8]. Эти участки представляют особый интерес для дальнейших геологоразведочных работ.

Проблематика исследований

Вопросам изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности баженовской свиты в Западной Сибири посвящен ряд работ

известных геохимиков, например [9, 10] и др. Стандартная методика расчета содержания таких компонент отложений, как глинистая часть и твердое органическое вещество заключается в установлении связи между результатами исследований керн (рентгенофазовый анализ (РФА) и пиролитические исследования по методике Rock-Eval) с составляющими спектрометрического гамма-излучения. Однако в интервалах баженовской свиты данная методика имеет ряд недостатков:

– Необходимость учета изменяющегося по разрезу типа глинистого минерала. Выявлено, что содержание глинистых минералов в разрезе баженовской свиты не поддается зависимости ни с ториевой, ни с калиевой составляющей гамма-излучения, что говорит о богатом разнообразии глинистых минералов в составе разреза. Разбиение разреза на 2 части по преобладанию ториевой или калиевой составляющей позволило рассчитать глинистость поинтервально достаточно достоверно, однако часть образцов керн осталась не охвачена зависимостью (выделены синими овалами на рис. 1).

– Недоучет глинистости за счет вычленения из общей радиоактивности урановой составляющей.

– Невозможность расчета глинистости без спектрометрического гамма-каротажа.

Обращая внимание на перечисленные недостатки использования спектрометрического гамма-каротажа с целью количественного определения доли глинистой составляющей и твердого органического вещества пород баженовской свиты, разработана методика определения глинистости отложений баженовской свиты без использования С-ГК.

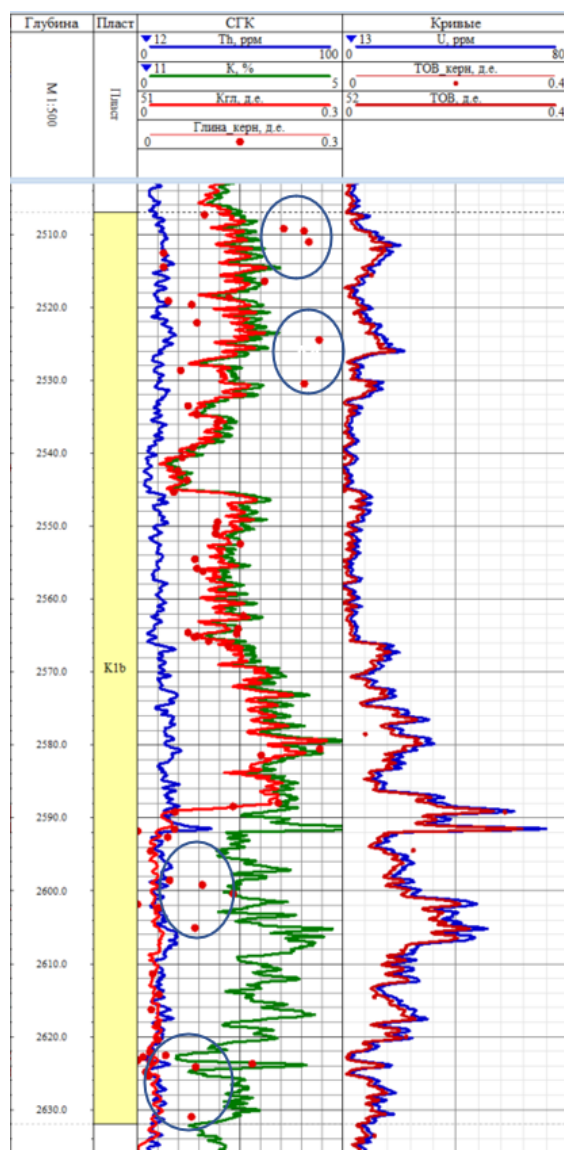


Рис. 1. Сопоставление кривой содержания твердого органического вещества с показаниями спектрометрического гамма-каротажа и керновыми данными по скважине X в исследуемом районе

Fig. 1. Correlation of the total organic carbon content curve with the spectrometric gamma-ray logging data and core data for well X of the survey area

Описание разработанной методики

В основе методики лежит петрофизическая модель водородосодержания с учетом наличия в разрезе твердого органического вещества (ТОВ). Содержание органического вещества в раз-

резе определяется путем оценки вклада твердого органического вещества и глинистости в интегральную радиоактивность.

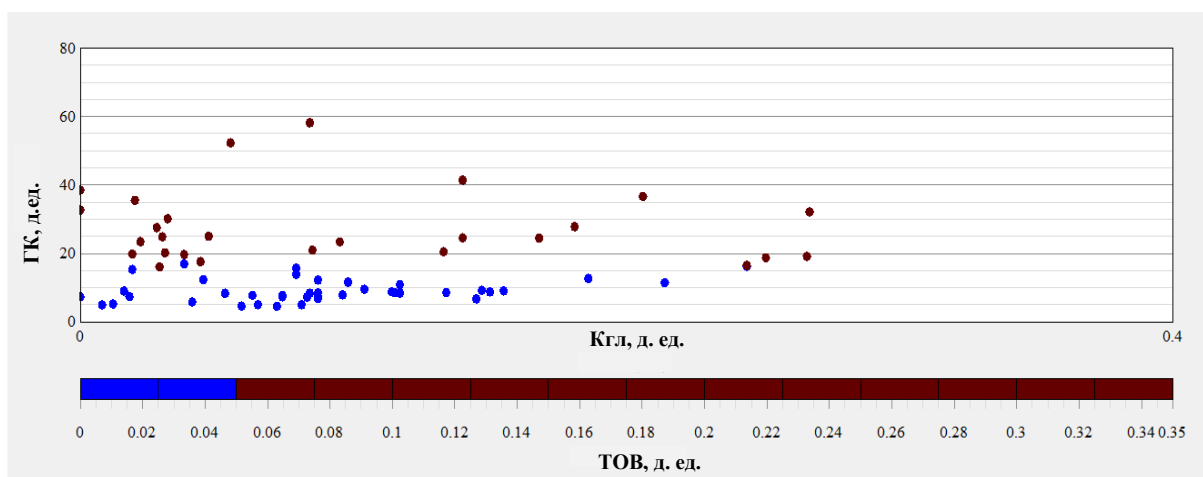
Для оценки вклада ТОВ и глинистости в интегральную гамма-активность был произведен анализ зависимости интегрального гамма-излучения от глинистости (рис. 2).

При первом рассмотрении зависимость гамма-излучения от глинистости похожа на облако точек без явной связи (рис. 2а), однако если выделить цветом точки, соответствующие низкому содержанию ТОВ в образцах, то выявляется хорошая зависимость. В образцах с низким содержанием ТОВ гамма-излучение образцов обусловлено только глинистостью. Зависимость гамма-излучения от глинистости образцов, радиоактивность которых обусловлена только глинистостью (без учета образцов с высоким содержанием ТОВ), приведена на рис. 2б.

Далее из кривой интегральной гамма-активности выполнено вычленение кривой гамма-каротажа (ГК), радиоактивность которой обусловлено содержанием глинистых минералов, и кривой, обусловленной радиоактивностью от ТОВ. Для этого рассчитана кривая глинистости в первом приближении с помощью метода нейтронного гамма-каротажа (НГК):

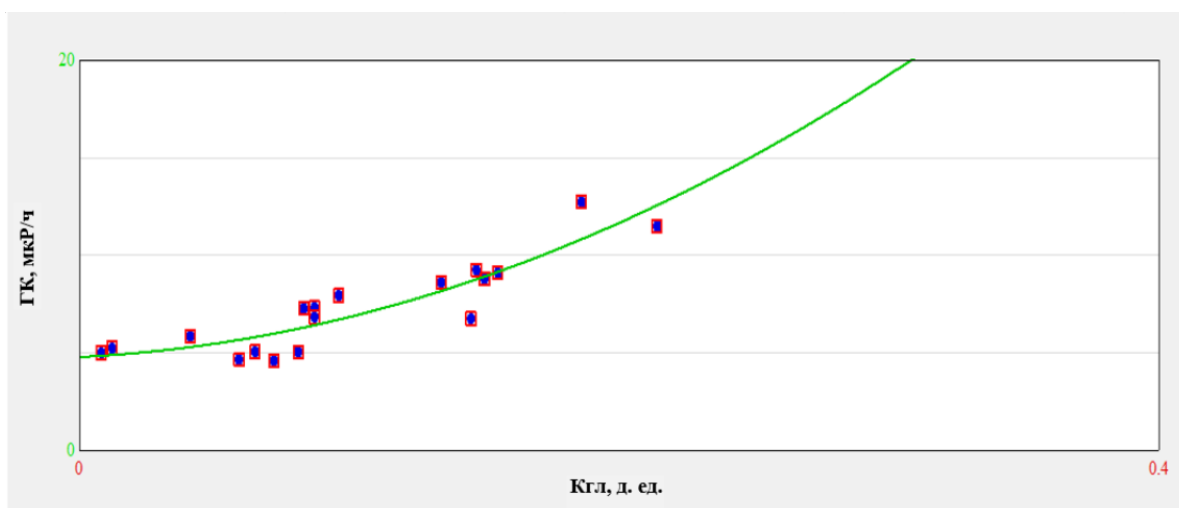
$$K_{\text{гл}} = (W - K_{\text{п}}) / W_{\text{гл}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{гл}}$ – коэффициент глинистости;
 W – водородосодержание породы;
 $K_{\text{п}}$ – пористость породы,
 $W_{\text{гл}}$ – содержание связанной воды в глинах.



● - образцы керна с содержанием ТОВ <5%; ● - образцы керна с содержанием ТОВ >5%

а/а



б/б

Рис. 2. Зависимость содержания гамма-излучения от глинистости по скважине X в исследуемом районе

а – кросс-плот в общем виде;

б – график зависимости для образцов керна с содержанием
твёрдого органического вещества <5% с коррекцией вылетов

Fig. 2. Dependence of gamma radiation content on clay content for well X of the survey area:

а – general crossplot;

б – graph of dependence for core samples
with total organic carbon content <5% with a spike correction

В качестве пористости задается кривая, рассчитанная с помощью метода плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П). В этом случае пористость завышена относительно истинной, так как плотности заполнителя пор (нефти) и ТОВ

различаются слабо. Однако пористость, определенная по ГГК-П, подходит для расчета глинистости по петрофизической модели водородосодержания в первом приближении. Результат расчета глинистости в первом приближении приведен на рис. 3.

Для расчета кривой гамма-активности, обусловленной глинистостью (именуемой в дальнейшем «ГК_глина»), используются кривая глинистости, рассчитанная по приведенной выше формуле, и зависимость, представленная на рис. 26. Далее

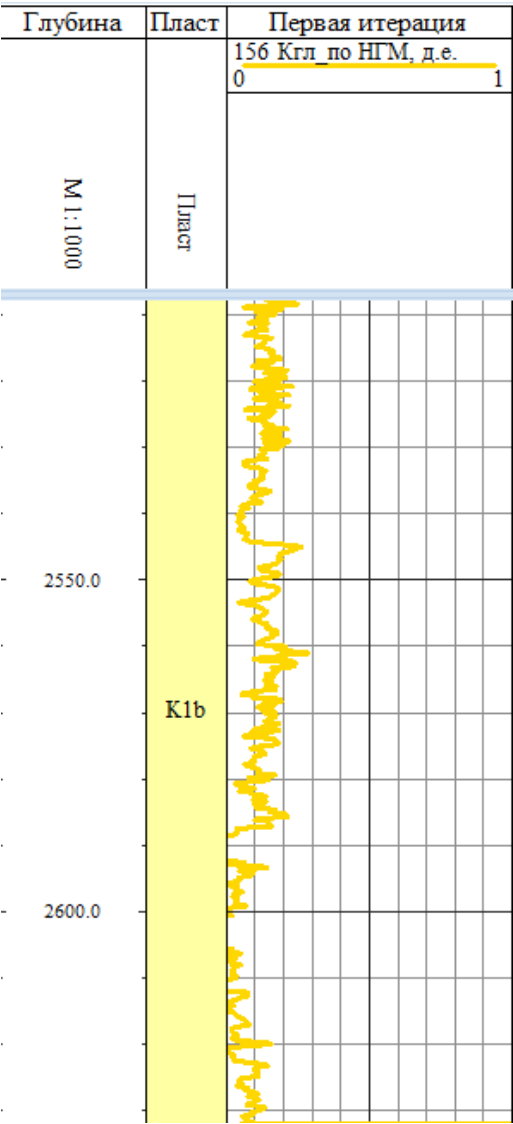


Рис. 3. Кривая глинистости в первом приближении по скважине X в исследуемом районе

Fig. 3. Clay content curve as a first approximation for well X of the survey area

С целью построения зависимости содержания твердого органического вещества от избыточного гамма-излучения выполнен пересчет массового содержания

произведен расчет кривой гамма-излучения, обусловленной органическим веществом (именуемой в дальнейшем «ГК_ТОВ»), как разность кривых интегрального ГК и ГК_глина. Полученные кривые изображены на рис. 4.

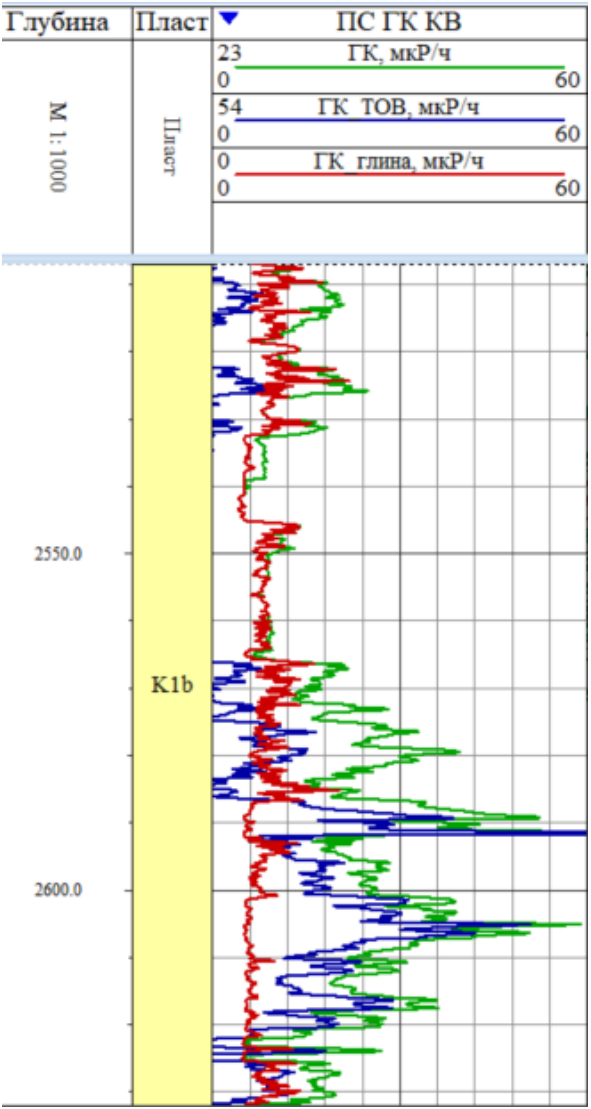


Рис. 4. Кривые ГК_глина и ГК_ТОВ по скважине X в исследуемом районе

Fig. 4. GR_clay and GR_TOC curves for well X of the survey area

ТОВ, определенного по керну с помощью методики Rock-Eval, в объемное содержание ТОВ [11]. Ниже приведена полученная зависимость (рис. 5).

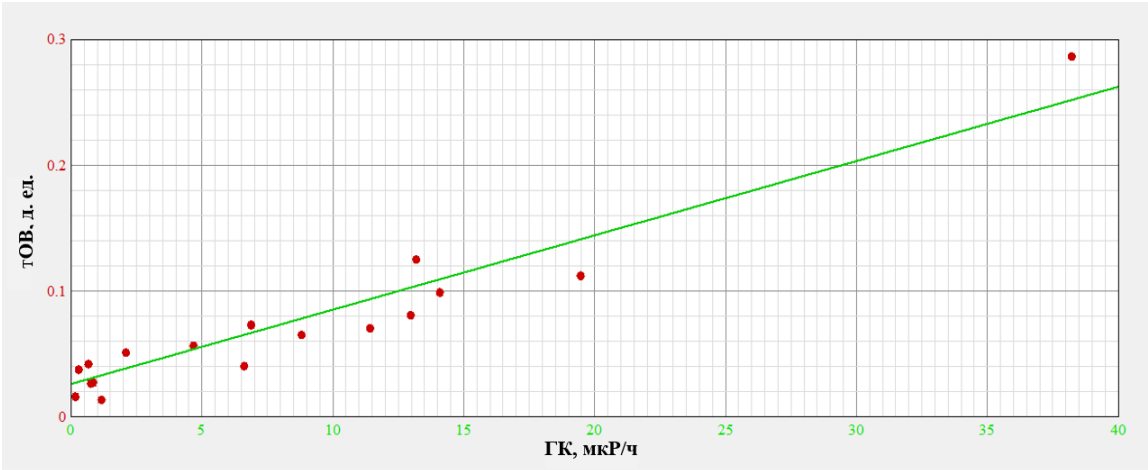


Рис. 5. Зависимость содержания твердого органического вещества от избыточной гамма-активности по скважине X в исследуемом районе

Fig. 5. Dependence of total organic carbon content on excess gamma activity for well X of the survey area

В результате сопоставления содержания твердого органического вещества с кривой избыточного гамма-излучения получено выражение для расчета кривой содержания твердого органического вещества:

$$TOV = 0,0263 + 0,0059 * GK_{TOV}, \quad (2)$$

где GK_{TOV} – кривая избыточной гамма-активности.

На рис. 6 приведен результат расчета содержания твердого органического вещества по формуле (2) и сравнительный анализ полученной кривой и кривой TOV, рассчитанной по зависимости с урановой составляющей гамма-излучения.

Кривые согласуются между собой, причем в классической части разреза содержание твердого органического вещества, рассчитанное по урану, немного занижено по сравнению с рассчитанным по гамма-каротажу.

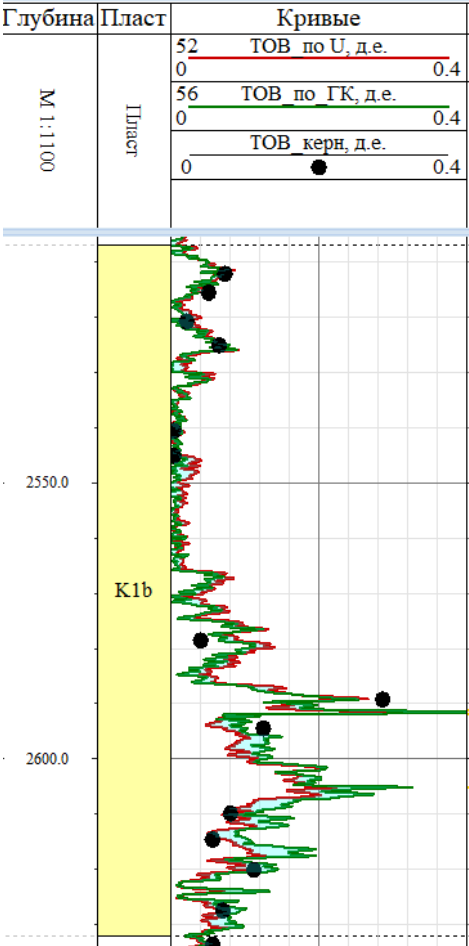


Рис. 6. Кривые содержания твердого органического вещества по скважине X в исследуемом районе

Fig. 6. Total organic carbon content curves for well X of the survey area

Для расчета глинистости использована петрофизическая модель водородосодержания с учетом содержания твердого органического вещества:

$$K_{\text{гл}} = (W - K_{\text{п}} - K_{\text{тов}} * W_{\text{тов}}) / W_{\text{гл}}, \quad (3)$$

где W – водородосодержание пород разреза по НГК;

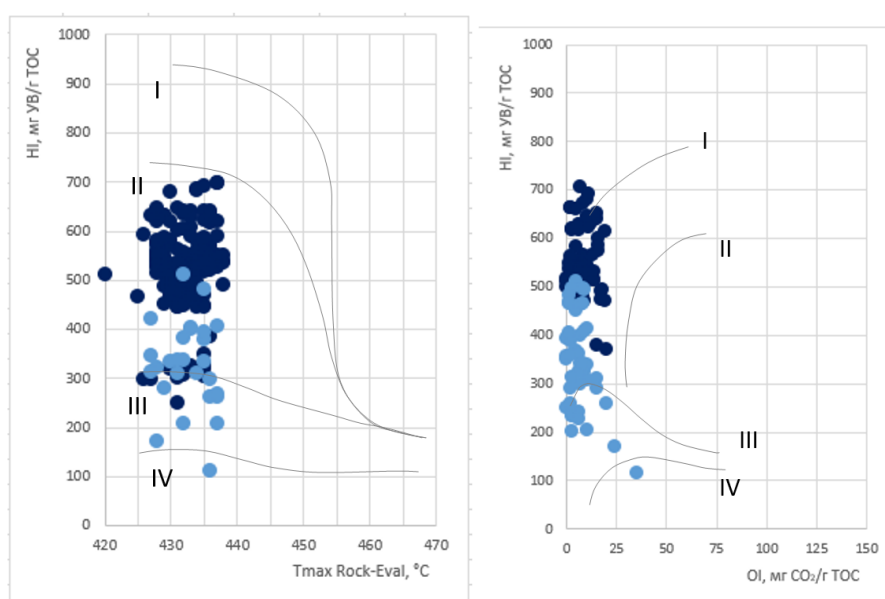
$K_{\text{тов}}$ – объемное содержание органического вещества;

$K_{\text{п}}$ – общая пористость породы;

$W_{\text{тов}}$ – водородосодержание твердого органического вещества;

$W_{\text{гл}}$ – водородосодержание связанной воды глин.

Для определения водородосодержания керогена проанализированы результаты пиролиза. Водородный и кислородный индекс для образцов керн интервала баженовской свиты вынесены на диаграмму Ван-Кревелена (рис. 7).



● – глинисто-кремнистые породы, кремнисто-глинистые породы; ● – алевро-аргиллиты

Рис. 7. Диаграмма Ван-Кревелена для различных типов керогена (I–IV) образцов керн интервала баженовской свиты в исследуемом районе

Fig. 7. Van Krevelen diagram for various types of kerogen (I–IV) in core samples from the Bazhenov Formation of the survey area

Кероген интервала баженовской свиты принадлежит типу II сапропелевому, с высоким водородным индексом и низким кислородным. На диаграмме HI-Tmax все изученные образцы керн расположены в области значений показателя отражательной способности витринита 0,5–0,6%, что свидетельствует о начале «главного окна нефтеобразования» и небольших масштабах реализации исходного генерационного потенциала, близких к 15–20%.

Для учета непостоянности водородного индекса была построена кривая изменения водородного индекса керогена (рис. 8). Используя модель водородосодержания с учетом содержания твердого органического вещества, выполнен расчет глинистости по разрезу баженовской свиты. Результаты вычисления и кривая глинистости, полученная по С-ГК, приведены на рис. 9.

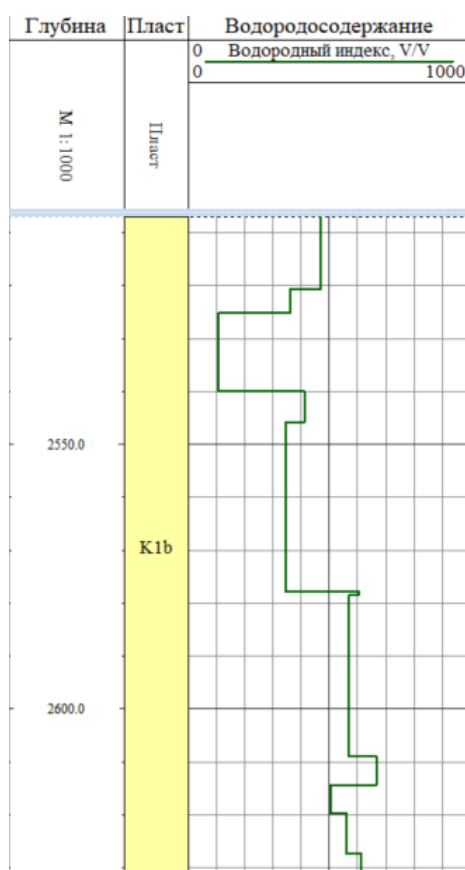


Рис. 8. Кривая водородосодержания для твердого органического вещества по скважине X в исследуемом районе

Fig. 8. Hydrogen index curve for total organic carbon for well X of the survey area

В верхней части разреза кривые глинистости повторяют друг друга. В средней части разреза глинистость, рассчитанная по калиевой составляющей гамма-излучения, завышена относительно глинистости, рассчитанной по НГК. Это может быть связано с наличием пропластков, в которых содержание калиевых полевых шпатов значительно выше, чем по разрезу. В нижней части разреза кривая Кгл, полученная в результате применения разработанной методики, сильнее согласуется с керновыми исследованиями, чем кривая глинистости, рассчитанная по С-ГК.

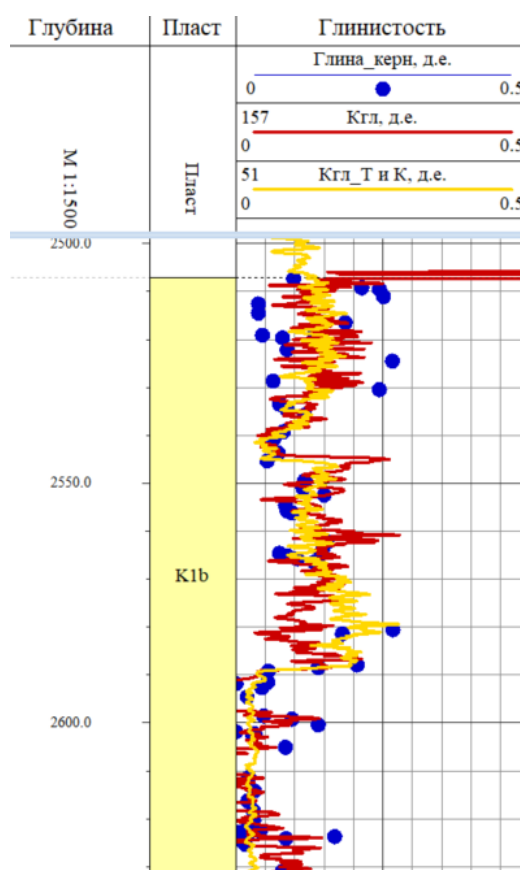


Рис. 9. Кривые глинистости по скважине X в исследуемом районе

Fig. 9. Clay content curves for well X of the survey area

Апробация методики

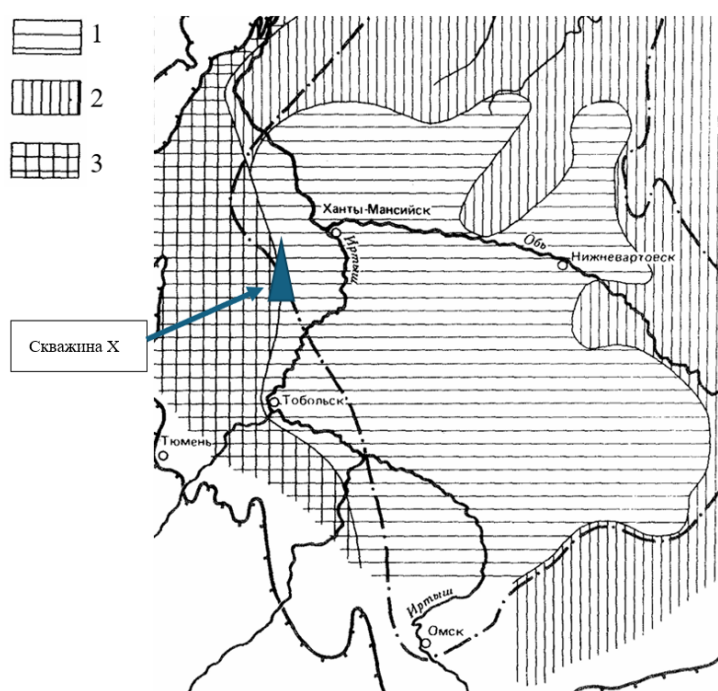
Апробация методики заключалась в построении объемной модели разреза баженовской свиты с использованием кривых глинистости и содержания твердого органического вещества, а также в оценке сходимости выходных параметров с результатами исследования керна.

Минеральный состав баженовской свиты представлен, в основном, кварцевой составляющей, с различным объемом плагиоклаза, слюды, глинистой составляющей, карбонатных разностей, пирита и органического вещества.

Проведена оценка результатов рентгенофазового анализа керна. Выявлено, что большая часть разреза сложена кварцевыми, глинистыми и карбонатными минералами. Также в разрезе присутствует пирит, наиболее отличающийся по плотностным и акустическим свойствам от остальных минералов осадочного генезиса. Для анализа компонентного состава глинистого материала разреза баженовской свиты, обратились к резуль-

татам рентгенофазового анализа керна. В целом, основным глинистым компонентом отложений является каолинит. Его содержание в разрезе составляет 75,1%.

Территориально в пределах баженовской свиты наблюдается четкая зональность в площадном распределении глинистых минералов [12]. Ниже приведена карта распространения глинистых минералов (рис. 10).



- 1 – гидрослюдисто-смешаннослойный и гидрослюдисто-монтмориллонитовый ряд;
2 – гидрослюдисто-каолинитовый с примесью хлорита и слюдисто-монтмориллонитовый ряд;
3 – гидрослюдисто-каолинитовый ряд

Рис. 10. Карта минерального состава глинистых пород баженовской свиты

Fig. 10. Mineral composition map of clay rocks in the Bazhenov Formation

Источник: [12] / Source: [12]

Согласно карте, район исследования находится на границе зон гидрослюдисто-смешаннослойно-монтмориллонитового и гидрослюдисто-каолинитового ряда. Таким образом, исследуемый участок является неоднородным по компонентному составу глинистых

минералов и отмечается преобладанием каолинита.

С целью сокращения компонент объемной модели было решено объединить минералы в минеральные группы, такие как кремнистая, глинистая, карбонатная группы и пирит (рис. 11).

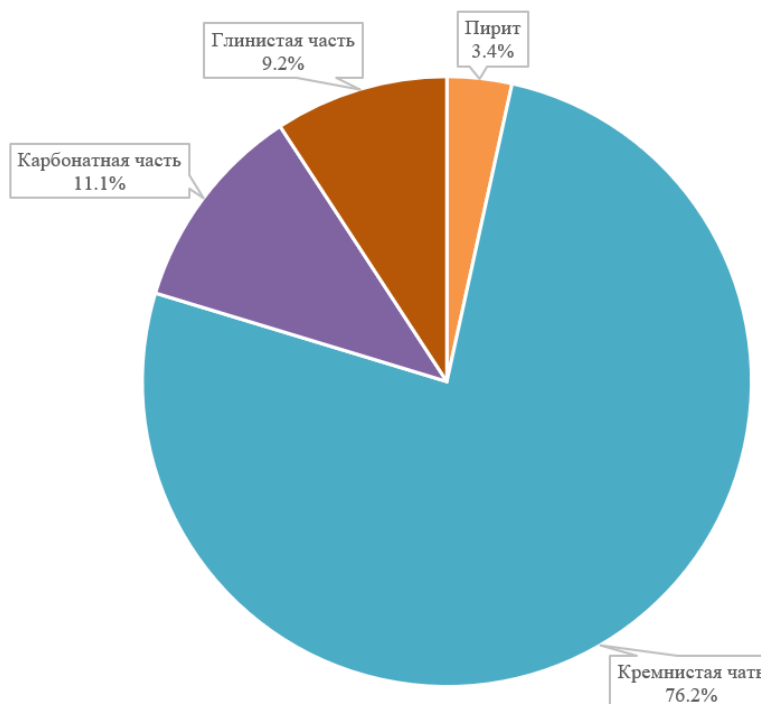


Рис. 11. Упрощенная схематичная минеральная модель баженовской свиты в исследуемом районе

Fig. 11. Simplified schematic mineral model of the Bazhenov Formation of the survey area

При разложении органического вещества в восстановительных условиях происходит образование сероводорода, который наряду с углеродом природных органических веществ способствует восстановлению шестивалентного урана до четырехвалентного и выпадению в форме тонко дисперсного окисла урана (настуран). В месторождениях осадочного генезиса настуран обычно ассоциирует в породах с органическим веществом и пиритом [13]. Также построена зависимость определенного по РФА содержания пирита в образцах керна с урановой составляющей С-ГК и получено следующее выражение:

$$PYR = 0,0086 + 0,0018 * U, \quad (4)$$

где U – урановая составляющая гамма-излучения по С-ГК.

Таким образом, в объемную модель баженовской свиты включены 6 компонент: кварцевая часть, глинистая часть, карбонатная часть, пирит, ТОВ, пористость.

В качестве исходных данных в объемной модели заданы:

- кривые акустического, плотностного и нейтронного каротажей;
- кривая содержания органического вещества;
- кривая содержания пирита;
- кривая глинистости.

Контроль качества построения объемной модели проводился сопоставлением теоретических кривых АК, ГГК-П и водородосодержания с исходными кривыми и кернавыми данными.

На рис. 12 представлены результаты интерпретации и построения объемной модели.

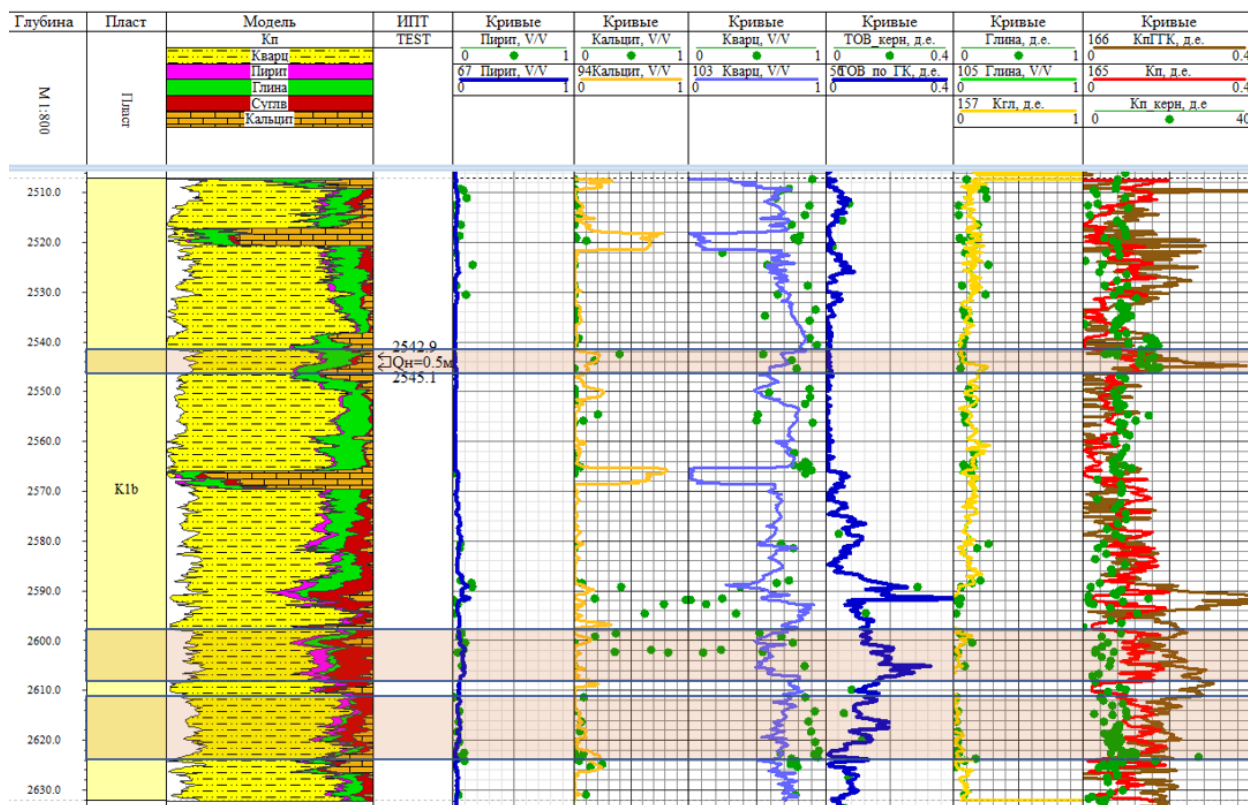


Рис. 12. Планшет результатов интерпретации ГИС – начиная с третьего поля, последовательно представлены: расчетная объемная модель отложений баженовской свиты скважины X в исследуемом районе; результаты испытаний; кривые содержания пирита, карбонатной части, кремнистой части, твердого органического вещества, глинистой составляющей, пористости

Fig. 12. Well logging interpretation results display – starting from the third track, the following are sequentially presented: calculated volumetric model of the Bazhenov Formation deposits in well X of the survey area, well test results; curves of pyrite content, carbonate fraction, siliceous fraction, total organic carbon, clay content, porosity

В результате проведенных исследований и построения объемной модели разреза скважины X в исследуемом районе выявлено, что разрез не однороден по литологическому составу. Преимущественный состав скелета породы в исследуемом интервале глубин – это кремнистая составляющая.

Условно разрез баженовской свиты можно разделить на верхнюю (аномальную) и нижнюю (классическую) части. Верхняя часть разреза слабо обогащена твердым органическим веществом. Глинистость в верхней части разреза распределена

равномерно. Обнаружены прослои карбонатов различного состава – преимущественно карбонатные и преимущественно кремнистые. Наличие кремнистой части в карбонатных прослоях может быть связано с отложениями радиоляритов [14].

Нижняя часть разреза сильно обогащена органическим веществом и сопутствующим пиритом. Содержание глинистых минералов в нижней части разреза намного меньше, чем в верхней части. Присутствуют тонкие пропластки кремнистых карбонатов, однако отсутствуют выдержанные пласты чистых карбонатов.

Продуктивность интервалов аномального разреза баженовской свиты скважины Х в исследуемом районе подтверждена испытаниями скважины после проведения гибридного ГРП в 2024 г. [15].

Проверкой качества объемной модели служит достаточное соответствие теоретических кривых акустического, плотностного, нейтронного методов каротажа с исходными и согласованность выходных кривых карбонатной и кремнистой составляющих с данными керна.

Заключение

В результате построения объемной модели получены кривые пористости, содержания кремнистой и карбонатной части. Кривые кремнистости и карбонатности соответствуют результатам РФА на керне. Кривая пористости приведена в одном поле планшета с кривой пористости, рассчитанной по ГГМ-П, и пористостью по керну. Один из высокопористых пропластков, выделенных в модели, в верхней части разреза

соответствует интервалу успешных испытаний. Анализ литолого-геохимических особенностей пород баженовской свиты, их фильтрационно-емкостных свойств и нефтеносности позволяет сделать вывод о наличии локальных проницаемых пропластков в разрезе скважины Х среди непроницаемых пород баженовской свиты.

Подтверждена работоспособность усовершенствованной методики оценки компонентного состава пород и содержания твердого органического вещества баженовской свиты.

Предложенный метод расчета содержания компонент отложений баженовской свиты дает возможность с высокой степенью достоверности определить фильтрационно-емкостные параметры среды и выделить проницаемые интервалы с подвижной нефтью. Дальнейшие исследования и уточнение критериев применимости методики позволят наиболее точно выделять продуктивные интервалы трудноизвлекаемых запасов.

Вклад авторов

А.А. Рузанова – администрирование данных, формальный анализ, проведение исследования, создание черновика рукописи.

Д.Н. Гуляев – концептуализация, методология, верификация данных, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Гасымов Э.Т., Рябый Н.Н., Аланкин М.С. Труднодоступные месторождения «Баженовская свита» – главный источник нетрадиционной нефти России // Актуальные проблемы социально-гуманитарного и научно-технического знания. 2023. № 1(32). С. 11–16.
2. Маркин М.А., Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Смирнов О.А. Промыслово-геофизическая и литологическая характеристики интервалов разреза баженовской свиты Красноленинского

свода с промышленными притоками нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 1(349). С. 19–23. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-19-23](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-19-23)

3. *Фомин М.А., Замирайлова А.Г., Саитов Р.М.* Литология баженовской свиты на Малобалыкском месторождении и соседних площадях (ХМАО, Западная Сибирь) // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2023. Т. 2, № 2. С. 273–283. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2023-2-2-273-283>

4. *Хабаров В.В., Морозов В.Ю., Тимчук А.С.* Уточнение геологического строения и свойств пород баженовской свиты в параметрической скважине № 1 Салымской площади // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 7(367). С. 21–32. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-7\(367\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-7(367)-21-32)

5. *Гишян А.А., Постникова О.В., Постников А.В., Казимиров Е.Т.* Структурно-текстурная характеристика аномальных разрезов баженовской свиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2025. № 3(399). С. 42–47.

6. *Синица Н.В., Прищепя О.М.* Концептуальная модель формирования зоны нефтегазоаккумуляции в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>

7. *Скоробогатов В.А.* Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения // Вести газовой науки. 2023. № 1(53). С. 206–221.

8. *Комков И.К., Дахнова М.В., Большакова М.А., Можегова С.В.* Генерационный потенциал органического вещества верхнеюрских отложений в пределах Карабашской поисковой зоны // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 52–59. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.5>

9. *Калмыков Г.А., Балушкина Н.С.* Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 2017. 247 с.

10. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С.* и др. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия. 2019. Т. 64, № 6. С. 585–593. <https://doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593>

11. *Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В.* Литолого-петрофизическое и геохимическое обеспечение интерпретации данных ГИС для определения массовых и объемных концентраций органического вещества // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2020. № 2(299). С. 27–38. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)

12. *Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С.* Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука, 1984. 36 с.

13. *Дымков Ю.М., Куц А.Ф., Дойникова О.А.* Образование твердого битума в процессе взаимодействия настурана и нефти при 300 °С // Доклады Академии наук. 2002. Т. 387, № 1. С. 90–94.

14. *Коточкова Ю.А., Балушкина Н.С., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А.* Условия формирования волжских радиоляритовых отложений в баженовском эпиконтинентальном морском бассейне // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2024. Т. 63, № 5. С. 83–90. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-5-83-90>

15. Козионов А.Е., Кирсанов А.М., Тышкевич И.В., Миркеримов Ф.С. Эффективность комплексного воздействия ГРП с кислотной обработкой на отложения баженовской свиты на Заозерной площади // Бурение и нефть. 2024. № 11. С. 9–11. <https://doi.org/10.62994/2072-4799.2024.73.82.003>

Информация об авторах

Анна Александровна Рузанова – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия, SPIN-код: 7247-9998, <https://orcid.org/0009-0006-3542-7372>; e-mail: annaruzan2003@gmail.com

Данила Николаевич Гуляев – к.т.н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия, SPIN-код: 1296-5846, <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 22.08.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.18>

Assessment of the component composition of rocks and the total organic carbon content of the Bazhenov Formation to clarify the prospects for its development in the analyzed area based on the results of well logging*

Anna A. Ruzanova, Danila N. Gulyaev ✉

National University of Oil and Gas "Gubkin University", 65 Leninsky Ave., Bldg. 1, Moscow, 119991, Russia

Abstract. *Background.* The research topic is relevant due to the need to clarify the geological structure and assess the oil and gas potential of the Bazhenov Formation in Western Siberia. *Objective.* To present a method for estimating the component composition and the total organic carbon content of the Bazhenov Formation, as well as to verify the convergence of the test results of the methodology with core data by calculating a volumetric sediment model. *Materials and methods.* Results from an extended suite of well logging operations conducted in the final logging interval; results of laboratory core analysis from the Bazhenov Formation interval (density, acoustic, pyrolysis and X-ray diffraction studies). *Results.* A method was developed for determining components of the Bazhenov Formation deposits, based on calculating clay and total organic carbon content using a hydrogen-index petrophysical model. The obtained results enabled the creation of a detailed 3D model of the anomalous section of the Bazhenov Formation of the survey area, identification of the most promising development intervals, and conclusions about saturation characteristics. The findings were confirmed by pilot production tests of productive formations in well X of the survey area. *Conclusions.* The proposed method for calculating the content of sediment components of the Bazhenov Formation makes it possible to determine with a high degree the filtration and capacity parameters of the medium with the release of solid organic matter from the pore space, which is necessary to isolate permeable intervals containing mobile oil.

Keywords: Bazhenov Formation, total organic carbon, kerogen, porosity, hydrogen content, clay content, volumetric model

Funding: the work received no funding.

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum "Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development", 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Danila N. Gulyaev, gulyaev.d@gubkin.ru

© Ruzanova A.A., Gulyaev D.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Ruzanova A.A., Gulyaev D.N. Assessment of the component composition of rocks and the total organic carbon content of the Bazhenov Formation to clarify the prospects for its development in the analyzed area based on the results of well logging. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 221–238. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.18>

Author contributions

Anna A. Ruzanova – data curation, formal analysis, investigation, writing – original draft.

Danila N. Gulyaev – conceptualization, methodology, validation, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interest.

References

1. Gasymov E.T., Ryaby N.N., Alankin M.S. Hard-to-reach “Bazhenov Formation” fields – Russia’s main source of unconventional oil. *Aktual’nye problemy social’no-gumanitarnogo i nauchno-tehnicheskogo znaniya*. 2023. No. 1(32). P. 11–16. (In Russ.).
2. Markin M.A., Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Smirnov O.A. Field geophysical and lithological characteristics of the Bazhenov Suite intervals of the Krasnoleninsky Arc with industrial oil inflows. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 1(349). P. 19–23. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-19-23](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-19-23)
3. Fomin M.A., Zamirailova A.G., Saitov R.M. Lithology of the Bazhenov Formation at the Malobalykskoye field and nearby areas (Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Western Siberia). *Interexpo Geo-Siberia*. 2023. Vol. 2, No. 2. P. 273–283. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2023-2-2-273-283>
4. Khabarov V.V., Morozov V.Yu., Timchuk A.S. Clarification of the geological structure and rock characteristics features of the Bazhenov Formation in the parametric well No 1 of the Salymaskaya area. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. No. 7(367). P. 21–32. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-7\(367\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-7(367)-21-32)
5. Gishyan A.A., Postnikova O.V., Postnikov A.V., Kazimirov E.T. Structural and textural characteristics of anomalous sections of the Bazhenov Formation. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2025. No. 3(399). P. 42–47. (In Russ.).
6. Sinitsa N.V., Prishchepa O.M. A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 1(40). P. 14–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
7. Skorobogatov V.A. Bazhenovo oil from Western Siberia: genesis, reserves, resources, prospects for recovery. *Vesti gazovoy nauki*. 2023. No. 1(53). P. 206–221. (In Russ.).
8. Komkov I.K., Dakhnov M.V., Bolshakova M.A., Mozhegova S.V. Generation potential of organic matter of the Upper Jurassic deposits within the Karabash search zone. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 1. P. 52–59. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.5>

9. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. *Model of Oil Saturation in the Pore Space of the Bazhenov Formation in Western Siberia and Its Use for Resource Potential Assessment*. Moscow: GEOS, 2017. 247 p. (In Russ.).
10. Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S. et al. Geochemistry and catagenetic transformations of kerogen from the Bazhenov horizon. *Geochemistry International*. 2019. Vol. 57, No. 6. P. 621–634. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>
11. Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. Lithological, petrophysical and geochemical support for well logging data interpretation to determine mass and volume concentrations of organic matter. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2020. No. 2(299). P. 27–38. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)
12. Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. *Paleogeography and Oil Potential of the Bazhenov Formation of Western Siberia*. Moscow: Nauka, 1984. 36 p. (In Russ.).
13. Dymkov Yu.M., Kunz A.F., Doinikova O.A. The formation of solid bitumen during pitchblende-oil interaction at 300°C. *Doklady Earth Sciences*. 2002. Vol. 387, No. 8. P. 951–954.
14. Kotochkova Yu.A., Balushkina N.S., Bogatyreva I.Ya., Kalmykov G.A. The formation conditions of Volga radiolarian deposits in the Bazhenov epicontinental marine basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2024. Vol. 79, No. 6. P. 775–783. <https://doi.org/10.3103/S0145875224700753>
15. Kozionov A.E., Kirsanov A.M., Tyshkevich I.V., Mirkerimov F.S. Efficiency of the integrated impact of hydraulic fracturing with acid treatment on the Bazhen Formation deposits in the Zaozernaya area. *Burenie i neft'*. 2024. No. 11. P. 9–11. (In Russ.). <https://doi.org/10.62994/2072-4799.2024.73.82.003>

Information about the authors

Anna A. Ruzanova – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-3542-7372>; e-mail: annaruzan2003@gmail.com

Danila N. Gulyaev – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Received 15 May 2025

Accepted 22 August 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.05:622.276.001.5

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Сравнительный анализ гидродинамических исследований скважин методами регистрации кривой восстановления давления и индикаторной диаграммы на объектах ПАО «Татнефть»*

Н.А. Смотриков¹ ✉, Е.А. Ячменёва²

1 – Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Россия, 423450,
Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

2 – Казанский (Приволжский) федеральный университет, Россия, 420008, Казань,
ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* Важную роль в комплексном решении задач разработки месторождений нефти и газа играют гидродинамические исследования пластов и скважин. Задача выбора наиболее эффективного и информативного метода всегда сопровождается учетом технических и технологических особенностей для каждого конкретного случая. *Цель работы.* Сравнительный анализ эффективности гидродинамических методов исследования скважин с целью выявления оптимальных условий применения каждого из них по нескольким критериям: продолжительность исследования, объем получаемой информации, потери в добыче, оценка пластового давления и коэффициента продуктивности. *Материалы и методы.* В работе представлены результаты исследования скважин двумя гидродинамическими методами: кривая восстановления давления и метод снятия индикаторных диаграмм. Исследования проводились по запланированному сценарию и разработанному тест-дизайну на 16 скважинах, оборудованных установками штангового глубинного насоса. *Результаты.* Определены положительные и отрицательные факторы влияния на технологию проведения и результативность рассматриваемых методов. *Выводы.* Работа основана на практических результатах промысловых исследований с проведением сравнительного анализа технических и технологических факторов, влияющих на гидродинамические методы, и может послужить основой для выбора их применения на скважине.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, пластовое давление, коэффициент продуктивности

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Смотриков Николай Александрович, nekolay148@mail.ru

© Смотриков Н.А., Ячменёва Е.А., 2025



Для цитирования: Смотриков Н.А., Ячменёва Е.А. Сравнительный анализ гидродинамических исследований скважин методами регистрации кривой восстановления давления и индикаторной диаграммы на объектах ПАО «Татнефть» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 239–252. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Введение

Существуют различные методы гидродинамических исследований, которые позволяют определить основные параметры пласта и призабойной зоны. Комплексный подход к мониторингу залежи группой методов позволяет сформировать полную картину состояния объекта. Наиболее популярные и распространенные гидродинамические методы исследования: метод снятия индикаторных диаграмм (ИД, Inflow Performance Relationship – IPR) и метод регистрации кривой восстановления давления (КВД, Pressure Build Up – PBU). Данные методы применяются нефтяными компаниями повсеместно, вне зависимости от географического расположения месторождения и геологических условий [1]. Каждый метод обладает своими особенностями. Выбор производственных параметров основывается на получаемой итоговой информации с учетом технологических условий, сложности реализации и иных факторов.

Целью работы является проведение сравнительного анализа эффективности гидродинамических методов исследования скважин с целью выявления оптимальных условий применения каждого из них по нескольким критериям: продолжительность исследования, объем получаемой информации, потери в добыче, оценка пластового давления и коэффициента продуктивности.

Нами был проведен анализ применения ИД и КВД на группе скважин для определения наиболее эффективного

подхода в рассматриваемых геологических и технологических условиях.

Материалы и методы

Исследования методом индикаторных диаграмм проводились по заранее разработанному тест-дизайну для каждой скважины. Объекты исследования – 16 скважин, оборудованных установками штангового глубинного насоса (УШГН). В табл. 1 представлен пример тест-дизайна для одной из скважин.

В структуру исследования входит изменение параметров работы УШГН (число качаний от минимальных до максимально возможных¹) при регистрации показаний дебита и давления по скважине с использованием индивидуальных средств замера.

После отработки всех запланированных режимов для ИД производилась остановка скважины на КВД. Для разработки тест-дизайна проводилась запись контрольного КВД до начала исследования.

¹ Галай М.И., Демяненко Н.А., Мануйло В.С. и др. Пат. RU 2475640 С2. Способ гидродинамических исследований нефтяных скважин, оборудованных электроцентробежными насосами с преобразователем частоты тока. № 2011111467/03; Заявл. 25.03.2011; Оpubл. 20.02.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2012. Бюл. № 5. 16 с.

Табл. 1. Пример тест-дизайна для проведения исследований методом индикаторных диаграмм на одной из скважин**Table 1.** Example of test design for inflow performance relationship testing of a well

Номер режима	Продолжительность режима, сутки	Число качаний, об/мин	Примерный дебит, м ³ /сут	Примерное забойное давление в конце режима, МПа	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме насоса, МПа
текущий	12 и более	3,5	4,5	2,8	-	-
1	12	0,8	1	6,64	597	6,39
2	12	1,6	2	5,49	489	5,24
3	12	2,4	3	4,33	381	4,08
4	12	3,2	4	3,18	273	2,93
5	12	4	5,2	2,02	165	1,77
КВД	14	0	0	-	-	-

Подобный подход позволил получить примерное минимальное время продолжительности каждого режима, в том числе и завершающего исследования КВД. В результате, по каждой из 16 скважин

были выполнены два последовательных исследования, что позволило провести подробный и наглядный сравнительный анализ результатов ИД и КВД (рис. 1) на примере одной из скважин.

**Рис. 1.** Кривые изменения давления и дебита для одной из скважин по каждому режиму при реализации общей схемы исследования методами ИД и КВД**Fig. 1.** Pressure and flow rate changes for one of the wells in each mode during inflow performance relationship and pressure buildup tests

В дальнейшем, была проведена оценка достоверности результатов тест-дизайна в сравнении с проведенными гидродинамическими исследованиями в скважинах. По итогам общего анализа всех 16 скважин были получены следующие результаты:

1) совпадение значений минимального срока выдержки на режимах тест-дизайна с проведенными исследованиями составляет 72%;

2) совпадение значений сроков выхода скважины на радиальным режим по тест-дизайну и на практике в рамках каждого режима составляет 46%.

Таким образом, исследование ИД потребовало дополнительных трудовых и временных затрат для контроля стабилизации скважины на каждом режиме с целью

исключения увеличения общего времени исследования.

Интерпретация полученных результатов в ходе записи индикаторных диаграмм производилась с использованием аналитических возможностей программы Microsoft Excel, были получены расчетные значения продуктивности и пластового давления. Все значения зафиксированного забойного давления расположились на наклонной прямой, что соответствует физической закономерности снижения забойного давления и возрастанию дебита при переходе от режима к режиму. Ввиду линейности закона фильтрации можно определить продуктивность и пластовое давление [3]. На рис. 2 представлен пример интерпретации индикаторной диаграммы.

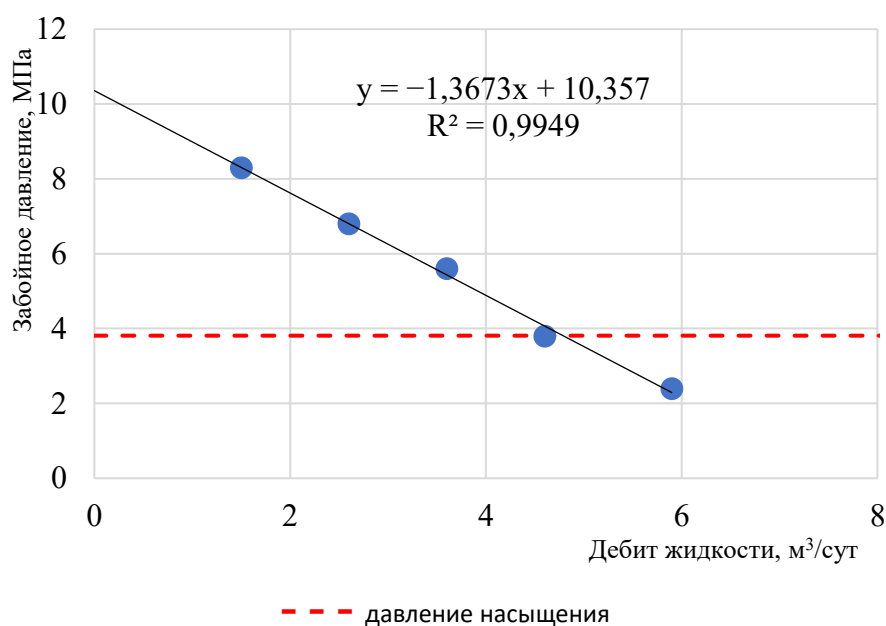


Рис. 2. Интерпретация индикаторной диаграммы при помощи программы Microsoft Excel по результатам исследования одной из скважин

Fig. 2. Inflow performance relationship curve interpretation using Microsoft Excel based on the results of a well testing

Интерпретация данных метода КВД [4] в том числе и для тест-дизайна производилась с помощью программы KAPPA Engineering Saphir (<https://www.kappaeng.com>).

На рис. 3 представлен график производной исследования КВД в билогарифмических координатах, отображающий восстановленность исследования по давлению.

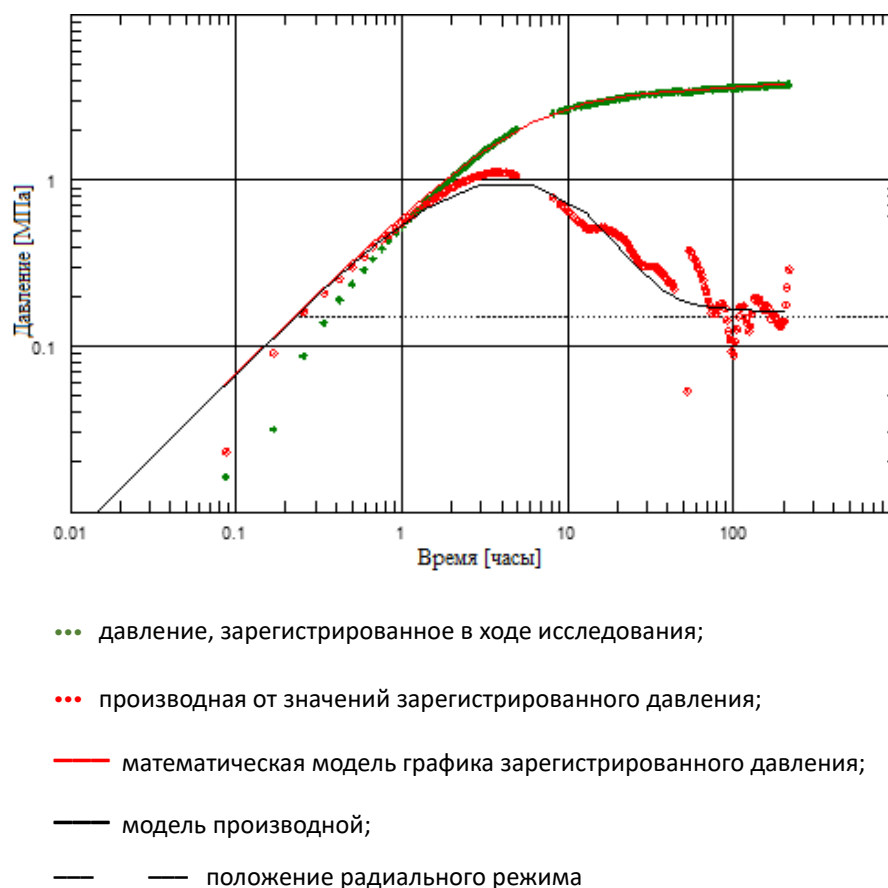


Рис. 3. Билогарифмический график КВД по результатам исследования одной из скважин

Fig. 3. Log-log plot of pressure buildup curve based on the results of a well testing

Результаты и обсуждение

Сравнение двух методов исследования в соответствии с поставленной задачей было произведено по значениям пластового давления и коэффициенту продуктивности, так как именно эти параметры закладывались как производственно-необходимые.

По данным параметрам средняя разница в значениях пластового давления ($P_{пл}$) по обоим методам составила 0,67 МПа, по значениям коэффициента продуктивности ($K_{прод}$) – 0,74 м³/сут/МПа. Полученные значения характеризуют оба метода, как весьма эффективные и близкие по достоверности. Однако, по нашему мнению, сравнение методов необходимо провести более детально с анализом общей информативности, подсчетом потерь нефти при исследованиях и

оценки сложности их проведения для выявления наиболее оптимального и подходящего для конкретных условий метода.

Метод индикаторных диаграмм предназначен для определения параметров пластового давления и коэффициента продуктивности. По результатам данного исследования было установлено, что параметры работы скважины можно получить, изменив несколько раз режим работы насоса. Такой подход позволяет сэкономить время и избежать больших потерь в добыче нефти, так как скважина продолжает работать. Кроме того, метод позволяет учесть нелинейность потока флюида при исследовании (рис. 4), что может повышать достоверность определяемых значений $P_{пл}$ и $K_{прод}$.

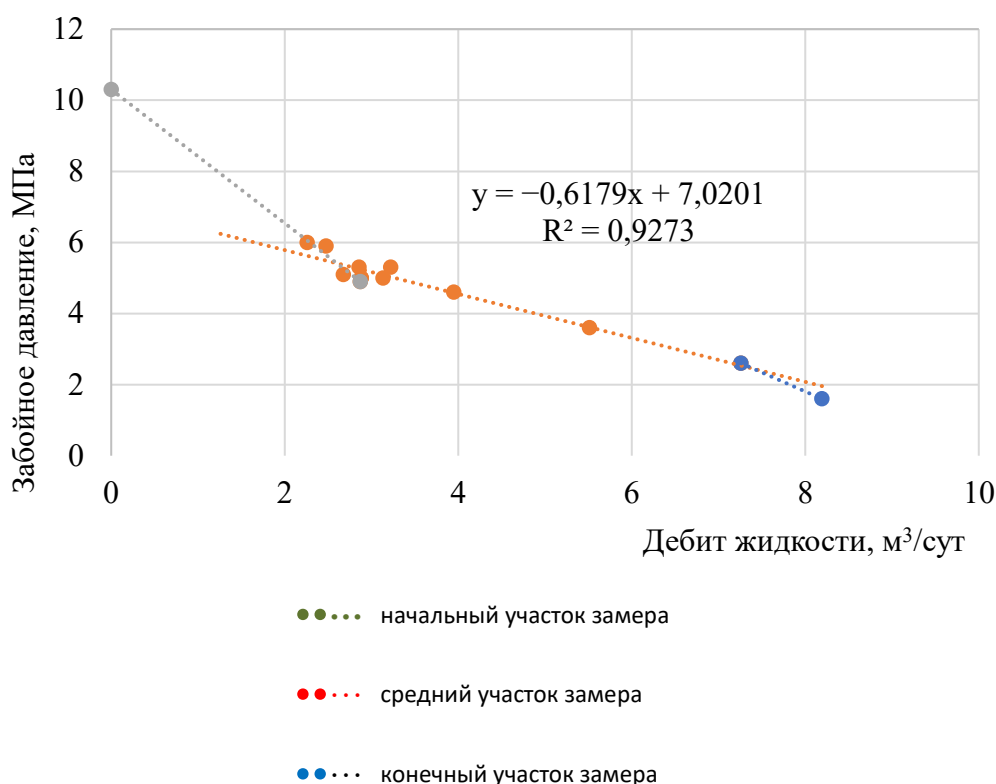


Рис. 4. Индикаторная диаграмма, иллюстрирующая пример нелинейной фильтрации, по результатам исследования одной из скважин

Fig. 4. Inflow performance relationship curve illustrating nonlinear flow based on the results of a well testing

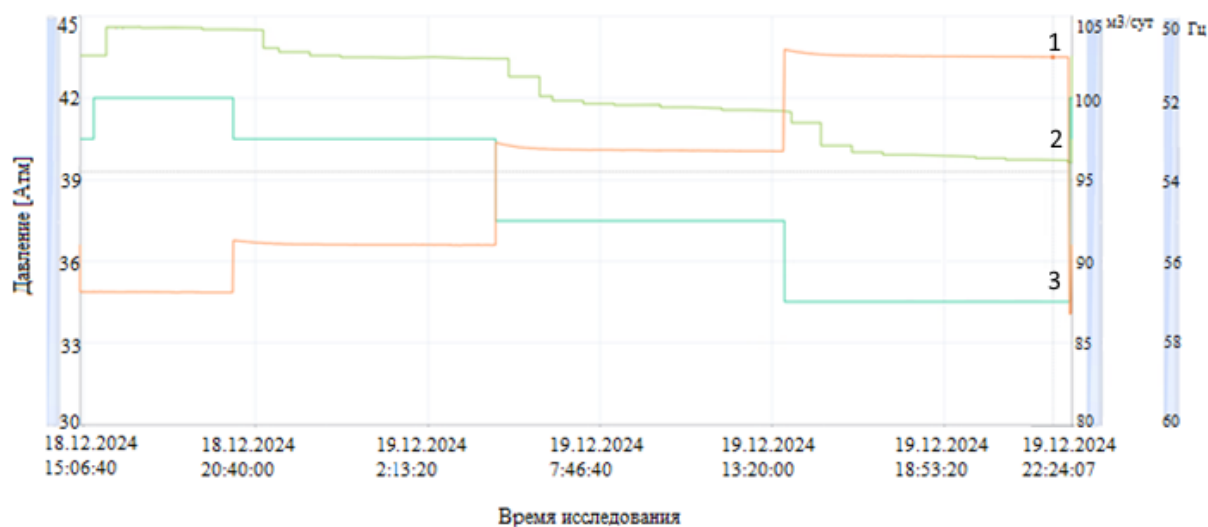
Метод КВД дает значительно больший объем информации о состоянии пласта и призабойной зоны. Кроме пластового давления и коэффициента продуктивности можно также определить такие параметры, как: проницаемость, коэффициент притока, характеристику призабойной зоны в виде скин-фактора и т. п. Для проведения исследования скважину необходимо остановить. В результате исследования было выявлено, что среднее время остановки скважины на КВД составляет 13,1 суток [5].

В высокодебитных скважинах, оснащенных электроцентробежными насосами (ЭЦН), время остановки может составлять всего лишь несколько часов [6, 7].

При записи ИД на таких скважинах работа на режимах может укладываться в пару часов, причем отработка и переход на следующий режим может быть выполнена в автоматическом режиме, что по трудозатратам сопоставимо с методом КВД. На рис. 5 представлено исследование на скважине, оборудованной ЭЦН, с автоматическим переходом по 4 режимам.

В ходе выполнения исследования методом ИД на 16 скважинах были выведены следующие средние цифры потери жидкости и нефти (при учете добычи во время исследования и сравнении ее с объемами добычи до исследования):

- 1) по жидкости – 88,21 м³;
- 2) по нефти – 45,74 т.



- 1 – расчетный дебит ЭЦН (мгновенный), м³/сут (102,49) 19.12.2024 21:46:38;
- 2 – давление на приеме ЭЦН, атм (39,72) 19.12.2024 22:24:07;
- 3 – выходная частота, Гц (57,0); давление на выкиде ЭЦН, атм (0,00) 19.12.2024 21:52:59

Рис. 5. Проведение записи индикаторной диаграммы в автоматическом режиме на скважине с электроприводным центробежным насосом

Fig. 5. Automatic recording of inflow performance relationship curve in a well with electrically driven centrifugal pump

При расчете учитывался объем нефти, который удалось добыть при проведении исследования, причем малый объем добычи на первых режимах (низких числах качаний) мог быть компенсирован прибавкой добычи на заключительных режимах (высоких числах качаний). Для метода КВД в период исследования работа скважин невозможна, то есть ключевым фактором потери в добыче является время остановки скважины. При таких условиях преобладание метода ИД очевидно. Однако если при расчете потерь в добыче будет учитываться время исследования и условие, что в этот период добыча не производилась ни по одному из методов, то цифры потерь будут следующими:

1) Для метода ИД средние потери по 16 скважинам составили:

- по жидкости – 482,70 м³;

– по нефти – 246,35 т;

2) Для метода КВД средние потери по 16 скважинам составили:

- по жидкости – 107,24 м³;
- по нефти – 58,13 т.

При таких условиях применение метода КВД более эффективно, так как потери нефти составляют значительно меньший объем. Однако следует отметить, что подобные значения характерны только для конкретного исследования, так как на потери во время исследования влияет множество факторов – от времени стабилизации на режимах и КВД до сроков принятия решения о смене режимов и завершения исследования КВД. В реальных условиях при проведении исследования по снятию индикаторных диаграмм присутствует некоторый объем добычи и поэтому первый вариант расчета можно считать более достоверным.

Также стоит учесть ход исследования: если скважина работает на предельном числе качаний в рабочем режиме и при исследовании снижается число качаний от максимума к минимуму, то данные о потери нефти будут одни, а в случае перехода от минимального к максимальному числу качаний цифры потерь по нефти будут другими.

С технической точки зрения, при сравнении сложности реализации двух методов, метод КВД более прост в своем исполнении, так как для его проведения требуется только остановка скважины (в случаях, когда скважина оборудована средствами замера дебита и давления) [8, 9]. При проведении ИД необходимо провести ряд операций: разработать тест-дизайн для недопущения срыва подачи, учесть максимально допустимое число качаний для станка качалки или частоту тока (если скважина

оборудована ЭЦН), сменить число качаний, проследить за стабилизацией показаний дебита и давления на каждом режиме. На скважинах, оборудованных ЭЦН, можно автоматизировать часть задач, как это было описано выше, в таком случае общие трудозатраты и сложность проведения будут сопоставимы с методом КВД [10].

Нами были рассмотрены и существующие технологические ограничения по двум данным методам. Помимо ограничений в дебите скважин (с дебитами менее 2 м³/сут подобные исследования проводить затратно по времени, выход на радиальный режим при КВД и при стабилизации на режиме записи ИД может занять недели и даже месяцы), есть и еще несколько факторов влияния, которых приведены в табл. 2. При этом число возможных ограничений, выявленных нами, снижено.

Табл. 2. Факторы, влияющие на точность методов ИД и КВД

Table 2. Factors affecting the accuracy of inflow performance relationship and pressure buildup tests

Влияющие факторы	Метод ИД	Метод КВД
Нестабильность дебита	+	–
Нестабильность давления	+	–
Некорректность дебита от режима к режиму	+	–
Невосстановленность режима	+	–
Плохая запись КВД	–	+
Невосстановленность КВД	–	+

Качество данных по давлению и дебиту скважины очень важны и напрямую влияют на результат. Метод ИД подвержен большему влиянию качества данных, не должно быть каких-либо скачков дебита на режимах, давление на режиме должно быть стабильным, при этом оборуду-

дование должно позволять регистрировать изменения от режима к режиму. Метод КВД менее требователен к качеству записываемой информации, достаточно лишь исключить влияющие на запись давления факторы в виде перебоев записи или изменения работы влияющих скважин на период исследования.

Согласно содержанию вышеизложенного материала методы КВД и ИД применимы каждый для своих технических и технологических условий [11, 12]. Снятие индикаторных диаграмм может быть применимо в случаях необходимости оперативного уточнения данных пластового давления и коэффициента продуктивности, без остановки скважины с сохранением добычи на том или ином уровне. Если скважина оборудована индивидуальными средствами замера и управления (скважина с ЭЦН или УШГН), то исследование может быть проведено с минимальными временными и трудовыми затратами. Данные, полученные в таком случае, будут достоверны по продуктивности и пластовому давлению. Кроме того, подобное исследование позволяет выявить оптимальные забойные давления для добывающих скважин и оптимальные давления закачки для нагнетательных. Метод также может быть успешно применен в условиях нелинейности, так как в отличие от исследования КВД, позволяет учесть нелинейность потока в скважине [13].

Следует понимать, что с ростом технических возможностей и потенциала программного обеспечения современные методы обработки результатов гидродинамических исследований позволяют не только определять фильтрационные параметры пласта, но и уточнять геологическое строение залежи, выявлять различные границы в пласте, определять характер притока жидкости в скважину и др. [14, 15]. Выбор конкретного метода становится более широкой задачей, которая должна учитывать множество

факторов, влияющих на достоверность результатов исследования и полноту получаемой информации.

Заключение

Важно отметить, что исследование выполнялось на скважинах карбонатного и терригенного разреза с различными характеристиками обводненности, дебита, скин-фактора, забойными давлениями, а также профили скважины – в исследовании участвовали как наклонно-направленные скважины, так и горизонтальные – все это позволяет говорить о широком охвате характеристик объектов исследования.

В случаях, когда необходимо максимально информативное исследование и есть возможность остановить скважину, метод КВД будет оптимальным. При данном исследовании, помимо пластового давления, коэффициента продуктивности, становится возможным получение информации о коэффициенте притока, характеристике призабойной зоны в виде значения скин-фактора, проницаемости, полудлине трещины, если она имеется, и т. п. Временные и трудовые затраты уменьшаются либо становятся сопоставимы в отдельных случаях с применением методов ИД, так как нет необходимости вести контроль стабилизации параметров на каждом режиме, достаточно вести контроль стабилизации и выхода скважины на радиальный режим.

Работа основана на практических результатах промысловых исследований с проведением сравнительного анализа технических и технологических факторов, влияющих на гидродинамические методы, и может послужить основой для выбора их применения на скважине.

Вклад авторов

Н.А. Смотриков – концептуализация, проведение исследования, создание черновика рукописи.

Е.А. Ячменёва – формальный анализ, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Демков А.В. Анализ гидродинамических исследований скважин на Южно-Русском месторождении // Международный студенческий научный вестник. 2017. № 3. С. 103. URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=17293> (дата обращения: 14.07.2025).
2. Медведев А.И., Боганик В.Н., Пестрикова Н.А. Тестовые примеры обработки индикаторных диаграмм и кривых восстановления уровня // Каротажник. 2011. Вып. 8. С. 25–37.
3. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, №. 10. С. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
4. Нугаметьянова Г.А., Ишкин Д.З. Прогнозирование длительности КВД на основе параметров пласта и заканчивания скважин // Нефтяная провинция. 2024. № 1(37). С. 89–97. <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>
5. Gao D., Liu Y., Pan S. et al. Longitudinal interference analysis of shale gas multi-stage fracturing horizontal wells upon high-precision pressure test // Energy Science & Engineering. 2020. Vol. 8, No. 7. P. 2387–2401. <https://doi.org/10.1002/ese3.671>
6. Фаттахов И.Г., Степанова Р.Р., Грезина О.А., Герасимова А.В. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны // Научное обозрение. 2014. № 8-1. С. 76–88.
7. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Галиуллина И.Ф. и др. Поддержание температурного режима в нагнетательных скважинах при их остановке в условиях низких температур // Фундаментальные исследования. 2015. № 5-3. С. 547–552.
8. Chen H., Liu S., Magomedov R.M., Davidyants A.A. Optimization of inflow performance relationship curves for an oil reservoir by genetic algorithm coupled with artificial neural-intelligence networks // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 3116–3124. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.028>
9. Иктисанов. В.А., Бобб И.Ф., Ганиев Б.Г. Изучение закономерностей оптимизации забойных давлений для трещинно-поровых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 94–97. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>
10. Нургалиева А.А., Малышев В.Л. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 4. С. 48–57. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-48-58>
11. Зуев М.В., Стрекалова А.В., Туленков С.В. Оптимизация технологии проведения гидродинамических исследований методом снятия индикаторных диаграмм субгоризонтальных

скважин на примере Берегового месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3(35). С. 40–48.

12. Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В. и др. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>

13. Свалов А.М. Влияние неоднородности продуктивных пластов на вид кривых притока при гидродинамических исследованиях скважин // Инженерно-физический журнал. 2023. Т. 96, № 5. С. 1355–1360.

14. Кузнецова Е.А., Никулин С.Е., Шилов А.В. и др. Применение технологий гидродинамических исследований без остановок на месторождениях ООО «Лукой-Пермь» // Нефтепромысловое дело. 2022. № 9(645). С. 49–53. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-49-53](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-49-53)

15. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Хабибуллин И.Л., Ахметова Р.Р. К вопросу выбора длительности режимов при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах закачки в низкопроницаемых коллекторах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 1(21). С. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149>

Информация об авторах

Николай Александрович Смотриков – заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия; SPIN-код: 1537-1276, <https://orcid.org/0009-0009-9329-6296>; e-mail: nekolay148@mail.ru

Екатерина Анатольевна Ячменёва – к.г.-м.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; SPIN-код: 2901-9783, <https://orcid.org/0000-0003-1067-2452>; e-mail: eyachmenjova@gmail.com

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 10.07.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Comparative analysis of inflow performance relationship and pressure buildup well testing methods using the evidence from Tatneft's fields*

Nikolai A. Smotrikov¹ ✉, Ekaterina A. Yachmeneva²

1 – TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, 75 Lenina St., Almet'yevsk, 423450, Russia

2 – Kazan (Volga Region) Federal University, 18 Kremlevskaya St., Bldg. 1, Kazan, 420008, Russia

Abstract. *Background.* Formation evaluation and well testing are key to meeting the challenges associated with oil and gas field development. Selection of the most efficient and informative method always involves consideration of technological and process specifics for each particular case. *Objective.* To present a comparative analysis of the efficiency of well testing methods to identify the optimal conditions for application of each method in terms of several criteria: test period, scope of information obtained, production losses, reservoir pressure and productivity index estimates. *Materials and methods.* The paper presents the results of two well testing methods: pressure buildup analysis and inflow performance relationship curves. These tests were conducted as prescheduled and according to developed test design in 16 wells equipped with sucker rod pumping unit. *Results.* Beneficial and negative factors for well testing procedure and performance were determined. *Conclusions.* The present research is based on practical field test results with comparative analysis of technological and process factors influencing well testing methods and can be used as basis for selection of tests for a particular well.

Keywords: well testing, inflow performance relationship, pressure buildup curve, reservoir pressure, productivity index

Funding: the work received no funding.

For citation: Smotrikov N.A., Yachmeneva E.A. Comparative analysis of inflow performance relationship and pressure buildup well testing methods using the evidence from Tatneft's fields. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 239–252. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Nikolai A. Smotrikov, nekolay148@mail.ru

© Smotrikov N.A., Yachmeneva E.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Nikolai A. Smotrikov – conceptualization, investigation, writing – original draft.

Ekaterina A. Yachmeneva – formal analysis, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Demkov A.V. Analysis of hydrodynamic well studies at the Yuzhno-Russkoye field. *Mezhdunarodnyy studencheskiy nauchnyy vestnik*. 2017. No. 3. P. 103. (In Russ.). URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=17293> (accessed 14 July 2025).
2. Medvedev A.I., Boganik V. N., Pestrykova N.A. Testing examples of inflow performance relationship (indicator diagram) and build-up curves processing. *Karotazhnik*. 2011. No. 8. P. 25–37. (In Russ.).
3. Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of information value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019. Vol. 330, No. 10. P. 26–32. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
4. Nigametyanova G.A., Ishkin D.Z. Research of the degree of PBU curve depending on reservoir parameters and well completions. *Neftyanaya provintsiya*. 2024. No. 1(37). P. 89–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>
5. Gao D., Liu Y., Pan S. et al. Longitudinal interference analysis of shale gas multi-stage fracturing horizontal wells upon high-precision pressure test. *Energy Science & Engineering*. 2020. Vol. 8, No. 7. P. 2387–2401. <https://doi.org/10.1002/ese3.671>
6. Fattakhov I.G., Stepanova R.R., Grezina O.A., Gerasimova A.V. Methods of evaluating the current energy state of a layer, determining the inflow profile and the technical condition of a column. *Nauchnoe obozrenie*. 2014. No. 8-1. P. 76–88. (In Russ.).
7. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Galiullina I.F. et al. Injection well shut-down thermal regime maintenance under low-temperature conditions. *Fundamental Research*. 2015. No. 5-3. P. 547–552. (In Russ.).
8. Chen H., Liu S., Magomedov R.M., Davidyants A.A. Optimization of inflow performance relationship curves for an oil reservoir by genetic algorithm coupled with artificial neural-intelligence networks. *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 3116–3124. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.028>
9. Iktissanov V.A., Bobb I.F., Ganiev B.G. Study of the problem of optimization of bottomhole pressure for fractured-porous reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. No. 10. P. 94–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>
10. Nurgalieva A.A., Malyshev V.L. Selection of a complex of well hydrodynamic studies for reliable forecasting of reservoir parameters at Vishnyovskoe field. *Neftegazovoe delo*. 2020. Vol. 18, No. 4. P. 48–57. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-48-58>
11. Zuev M.V., Strekalova A.V., Tulenkov S.V. Well test performance optimization based on IPR analyzes of horizontal wells of Beregovoye field. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2022. No. 3(35). P. 40–48. (In Russ.).

12. Zykov A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 2(41). P. 141–158. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>
13. Svalov A.M. Effects of the heterogeneity of producing reservoirs on the form of pressure drawdown curves in hydrodynamic investigations of wells. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2023. Vol. 96, No. 5. P. 1344–1349. <https://doi.org/10.1007/s10891-023-02800-2>
14. Kuznetsova E.A., Nikulin S.E., Shilov A.V. et al. Application of wells testing technologies without wells shutdown at the oil fields of Lukoil–Perm LLC. *Oilfield Engineering*. 2022. No. 9(645). P. 49–53. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-49-53](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-49-53)
15. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Khabibullin I.L., Akhmetova R.R. On the selection of suitable operate durations for injection tests in low permeability reservoirs. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2020. Vol. 6, No. 1(21). P. 135–149. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>

Information about the authors

Nikolai A. Smotrikov – Head of Sector, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almet'yevsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-9329-6296>; e-mail: nekolay148@mail.ru

Ekaterina A. Yachmeneva – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-1067-2452>; e-mail: eyachmenjova@gmail.com

Received 15 May 2025

Accepted 10 July 2025

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Оригинальная статья

УДК 550.832:550.311:55(1/9)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Комплексное сопровождение бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями*

Е.В. Тарасова ✉

ООО «Петровайзер», Россия, 170002, Тверь, ул. Макарова, д. 4, корп. 2

Аннотация. *Актуальность.* Оценка аномальных давлений в процессе проводки скважин по-прежнему остается актуальной задачей, поскольку позволяет обеспечить безаварийную проводку скважин и повышение эффективности бурения. *Цель работы.* Оценка и прогноз аномальных давлений в зонах аномально высоких пластовых давлений в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной. *Материалы и методы.* Использованы материалы геофизических и геолого-технологических исследований скважин, разведочной геофизики, анализов кернового материала, данные бурения. *Результаты.* Результаты исследований, их анализ и обобщение более чем для 400 скважин, используемые при проектировании и бурении скважин в различных регионах. Описаны основные тенденции изменения аномально высоких давлений по площади и разрезу, особенности и возможности применения при анализе и прогнозе аномально высоких давлений результатов геолого-технологических и геофизических исследований скважин, а также методов разведочной геофизики (электроразведки и сейсмических). Рассмотрены основные методы и методики определения и прогноза давлений. *Выводы.* Изменение давлений с глубиной подчиняется общей закономерности и носит планетарный характер. Основной причиной аномальных давлений является уплотнение пород. Однако неизбежны исключения из общего правила. Это локальные зоны аномально высоких пластовых давлений, на формирование которых повлияли другие факторы. Любые преобразования пород, технологические либо геологические причины, приводящие к изменению объема флюида в замкнутом резервуаре, приводят к изменению давлений в этих породах.

Ключевые слова: аномально высокие пластовые давления, геолого-технологические исследования, геофизические исследования скважин, интерпретация, анализ и обобщение данных, удаленный мониторинг бурения

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Благодарности: автор выражает благодарность Т.Н. Нестеровой за ценные советы и редактирование рукописи.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Тарасова Елена Васильевна, tarasova_ev@petroviser.ru

© Тарасова Е.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Для цитирования: Тарасова Е.В. Комплексное сопровождение бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 253–273. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Введение

При бурении практически всех глубоких и сверхглубоких скважин специалисты нефтегазовой отрасли сталкиваются с проблемой высоких температур, иногда более 200 °С, и аномально высокими и сверхвысокими давлениями, достигающими в отдельных регионах геостатического уровня. Зоны аномальных давлений имеют огромные масштабы распространения как в географическом плане, так и по глубине.

Оценка аномальных давлений в процессе проводки скважин по-прежнему остается актуальной задачей, поскольку позволяет обеспечить безаварийную проводку скважин и повышение эффективности бурения. Подготовительный этап и наблюдение за процессом бурения скважины «требуют глубокого анализа всей имеющейся информации и высокого уровня подготовки специалиста» [1]. Даже в хорошо изученных регионах возможны неожиданные отклонения от проекта за счет геологических, тектонических, технологических, антропогенных факторов и других причин.

Например, в 1985 г. на разведочной скважине № 37 месторождения Тенгиз произошла страшная авария¹ – с глубины более 4 км произошел выброс в атмосферу

нефти и газа с высоким содержанием сероводорода. Температура пламени достигала 1500 °С, а высота фонтана была более 200 м.

За 400 дней (а именно столько длилась ликвидация аварии) сгорело почти 3,5 млн т нефти и 2 млрд м³ газа. Кроме того, в атмосферу попало 0,5 млн т сероводорода и почти миллион тонн сажи. Было уничтожено все живое в радиусе 500 км от места аварии. Скважину удалось заглушить с помощью направленного взрыва. Основная причина аварии – аномально высокие пластовые давления (АВПД).

«Аварии и осложнения, особенно на морских и шельфовых месторождениях, – это не только экономические проблемы, но и колоссальный невосполнимый ущерб экологии» [1]. Причем, несмотря на многолетнее изучение проблемы, осложнения процесса бурения по причине неверного прогноза АВПД и оптимальной величины дифференциального давления происходят по сей день [1, 2]. Например, снижение гидростатического давления за счет добавки нефти в раствор при ликвидации прихватов неоднократно приводило к газонефтеводопроявлениям (ГНВП), особенно на скважинах с высоким газовым фактором и избыточным давлением газа, вплоть до открытых фонтанов.

Целью работы является оценка и прогноз аномальных давлений в зонах аномально высоких пластовых давлений в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной.

¹ 1985 год — авария на Тенгизском месторождении // Информационно-аналитический портал о геополитике Каспийского региона «Каспийский вестник». 2019. 28 марта. URL: <https://casp-geo.ru/1985-god-avariya-na-tengizskom-mestorozhdenii/> (дата обращения: 28.07.2025).

Материалы и методы

При проведении исследований в течение многих лет изучались основные тенденции изменения аномально высоких давлений по площади и разрезу, особенности и возможности применения при анализе и прогнозе аномально высоких давлений результатов геолого-технологических и геофизических исследований скважин, а также методов разведочной геофизики (электроразведки и сейсмических). Рассмотрены основные методы и методики определения и прогноза давлений.

Результаты и обсуждение

Критерием аномальности порового/пластового давления принято считать коэффициент аномальности (K_a) – величину ожидаемого пластового/порового давления, уравновешенного нормальным гидростатическим давлением (P_H), создаваемым столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины.

Коэффициент аномальности – отношение давления на глубине H к нормальному гидростатическому давлению на этой глубине [3, 4].

$$K_a = P/P_H = \Delta P/(\Delta P_H), \quad (1)$$

где ΔP – градиент давления на глубине H , МПа/м;

ΔP_H – градиент нормального гидростатического давления, МПа/м.

В большинстве источников в качестве градиента нормального гидростатического давления принята величина $\Delta P_H = 0,0105$ МПа/м.

Классификация пластовых/поровых давлений по коэффициенту их аномальности [3]:

$K_a < 0,9$ – аномально низкое;

$K_a = 0,9-1,0$ – пониженное;

$K_a = 1,0-1,05$ – нормальное;

$K_a = 1,05-1,3$ – повышенное;

$K_a = 1,3-2,0$ – высокое;

$K_a > 2$ – сверхвысокое.

Значения давлений, превышающие гидростатическое в 1,3 и более раз, относятся к АВПД и АВПоД (аномально высокие поровые давления).

Плотность раствора должна быть достаточной для удержания пластовых флюидов в пласте и сохранения устойчивости стенок скважины, однако, не быть слишком высокой, чтобы не вызвать риск загрязнения пласта, гидроразрыва и потерь циркуляции.

Для оценки и прогноза АВПД предложено использование результатов ряда косвенных, оценочных и прямых методов (табл. 1). Можно использовать любые из них, характеризующие закономерности изменения плотности, пористости либо прочности горных пород с глубиной. Прямыми методами являются испытание и опробование пласта, тест на утечку.

При применении любых методов оценки, таких как разведочная геофизика, в том числе сейсмические исследования, геофизические исследования скважин (ГИС), геолого-технологические исследования (ГТИ), микрометоды, исследования шлама, керна, необходимо учитывать масштабы исследований и, следовательно, реально возможную точность результатов.

Тенденции изменения давления с глубиной при наличии зоны АВПД различны [1]. Для каждого из вариантов распределения АВПД по разрезу существует своя технология оценки и прогноза давлений.

Табл. 1. Методы оценки и прогноза зон АВПД и АВПоД**Table 1.** Methods for assessing and forecasting zones with abnormally high and low formation pressures

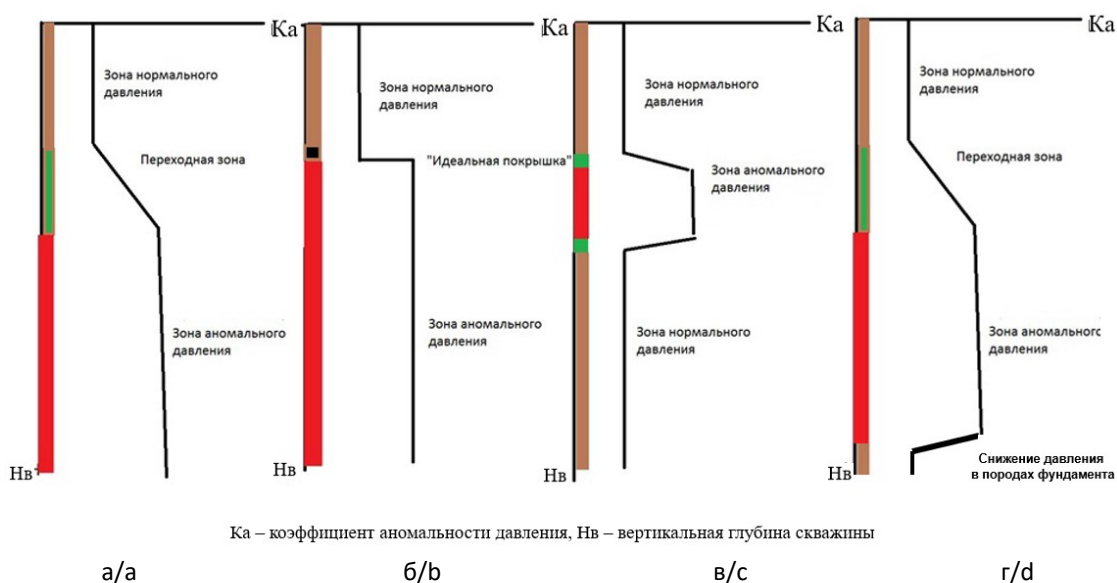
Источник информации для оценки и прогноза зон АВПД и АВПоД	Время регистрации данных
Методы разведочной геофизики	До начала бурения
Параметры бурения	Во время бурения (без запаздывания)
Параметры промывочной жидкости (ПЖ)	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность ПЖ)
Параметры шлама глинистых пород	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность ПЖ и время анализа шлама)
Геофизические исследования скважин	После бурения либо в процессе бурения
Прямые методы измерения давления	После испытания или заканчивания скважины

Источник: [3] / Source: [3]

АВПД могут создаваться и сохраняться только в условиях гидро(газо)динамической изолированности резервуаров и сохранения упругости пород. Очень важно оценить качество покрышки, герметичность резервуара, для чего необходимо использовать результаты разведочной геофизики, 3D-моделирования.

Результаты ГТИ, LWD (Logging While Drilling – каротаж во время бурения) позволяют определять давления в процессе проводки скважины в режиме реального времени.

В процессе исследования мною была разработана схема (рис. 1), отражающая основные тенденции изменения давлений с глубиной при наличии зоны АВПД.

**Рис. 1.** Тенденции изменения давления с глубиной при наличии зоны АВПД:

- а – наличие переходной зоны; б – отсутствие переходной зоны («идеальная покрышка»);
 в – локальная зона аномально высокого пластового давления;
 г – наличие переходной зоны, снижение давления в породах фундамента

Fig. 1. Pressure variation trends with depth in the presence of abnormally high formation pressure zone

- а – presence of transition zone; б – absence of transition zone ("ideal caprock");
 в – local zone of abnormally high formation pressure;
 г – presence of transition zone, pressure reduction in basement rocks

Источник: [1] / Source: [1]

Наиболее типичным вариантом являются региональные зоны АВПД с наличием переходной зоны. В этих случаях верхняя часть разреза, как правило, сложена породами с нормальным пластовым давлением. Покрышка представлена глинистыми плохо проницаемыми породами. Ниже происходит стабилизация аномального давления. Чаще всего границы зон нормального давления, переходной и стабилизации давления приурочены к стратиграфическим комплексам.

Глинистая покрышка не является герметичной и со временем в течение продолжительного геологического периода формируется переходная зона с постепенным ростом порового давления. В глинах геостатическое (горное) давление уравнивается только флюидами в поровом пространстве, скелетная часть при содержании в глинистой породе песчано-алевритовых либо карбонатных пород менее 15% влияния практически не оказывает. В коллекторах нагрузка распределяется на флюиды и скелетную часть.

Для предотвращения возможных нештатных ситуаций основная задача – определение момента приближения к пласту с АВПД (выделение переходной зоны) и момента вскрытия этого пласта. Практически все методики косвенной оценки давлений в терригенных породах (помимо прямого определения измерительными приборами) – это определение порового давления во вмещающих глинах, как правило, близкого начальному пластовому давлению в коллекторах. В газовых залежах либо при высоком газовом факторе за счет наличия избыточного давления газа может

наблюдаться превышение начального пластового давления над поровым.

Пластовые давления могут изменяться быстро, практически за считанные часы – в процессе эксплуатации залежи, при нарушении герметичности резервуара, межскважинные и межпластовые перетоки и пр., поровые же в практически непроницаемых породах остаются неизменными в геологические периоды.

Определение поровых давлений по материалам ГИС производится с использованием методов сопротивления – индукционный (ИК) и боковой каротаж (БК), интервального времени – акустический каротаж (АК), нейтронных методов – нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), плотностного каротажа – плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп).

Оценка АВПоД с использованием АК произведена по исходной кривой интервального времени (dt_{AK}), см. рис. 2, в отсчеты внесены поправки за влияние пластовой температуры [3].

На рис. 2а прослеживается барьер давления на глубине 2030 м при входе в зону повышения давлений, переходная зона – до 2490 м и зона стабилизации давления – ниже 2500 м. При бурении скважины плотность раствора повышалась ступенчато, что минимизировало ущерб для ствола скважины и вскрытых коллекторов.

Определение аномальных давлений по ГТИ

При роторном бурении вертикальных скважин в терригенном разрезе для оценки давлений в процессе бурения по результатам ГТИ хорошо зарекомендовали себя нормализованные скорости проходки – d -экспонента, c -экспонента, a -экспонента.

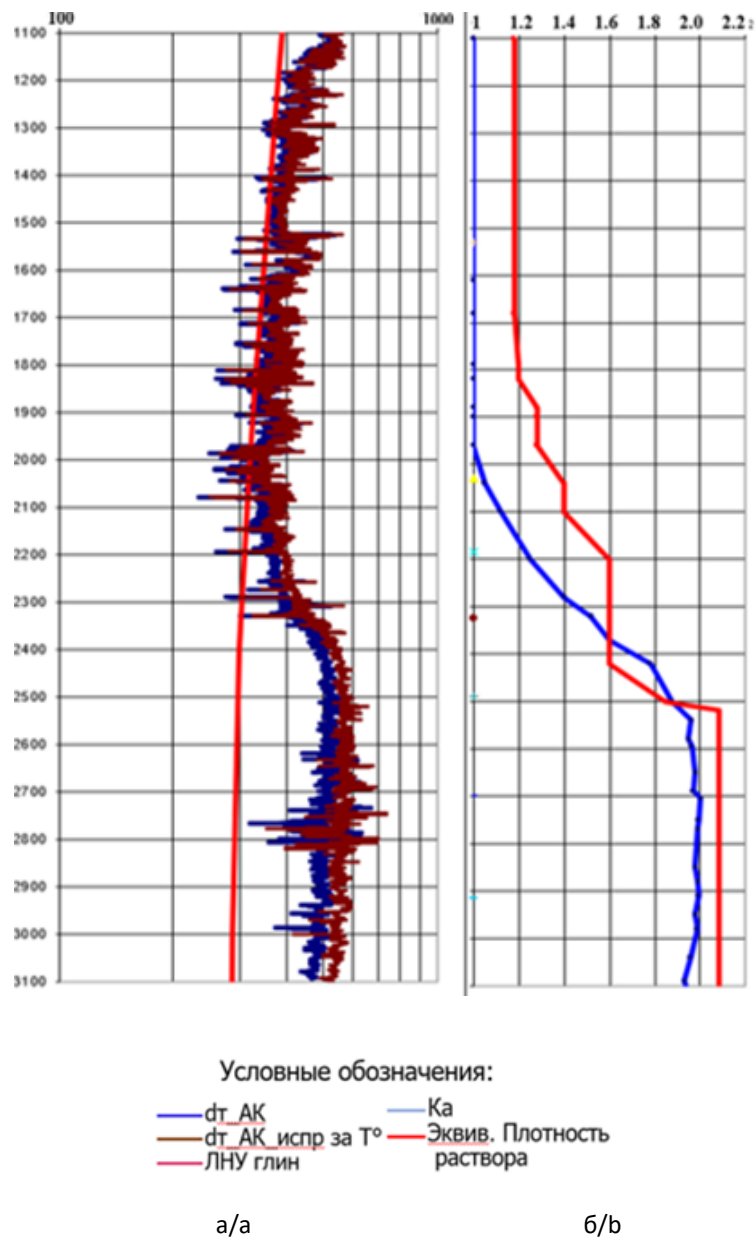


Рис. 2. Пример определения порового и пластового давления по данным акустического каротажа ГИС:
а – кривые интервального времени АК исходные и с поправкой за температуру (Т),
линии нормального уплотнения (ЛНУ) глин;
б – сопоставление рассчитанного K_a с эквивалентной плотностью раствора

Fig. 2. Example of pore and formation pressure determination using acoustic logging data from well logging:

a — initial acoustic logging interval time curves and corrected curves for temperature (T), normal compaction lines for clays;

b — comparison of calculated anomaly coefficient (K_a) with equivalent mud density

Источник: [1] / Source: [1]

d -экспонента / Джорден и Ширли (1964 г.) [5]:

$$d = \frac{\text{Lg}(\frac{V}{18,3 \cdot N})}{\text{Lg}(0,67 \cdot \frac{G}{D})}, \quad (2)$$

где V – механическая скорость бурения, м/час;

N – число оборотов ротора, об/мин;

G – нагрузка на долото, т;

D – диаметр скважины, мм.

c -экспонента / Э.Е. Лукьянов (1998 г.)²:

$$c = \frac{\text{Lg}(\frac{V}{60 \cdot N})}{\text{Lg}(\frac{G \cdot (dP \cdot kA)}{\rho_{\text{экр}} \cdot (0,1 \cdot D)^2 \cdot P_{\text{н}} \cdot kA})}, \quad (3)$$

где $kA = 1,033227$ – коэффициент для перевода атмосфер в кгс/см²;

$P_{\text{н}}$ – давление нагнетания, атм.;

dP – перепад давления на долоте, атм;

$\rho_{\text{экр}}$ – эквивалентная плотность раствора.

Изменение технологии проводки скважин, широкое внедрение в практику буровых работ винтовых забойных двигателей (ВЗД) ограничивает использование привычных экспонент для оценки АВПД. В настоящее время преимущественно используются результаты энергокаротажа – удельная энергоемкость разрушения пород, буровая пористость и пр. Пример определения аномального давления по a -экспоненте приведен на рис. 3.

Мною были подробно изучены закономерности распределения давлений многих месторождений Северного борта Западно-Кубанского прогиба, Западной и Восточной Сибири, Каспийского побережья Туркменистана.

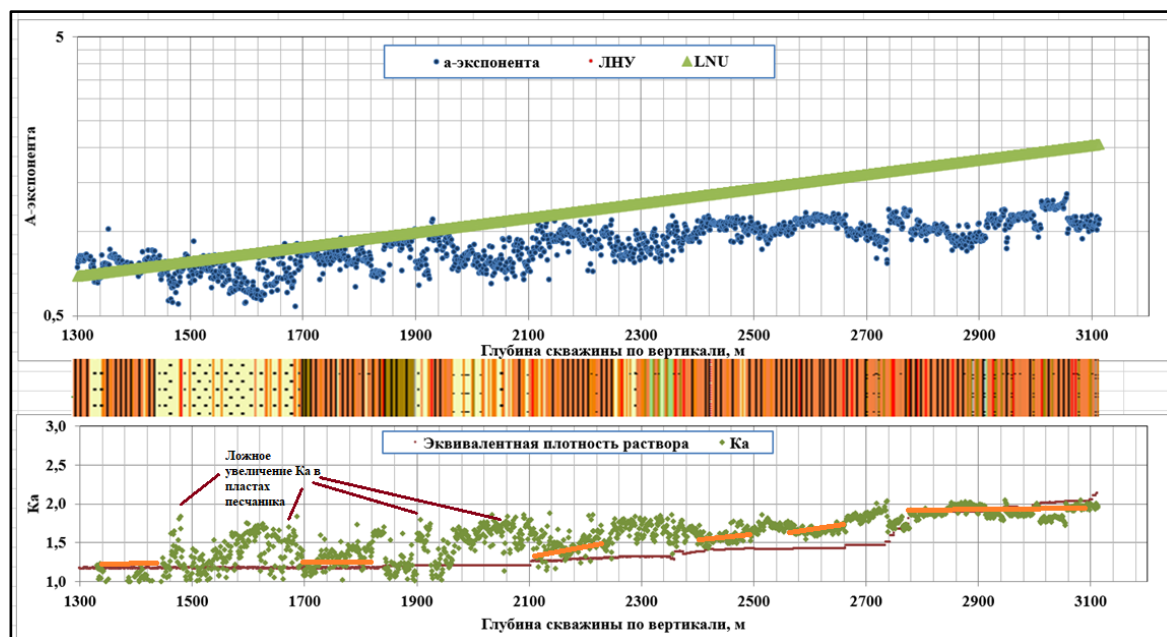


Рис. 3. Пример определения порового давления по данным геолого-технологических исследований

Fig. 3. Example of pore pressure determination based on logging while drilling data

Источник: [6] / Source: [6]

² Лукьянов Э.Е., Кудашева С.В. Методические рекомендации по интерпретации данных ГТИ. Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2016. 512 с.

Например, «миоценовые отложения акватории Темрюкского залива являются перспективным объектом для открытия новых крупных залежей нефти и газа на больших глубинах, однако наличие экстремальных по АВПД условий проводки скважин в отложениях миоцена создает реальные проблемы достижения проектного забоя» [1]. По 17 разнонаправленным профилям Северного борта Западно-Кубанского прогиба для основных стратиграфических комплексов построены схемы сопоставления поровых давлений с плотностью бурового раствора, проведены обобщения по площади и разрезу скважин. В результате изучения были выявлены 4 зоны несовместимых условий бурения. Отработана схема постепенного утяжеления плотности бурового раствора, привязанная к соответствующим стратиграфическим комплексам. Полученные результаты неоднократно использованы при составлении проектов строительства скважин в регионе (рис. 4).

При блоковом строении месторождений, тектонических нарушениях необходимо уточнять линию нормального уплотнения (ЛНУ) и глубину кровли АВПД по каждой скважине с учетом амплитуды смещения блоков [1, 7]. В качестве примера на рис. 5 приведены графики изменения удельных сопротивлений глин с глубиной для уточнения глубины кровли АВПД и положения ЛНУ на месторождении Восточный Челекен (Туркменистан).

В карбонатном разрезе либо разрезе, представленном хемогенными породами, переходная зона, как правило, отсутствует или имеет малую мощность и под барьером давления сразу располагается зона АВПД. Это вариант так называемой

«идеальной крыши». В этом случае единственный вариант своевременного прогноза кровли зоны – площадное обобщение с применением результатов разведочной геофизики.

В карбонатном разрезе для оценки аномальности давления применяются «прочностные параметры», такие как параметр прочности горной породы (σ -log). Э.Е. Лукьяновым предлагается в таких случаях использовать параметр буримости (P_B), определяемый по формуле³:

$$P_B = \frac{1,05}{\rho_p} \cdot \frac{Lg(\frac{V}{N_{ВЗД}})}{Lg(\frac{Q}{S_3})} \quad (4)$$

где $N_{ВЗД}$ – мощность ВЗД, срабатываемая на забое, Вт;

Q – расход ПЖ, м³/с;

S_3 – площадь забоя, см²;

V – механическая скорость бурения, м/час;

ρ_p – плотность ПЖ на забое скважины с учетом ее объемного газосодержания, определяемого при атмосферном давлении, г/см³.

На расчетные прочностные параметры существенно влияет кавернозность разреза.

Примером зоны АВПД в карбонатных отложениях при наличии «идеальной крыши» является месторождение Тенгиз со сверхвысокими АВПД, величины K_a достигают 2 и выше. Особенностью Тенгизского месторождения является исключительно сложное геолого-геофизическое строение.

³ Там же.



Рис. 4. График соотношения давлений для проекта строительства поисково-оценочной скважины в акватории Азовского моря

Fig. 4. Graph of dependencies of pressures for the prospecting and evaluation well project in the Sea of Azov offshore zone

Источник: [6] / Source: [6]

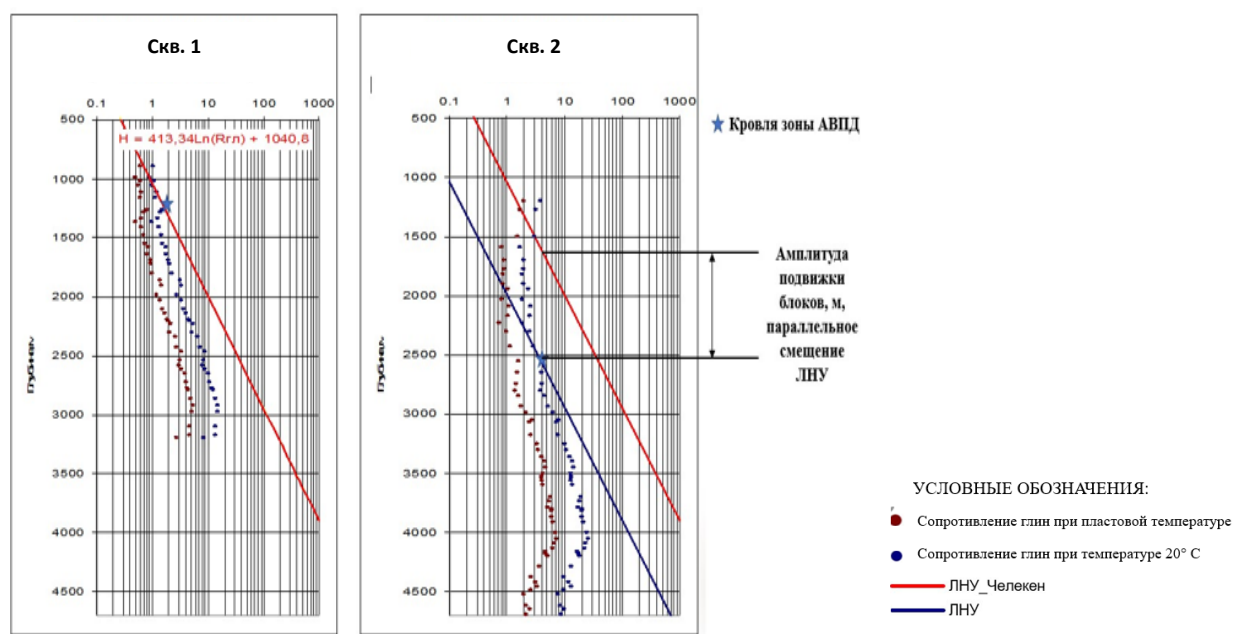


Рис. 5. Графики изменения удельных сопротивлений глин с глубиной по 2 скважинам месторождения Восточный Челекен

Fig. 5. Graphs of depth-related changes in clay resistivity based on data from two wells at the Eastern Cheleken field

Источник: [1] / Source: [1]

Механизм формирования региональной зоны АВПД, обусловлен соляной толщей, препятствующей оттоку флюидов, отжимаемых из нижележащих отложений при увеличении геостатической нагрузки. Покрышкой для нефтеносного комплекса служат породы нижней перми (P1) и среднего карбона (C2). В подсоловых отложениях пластовое давление возрастает с увеличением глубины. Присутствует избыточное давление залежи нефти в связи с высоким газовым фактором.

Чаще всего зоны АВПД распространяются по вертикали на сотни и даже тысячи метров. Однако в отдельных регионах встречаются локальные зоны аномальных давлений.

Один из примеров – зона АВПД в «баженовских отложениях Западной Сибири [1, 6, 8]. В пределах изученных

авторами разрезов Ай-Пимского, Восточно-Сахалинского и Западно-Сахалинского месторождений зоны АВПД локальны и приурочены к баженовским отложениям, $K_a = 1,3 \div 1,6$. Отсутствие признаков аномальности пластовых давлений в отдельных скважинах может объясняться отсутствием в них коллекторов либо неполной изоляцией и возможным оттоком флюидов» [1].

«Характерные признаки зоны АВПД в пределах Ай-Пимского месторождения позволяют предположить, что основной вклад в образование зон АВПД в баженовских битуминозных аргиллитах принадлежит факторам радиоактивного распада и преобразования органического материала» [1]. На рис. 6 приводится диаграмма оценки поровых давлений баженовских отложений по данным ГТИ.

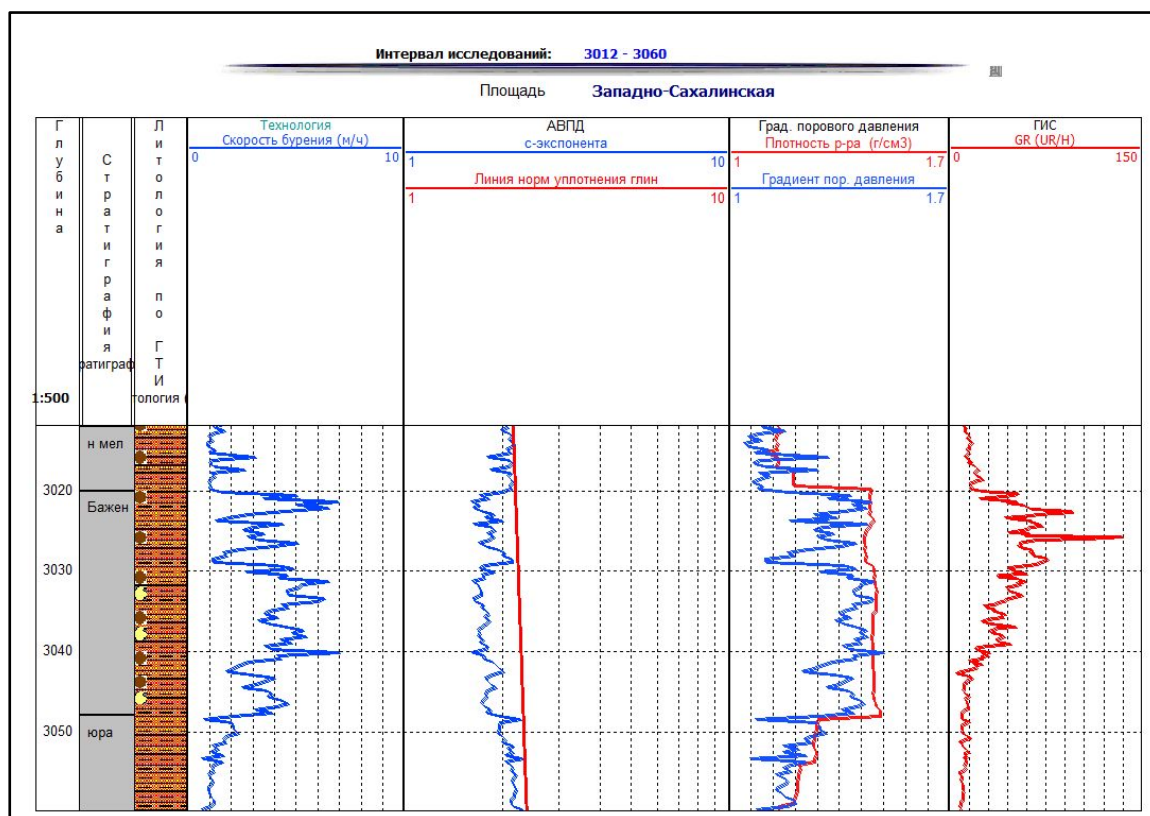


Рис. 6. Диаграмма оценки поровых давлений баженовских отложений по данным геолого-технологических исследований

Fig. 6. Pore pressure evaluation chart for Bazhenov deposits using logging while drilling data

Источник: [6] / Source: [6]

Локальные зоны аномальных давлений могут быть также приурочены к пластам с высоким газовым фактором. Примером локальной зоны с избыточным давлением газа являются отложения среднего миоцена месторождения Паромай (Сахалин). В верхней части разреза окобыкайского горизонта наблюдается повышение пластового давления до $K_a = 1,4 \div 1,9$, в нижней части – снижение давления до нормального. Возможно, помимо избыточного давления газа присутствуют тектонические причины роста давления. В случае неверного определения величины и подошвы зоны АВПД, погрешностей проектирования существует высокая вероятность газонефтеводопроявлений, поглощений промывочной жидкости и других осложнений в связи с геологической несовместимостью условий бурения.

У кровли пласта, особенно насыщенного газом либо конденсатом, наблюдается избыточное давление вследствие различия в плотности между углеводородами и пластовыми водами [9]. Это избыточное давление может быть значительным в случае газовой залежи.

Избыточное давление углеводородов пропорционально разности плотностей пластовой воды и углеводородов и высоте H_T столба углеводородов.

Рассчитывается по формуле [9]:

$$\Delta P = (\rho_v - \rho_g) \cdot H_T / 10, \quad (5)$$

где ρ_v – плотность воды, г/см³,
 ρ_g – плотность газа, г/см³,
 H_T – высота газонасыщенной зоны.

Увеличение давления тем выше, чем ближе к поверхности расположен пласт и чем значительнее высота газонасыщенной зоны.

Еще один вариант локальных зон АВПД – рапоносные комплексы Восточной Сибири. «Интервалы аномально высоких пластовых давлений иногда геостатического уровня чередуются с поглощающими. Такие локальные зоны встречаются в карбонатных пластах-коллекторах в соляной толще, когда пласты каменной соли непосредственно контактируют с пластами водонасыщенных горных пород» [1].

Оперативный прогноз АВПД рапоносных комплексов по ГТИ и ГИС на данный момент не представляется возможным, поскольку под барьером давления сразу располагается зона АВПД. Однако комплексирование сейсморазведки методом отражен-

ных волн – общей глубинной точки в модификации «3D (МОВ ОГТ 3D) и электроразведки методом зондирования становлением поля в ближней зоне в модификации 3D (3D ЗСБ) позволяет картировать тектонические нарушения осадочного чехла, а также оценить их флюидопроницаемость. Области повышенной проводимости по данным ЗСБ отражают участки развития коллектора, которые при бурении могут проявлять себя выбросами рапы и газа, либо поглощениями бурового раствора» [1].

Пример результатов комплексной геолого-геофизической интерпретации по данным электроразведки и сейсморазведки в пределах скважины № 60 (Ковыктинское газоконденсатное месторождение – КГКМ) представлены на рис. 7.

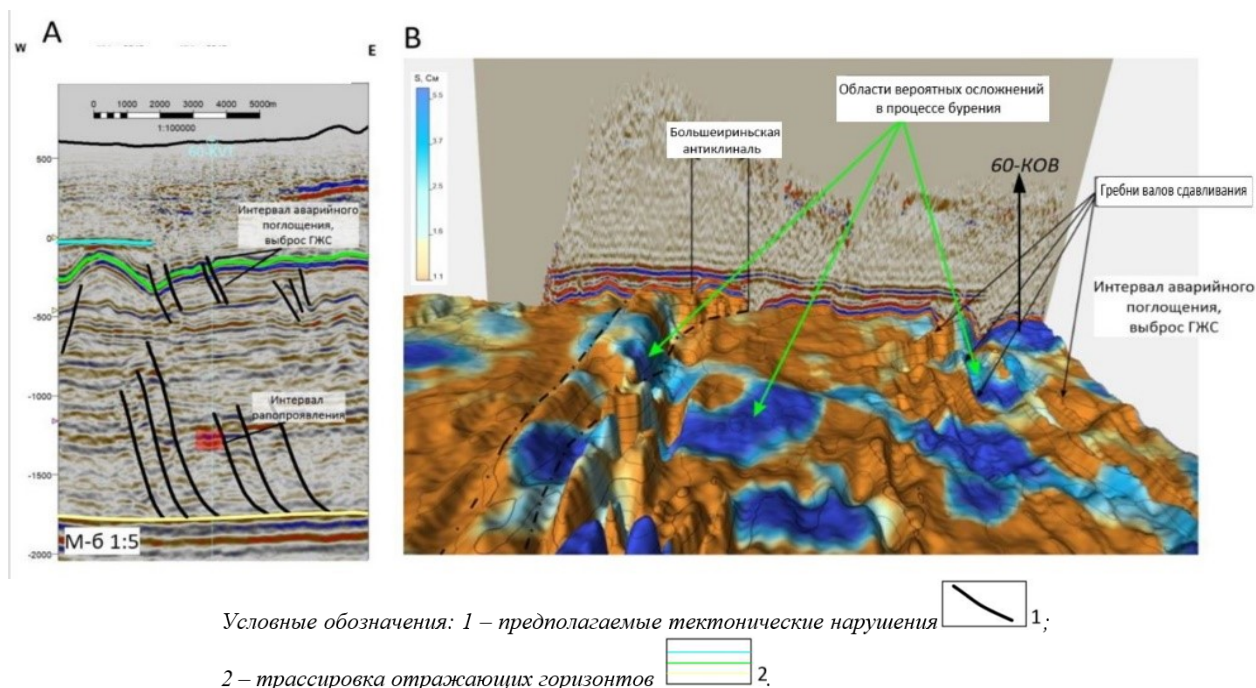


Рис. 7. Сейсмический разрез в масштабе 1:5, интегрированный куб МОГТ+ЗСБ, Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Fig. 7. Seismic profile at 1:5 scale, integrated cube of common depth point and electrical sounding, Kovyktinskoye gas condensate field

Источник: Мисюркеева Н.В. Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Иркутск, 2022. 16 с.
Source: Misyurkeeva N.V. Fold-thrust structure of the sedimentary cover of the southeastern margin of the Siberian craton (Kovykta-Khanda zone). Cand. Sci. diss. abstr. Irkutsk, 2022. 16 p. (In Russ.)

На рис. 8 приведен пример сводного геофизического профиля через ряд скважин КГКМ [1].

«Выявлено, что рассолонасыщенные зоны с АВПД располагаются в специфических геологических и тектонических условиях, локальные зоны аномального коллектора с АВПД достаточно четко проявляются в геофизических полях» [1]. Предварительная оценка АВПД в зонах

рапопроявления, где «интервалы аномально высоких пластовых давлений иногда геостатического уровня чередуются с поглощающими» [1], производится с применением разведочной геофизики. В зонах рапопроявления аварийные дебиты рапы могут достигать 5000–10000 м³/сут и сопровождаются порой интенсивными газопроявлениями, выбросами сероводорода.

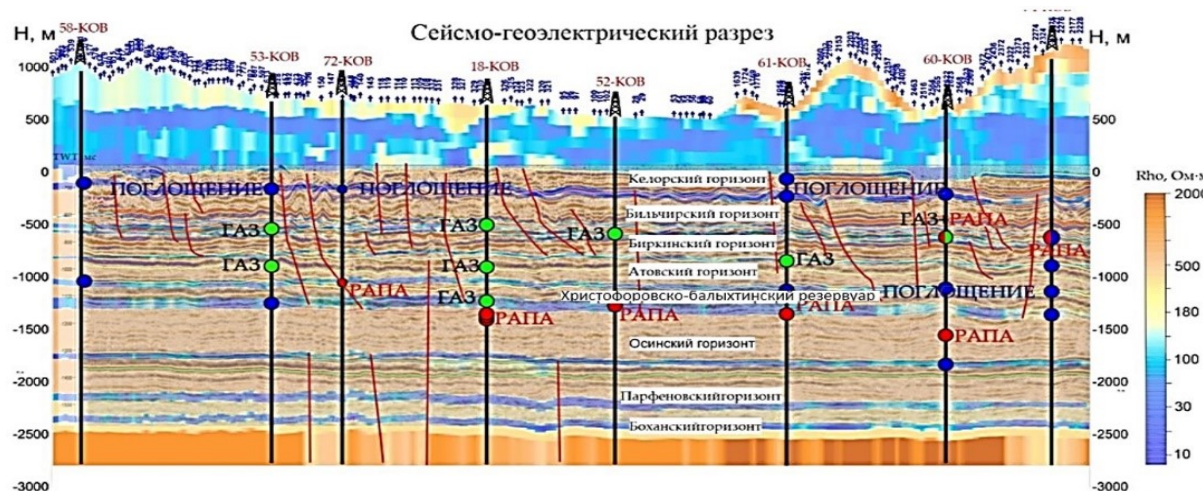


Рис. 8. Сводный геофизический профиль через скважины № 56-53-72-18-52-61-60-74, Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Fig. 8. Integrated geophysical profile across the wells No. 56-53-72-18-52-61-60-74, Kovyktinskoye gas condensate field

Источник: Мисюркеева Н.В. Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Иркутск, 2022. 16 с.

Source: Misyurkeeva N.V. Fold-thrust structure of the sedimentary cover of the southeastern margin of the Siberian craton (Kovykt-Khanda zone). Cand. Sci. diss. abstr. Irkutsk, 2022. 16 p. (In Russ.)

Давления в породах фундамента

В непроницаемых породах при практическом отсутствии пористости горное давление полностью уравнивается скелетным давлением пород. На многих месторождениях с АВПД наблюдается снижение K_a в породах фундамента, иногда до АНПД (пример – Белый Тигр (Вьетнам) и Кольская сверхглубокая СГ-3).

В качестве примера на рис. 9 приводится схема изменения пластовых

давлений по разрезу месторождения «Белый Тигр».

«Из рис. 9 видно, что:

- пластовое давление в верхней части терригенного разреза и в залежах нижнего миоцена прямо пропорционально глубине залегания залежи, т. е. давление нормальное;
- аномально высокое пластовое давление проявляется в глинах и песчаниках верхнего олигоцена, то есть это локальная зона АВПД;

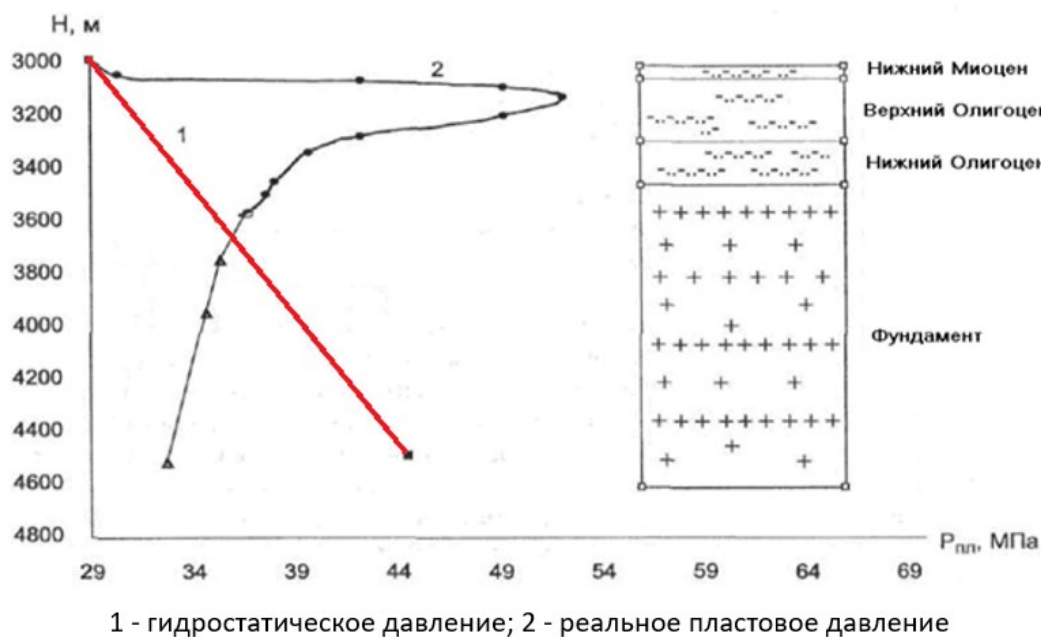


Рис. 9. Схема изменения пластовых давлений по разрезу месторождения «Белый Тигр»

Fig. 9. Diagram of formation pressures changes through the stratigraphic section of the White Tiger (Bach Ho) field

Источник: [10] / Source: [10]

– повышенное пластовое давление проявляется в залежах нефти в терригенных отложениях нижнего олигоцена;

– пластовое давление в кровельной части гранитоидного массива залежи фундамента близкое к нормальному;

– происходит снижение пластовых давлений относительно гидростатического при углублении скважины в недра месторождения до аномально низкого» [10].

Существует большое количество различных методик и формул для оценки поровых и прогноза пластовых давлений, гидравлических параметров промывки, давлений гидроразрыва в процессе бурения, давления начала поглощения, применение которых дает зачастую значительно отличающиеся результаты. Каждая из них имеет свои ограничения, достоинства и недостатки. Проблема состоит в выборе из них наиболее соответствующих

геологической обстановке района работ и технологии проводки скважины.

На подготовительном этапе на базе обобщения обширной информации создается «оптимальная маневренная технология проводки скважин, гибкого регулирования гидравлических и физико-химических процессов в системе «скважина–пласт»» [1].

Современные программные средства позволяют в доли секунды произвести соответствующие расчеты по готовым формулам и выдать количественные результаты как порового давления, так и давлений забойного, начала поглощения, гидроразрыва и пр. в любых единицах измерения.

Очень сложно учесть перетоки из-за некачественного цементирования, что также приводит к нарушению герметичности резервуара, при этом возможны существенные изменения АВПД, взаимное влияние скважин, снижение пластовых давлений в процессе эксплуатации.

Надо быть особенно внимательными при бурении в зонах тектонических разломов и перерывов в осадконакоплении, в этих участках часто наблюдаются осложнения процесса проводки, в том числе возможны нарушения герметичности резервуара и изменения АВПД [4, 11].

Для определения давления гидроразрыва используются косвенные методы: Б.А. Итона [12], Р.А. Андерсона [13], Мэтьюза и Келли [14] и др.

Необходимы дополнительные специальные анализы кернового материала, интерпретация многозондовой акустики для уточнения необходимых для расчетов давления гидроразрыва коэффициента Пуассона (одна из мер прочности породы, упругая константа, величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению) и модуля Юнга. Использование средних величин может приводить к значительным погрешностям. Например, «давление гидроразрыва морских («мокрых») скважин намного ниже давления гидроразрыва скважин на суше («сухих») (Эта разница может достигать до 50%). По-видимому, пропитанная водой порода является менее стойкой к давлению бурового раствора» [15]. Прочностные свойства пород могут также изменяться в зависимости от траектории ствола скважины.

Самое простое в процессе определения поровых давлений – это собственно расчетная часть и графические построения. Самое сложное – анализ полученной информации.

Подготовительный этап комплексного сопровождения бурения скважин с АВПД

Перед началом бурения необходимо проанализировать и обобщить всю

доступную информацию о регионе работ путем проведения следующих операций:

- Анализ качества и остаточности исходной информации.

- Изучение характера распространения АВПД по площади и разрезу, качество покрышки, герметичность резервуара.

- Геомеханическое моделирование, определение давления гидроразрыва с учетом данных контроля за разработкой и результатов фактического определения коэффициента Пуассона и модуля Юнга по керну и ГИС (при наличии информации).

- Анализ промысловых данных.

- Анализ влияния палео- и неотектонических воздействий.

- Определение поровых и прогноз пластовых давлений по ранее пробуренным скважинам.

- Анализ поведения соседних скважин в процессе бурения.

- Выбор методов и методик определения поровых давлений, гидравлических параметров, давления гидроразрыва и пр., соответствующих геологическим условиям региона.

- Для терригенного разреза – построение и корректировка линии нормального уплотнения глин – ЛНУ и уточнение глубины кровли зоны АВПД.

Комплексное сопровождение бурения скважин с АВПД

Комплекс операций по сопровождению бурения включает в себя:

- Комплексование методов и методик определения, соответствующих геологическим условиям региона для уточнения результата.

- Корректировка линии нормального уплотнения – ЛНУ.

- Уточнение глубины кровли зоны АВПД.

– Квалифицированный выбор интервалов наиболее чистых глин и учет влияния примесей в них, в первую очередь песчано-алевритового и карбонатного материала, в карбонатных породах – каверновой пористости.

– Анализ корректности исходной информации для расчета.

– Учет влияния палео- и неотектонических воздействий.

– Анализ поведения скважины в процессе бурения в реальном времени с привлечением удаленного мониторинга бурения, онлайн-связи со станцией ГТИ и супервайзером, суточных рапортов.

– Уточнение геомеханической модели с учетом промысловых данных и анализа процесса бурения.

Ведомственная разобщенность часто не позволяет получить необходимую накопленную информацию для обобщения и более полного достоверного анализа.

Заключение

Изменение давлений с глубиной подчиняется общей закономерности и носит планетарный характер. Основной причиной образования аномальных давлений является уплотнение пород. Однако неизбежны исключения из общего правила. Это локальные зоны АВПД, на формирование которых повлияли другие факторы.

Вклад автора

Е.В. Тарасова – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, методология, проведение исследования, верификация данных, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Проведенные исследования в основном были направлены на оценку и прогноз аномальных давлений в зонах АВПД в терригенных отложениях с ростом давлений с глубиной. Иногда – на локальные зоны. Снижения АВПД в пределах осадочного чехла на практике наблюдать не приходилось.

Методические приемы оценки АВПД корректно работают в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. В горизонтальных скважинах возникают технологические проблемы.

Самое простое в процессе определения поровых давлений – это собственно расчетная часть и графические построения. Самое сложное – анализ полученной информации.

Как показала практика, недостаточно определить количественные значения коэффициентов аномальности давления, необходимо их правильно проинтерпретировать.

Любые преобразования пород, технологические либо геологические причины, приводящие к изменению объема флюида в замкнутом резервуаре, приводят к изменению давлений в этих породах.

Информационный мониторинг строительства скважин и современные средства связи позволяют оперативно привлекать к анализу удаленных квалифицированных специалистов.

Список источников

1. Тарасова Е.В. Интерпретация результатов ГТИ и оценка аномально высоких давлений. Тверь: ПолиПРЕСС, 2024. 296 с.
2. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Шелухов Г.В. Анализ методов и технологий добычи углеводородного сырья в условиях аномальных пластовых давлений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 3. С. 148–163.
3. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.
4. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 2. С. 141–154.
5. Jorden J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection // Journal of Petroleum Technology. 1966. Vol. 18, No. 11. P. 1387–1394. <https://doi.org/10.2118/1407-PA>
6. Тарасова Е.В. Комплексный подход к определению аномальных давлений и обобщению результатов // Каротажник. 2024. Вып. 6(332). С. 119–139.
7. Deryaev A. Features of forecasting abnormally high reservoir pressures when drilling wells in areas of south-western Turkmenistan // Innovaciencia. 2023. Vol. 11, No. 1. <https://doi.org/10.15649/2346075X.3605>
8. Тарасова Е.В., Чебанов С.Н., Яхишибеков Ф.Р. Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС₀) на Ай-Пимском месторождении // Каротажник. 2012. Вып. 10(220). С. 41–53.
9. Нестерова Т.Н., Концев С.П. Метод оперативной оценки пластового давления и предупреждения осложнений в процессе бурения по результатам ГТИ // Нефтяная промышленность. Серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. 1985. № 12. С. 26–29.
10. Лыонг Т.В., Нян Н.Х. Особенности распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый тигр» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 1. С. 4. URL: <https://ogbus.ru/article/view/osobennosti-raspredeleniya-i-izmeneniya-plastovykh-davlenij-v-g> (дата обращения: 28.07.2025).
11. Константинов К.В., Лапина Е.И., Радионов А.Н. Повышение эффективности геологического сопровождения бурения в тектонически активных зонах // Нефтяная провинция. 2025. № 1(41). С. 120–135. <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.120-135>
12. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 21, No. 10. P. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>
13. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25, No. 11. P. 1259–1268. <https://doi.org/10.2118/4135-PA>
14. Matthews W.R., Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs // Oil & Gas Journal. 1967. Vol. 65, No. 8. P. 92–106.
15. Зайцев В.И. Определение давления гидроразрыва пласта при бурении скважин на шельфе // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии

естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2018. Т. 41, № 1. С. 137–143. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-1-137-143>

Информация об авторе

Елена Васильевна Тарасова – главный геолог, ООО «Петровайзер», Тверь, Россия;
SPIN-код: 1403-4837, <https://orcid.org/0009-0008-6396-3513>; e-mail: tarasova_ev@petroviser.ru

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 23.07.2025

INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR OIL AND GAS RESOURCES EXPLOITATION IN COMPLICATED GEOLOGICAL AND CRITICAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

Integrated support for drilling wells with abnormally high formation pressures*

Elena V. Tarasova ✉

Petroviser LLC, 4 Makarova St., Bldg. 2, Tver, 170002, Russia

Abstract. *Background.* Assessment of abnormal pressures during well drilling operations still remains an urgent task, as it allows ensuring accident-free well drilling and increasing drilling efficiency. *Objective.* To assess and forecast abnormal pressure conditions in areas of abnormally high reservoir pressures in terrigenous sediments, considering pressure growth with depth. *Materials and methods.* The research is based on the following materials: advanced logging while drilling and well logging data, exploration geophysics surveys, core material analysis results and drilling operation data. *Results.* The research findings, their detailed analysis and generalization for over 400 wells are applied in well planning, design and drilling operations across various regions. The main trends in the variation of abnormally high pressures across the area and stratigraphic section are described. The study presents the main characteristics and application possibilities of advanced logging while drilling and well logging data, as well as exploration geophysical methods (electrical prospecting and seismic surveys) in the analysis and forecasting of abnormally high pressures. Furthermore, the principal methods and methodologies for pressure determination and forecasting are reviewed. *Conclusions.* The relationship between pressure and depth follows a universal pattern, demonstrating a global planetary character. The main reason for abnormal pressures is rock compaction. However, deviations from this general principle exist in the form of localized areas with abnormally high formation pressures shaped by distinct influencing factors. Any alterations in rock properties, whether due to technological processes or geological factors affecting fluid volume in a sealed reservoir, result in pressure changes within these rock formations.

Keywords: abnormally high formation pressures, logging while drilling, well logging, data interpretation, generalization and analysis, remote drilling monitoring

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the author is grateful to Tatiana N. Nesterova for valuable advice and editing of the manuscript.

For citation: Tarasova E.V. Integrated support for drilling wells with abnormally high formation pressures. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 253–273. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.16>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Elena V. Tarasova, tarasova_ev@petroviser.ru

© Tarasova E.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Elena V. Tarasova – conceptualization, data curation, formal analysis, methodology, investigation, validation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Tarasova E.V. *Interpretation of Logging Results and Assessment of Abnormally High Pressures*. Tver: PolyPRESS, 2024. 296 p. (In Russ.).
2. Savenok O.V., Gorpichenko A.N., Shelukhov G.V. Analysis of methods and technologies for the extraction of raw hydrocarbon materials under conditions of abnormal reservoir pressures. *Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin)*. 2022. No. 3. P. 148–163. (In Russ.).
3. Aleksandrov B.L. *Abnormally High Formation Pressures in Oil and Gas Basins*. Moscow: Nedra, 1987. 216 p. (In Russ.).
4. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields. *Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin)*. 2022. No. 2. P. 141–154. (In Russ.).
5. Jorden J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection. *Journal of Petroleum Technology*. 1966. Vol. 18, No. 11. P. 1387–1394. <https://doi.org/10.2118/1407-PA>
6. Tarasova E.V. Combined approach to abnormal pressures evaluation and results generalization. *Karotazhnik*. 2024. No. 6(332). P. 119–139. (In Russ.).
7. Deryaev A. Features of forecasting abnormally high reservoir pressures when drilling wells in areas of south-western Turkmenistan. *Innovaciencia*. 2023. Vol. 11, No. 1. <https://doi.org/10.15649/2346075X.3605>
8. Tarasova E.V., Chebanov S.N., Yakhshibekov F.R. Peculiarities of pore pressure distribution in bituminous argillites of Bazhenovskaya Suite Upper Jurassic sediments, Formation YUS₀, Ai-Pimskoe field. *Karotazhnik*. 2012. No. 10(220). P. 41–53. (In Russ.).
9. Nesterova T.N., Kontsev S.P. Method for operational assessment of formation pressure and prevention of complications during drilling based on logging results. *Oil Industry. Series: Oil and Gas Geology, Geophysics and Drilling*. 1985. No. 12. P. 26–29. (In Russ.).
10. Luong C.V., Nhan N.H. Features distribution and change of formation pressure in granitoid collectors for “White Tiger” field. *Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*. 2009. No. 1. P. 4. (In Russ.). URL: <https://ogbus.ru/article/view/osobennosti-raspredeleniya-i-izmeneniya-plastovyx-davlenij-v-g> (accessed 28 July 2025).
11. Konstantinov K.V., Lapina E.I., Radionov A.N. Improving the efficiency of geological support of drilling in tectonically active zones. *Neftyanaya provintsiya*. 2025. No. 1(41). P. 120–135. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.120-135>
12. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969. Vol. 21, No. 10. P. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>

13. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. Vol. 25, No. 11. P. 1259–1268. <https://doi.org/10.2118/4135-PA>
14. Matthews W.R., Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs. *Oil & Gas Journal*. 1967. Vol. 65, No. 8. P. 92–106.
15. Zaitsev V.I. Formation fracture pressure determination when drilling offshore holes. *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*. 2018. Vol. 41, No. 1. P. 137–143. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-1-137-143>

Information about the author

Elena V. Tarasova – Chief Geologist, Petroviser LLC, Tver, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-6396-3513>; e-mail: tarasova_ev@petroviser.ru

Received 15 May 2025

Accepted 23 July 2025

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.8.053

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.10>

Сравнение алгоритмов прогноза эффективных толщин на примере месторождения Красноленинского нефтегазоносного района*

И.Р. Гельванов , В.И. Кузнецов

Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. *Актуальность.* На сегодняшний день при решении задач разведки территорий все большее значение приобретает возможность применения метода 3D сейсморазведки и современной интерпретации ее результатов для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа. На месторождениях существует проблема, связанная с прогнозом перспективных зон развития пород-коллекторов по скважинным данным и результатам интерпретации сейсморазведки. *Цель работы.* Повышение достоверности прогноза эффективных толщин на исследуемом участке месторождения. *Материалы и методы.* В работе использованы результаты интерпретации скважинных и сейсмических данных, методы множественной регрессии, технологии машинного обучения и нейронных сетей. *Результаты.* Проведено сравнение нескольких алгоритмов получения прогнозных карт. Результаты сравнения сопоставлены со значениями скважинных данных, выбран наиболее достоверный результат на основе корреляции между скважинными данными и прогнозной картой по значению среднеквадратичной ошибки. *Выводы.* Выбранный подход позволил получить надежный и уточненный результат прогнозирования толщин для повышения эффективности разработки месторождения. Полученные данные планируется использовать в дальнейшей разработке месторождения.

Ключевые слова: Красноленинский свод, викуловская свита, прогнозирование, нейронные сети, эффективные толщины, интерпретация сейсморазведки, корреляционная связь, алгоритм

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Гельванов И.Р., Кузнецов В.И. Сравнение алгоритмов прогноза эффективных толщин на примере месторождения Красноленинского нефтегазоносного района // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 274–286. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.10>

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

 Гельванов Ильяс Рефькатович, senior.gelvanov@yandex.ru

© Гельванов И.Р., Кузнецов В.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Красноленинский свод расположен на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, отделяясь от сопредельных положительных структур того же порядка на севере и северо-востоке Елизаровским мегапрогибом, на востоке и юго-востоке – Ханты-Мансийской впадиной. На юге, посредством Поттымской седловины, происходит его сочленение с Шаимским мегавалом, на западе свод ограничен Яхлинской впадиной, на северо-западе – Шаркалинской моноклиной [1].

Нефтегазоносность связана с нижне-меловыми отложениями викуловской свиты, породы которой характеризуются сложным строением и сильной изменчивостью коллекторских свойств. В объеме викуловской свиты выделяются несколько продуктивных пластов: ВК4, ВК2-3 и ВК1 [2]. Пласты ВК1 и ВК2 являются типичными базально-трансгрессивными природными резервуарами. Общая толщина викуловской свиты на участке в среднем составляет 290 м. Возраст свиты – средний-поздний апт.

Комплекс заполнения врезанно-долинных систем связан с повышенной песчанистостью и имеет условия для образования структурно-литологических ловушек углеводородов, осадочный материал выносится в область береговой линии склона шельфа, где формируются дельты, фаны дна и склона бассейна.

Был проведен атрибутный анализ, который включал в себя:

- подбор временных окон;
- расчет сейсмических атрибутов;
- выбор наиболее коррелируемых

со скважинными значениями эффективных толщин, так как признаки, которые тесно

коррелируют с целевой переменной, содержат важную информацию, которая помогает делать точные предсказания;

– выбор наименее коррелируемых между собой признаков для того, чтобы избежать мультиколлинеарности, что может привести к нестабильности результатов и переобучению.

В целом, такой подход способствует созданию более эффективной, стабильной и обобщающей модели, что является ключевым аспектом успешного применения нейронных сетей.

Целью работы является повышение достоверности прогноза эффективных толщин на исследуемом участке месторождения Красноленинского нефтегазоносного района и использование результатов работ для дальнейшей разработки.

Материалы и методы

В работе использованы результаты интерпретации скважинных и сейсмических данных месторождения. В материалах сейсмических работ по полученным атрибутам на качественном уровне наблюдаются аномальные значения амплитуд, которые, вероятно, связаны с повышенными эффективными толщинами. Следовательно, если будет установлена связь между значениями сейсмических атрибутов и результатами интерпретации скважинных данных, то это позволит найти количественное соответствие между сейсмическими комплексами и эффективными толщинами с помощью метода множественной регрессии. Для улучшения точности количественного анализа атрибутов использовались технологии машинного обучения и нейронных сетей.

Результаты и обсуждение

Использование регрессионного анализа показало, что сейсмические атрибуты не имели достаточных корреляционных связей со значениями эффективных толщин в скважинах. Прогноз перспективных зон осуществлялся по предварительно рассчитанным сейсмическим атрибутам и выборке параметра по скважинам, часть скважин использовалась для оценки полученных карт. Для количественного прогноза и выявления перспективных зон на месторождении были применены алгоритмы множественной регрессии, обобщенной нейронной сети, сети персептрон. Выполнено сравнение полученных результатов.

Были получены сейсмические атрибуты, некоторые из которых были выбраны для расчета прогнозных карт эффективных толщин – они характеризовались наибольшей связью со значениями параметра в скважинах и слабой корреляционной связью между собой. Усредненное временное окно определялось исходя из временных мощностей пласта в районах скважин. Сейсмические атрибуты рассчитывались только по суммарному кубу. Используемые атрибуты – мгновенные амплитуды, интенсивность отражения, мгновенные частоты. Данные атрибуты могут использоваться для анализа изменения литологии и выявления потенциальных скоплений углеводородов.

Комплексный анализ данных геофизических исследований скважин и керна, 3D сейсмических исследований, геолого-промысловый анализ реализованного фонда скважин, а также анализ геолого-геофизического материала соседних месторождений позволили выделить тела с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (остатки русловых тел, распределительных каналов, барьерных островов или баров) в пределах классических отложений зоны мелководья (глинизированные песчаники), в которой формировался пласт ВК [3], что является предпосылкой к прогнозу эффективных толщин на месторождении.

Атрибутный анализ проводился в общем для всех фациальных зон, чтобы получить более широкое представление о геологических условиях, выявить общие тенденции и закономерности, которые могут быть неочевидны при анализе каждой зоны отдельно. Данный подход может быть полезен для анализа, где фациальные зоны могут пересекаться или взаимодействовать, что важно для прогнозирования сложных геологических условий. На рис. 1 представлены коэффициенты корреляции и вклады каждого атрибута в полученных моделях. Заметно, что атрибуты не имеют статистических связей между собой, а, следовательно, могут использоваться в дальнейшей работе. На рис. 2 представлен срез амплитуд вдоль кровли исследуемого объекта.

	Мгновенные частоты	Мгновенные амплитуды	Интенсивность отражения
Мгновенные частоты	1.0000	0.3382	0.3066
Мгновенные амплитуды	0.3382	1.0000	0.2737
Интенсивность отражения	0.3066	0.2737	1.0000
	44.55	42.63	12.82

Рис. 1. Коэффициенты корреляции между атрибутами и вклад в прогнозные карты

Fig. 1. Correlation coefficients between attributes and contribution to forecast maps

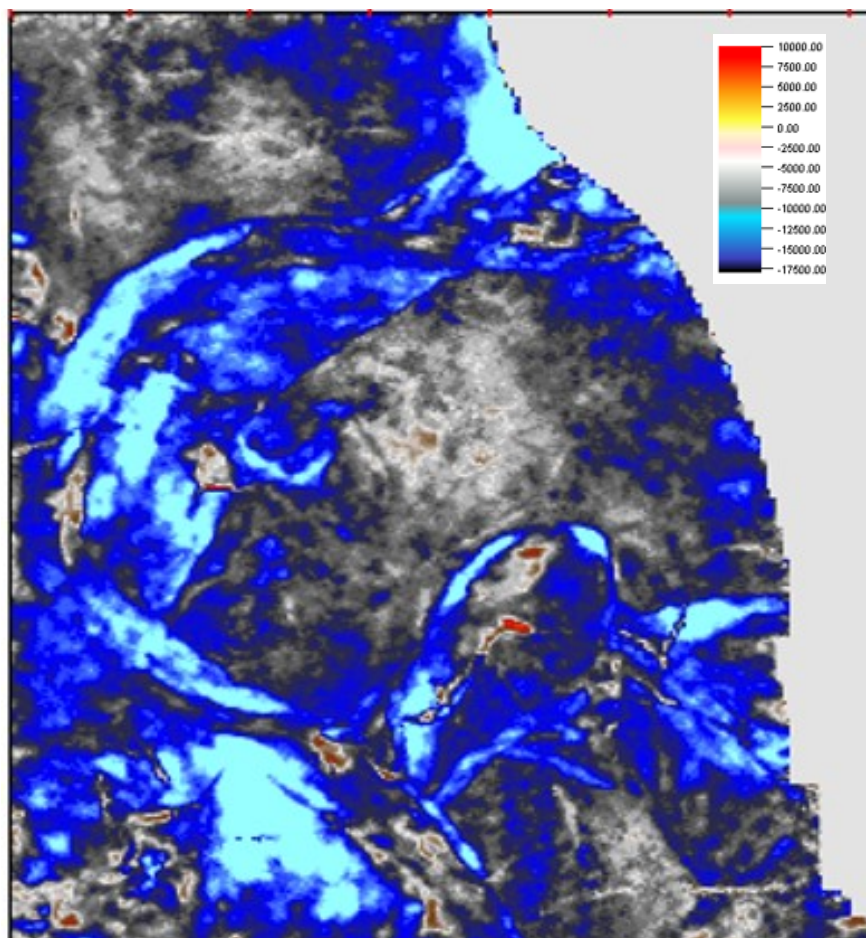


Рис. 2. Карта значений амплитуд от викуловской свиты

Fig. 2. Map of amplitude values from the Vikulov Formation

На первом этапе использовался подход получения прогнозной карты с помощью множественной регрессии.

Множественная регрессия – это статистический метод анализа данных, который используется для изучения отношений между одной зависимой переменной и двумя или более независимыми переменными. Он расширяет простую линейную регрессию, которая работает только с одним предиктором, до случая с несколькими предикторами, учитывая их влияние на зависимую переменную одновременно.

Цель множественной регрессии – построить модель с большим числом

факторов, определив при этом влияние каждого из них в отдельности, а также их совокупное воздействие на моделируемый показатель.

Множественная регрессия в геологии может использоваться для предсказания характеристик на основе различных геофизических измерений. На рис. 3 представлена полученная карта вероятностного распространения эффективных толщин на площади.

Все скважины были поделены на обучающую и тестовую выборки. Тестовая выборка использовалась только для оценки качества модели.

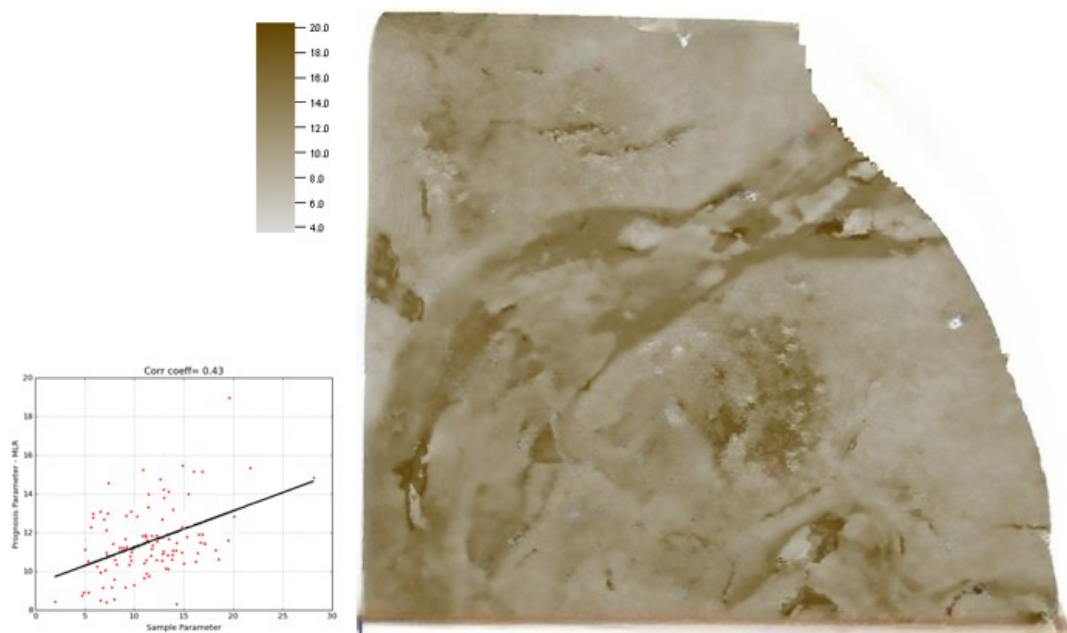


Рис. 3. Прогнозная карта эффективных толщин викуловской свиты, полученная с помощью множественной регрессии

Fig. 3. Forecast map of the effective thicknesses of the Vikulov Formation obtained using multiple regression

Полученный результат имеет слабую статистическую связь с тестовой выборкой скважин, общая корреляционная связь по всем скважинам составила 0,43, что указывает на отсутствие тесной статистической связи. Коэффициент $R^2 = 0,185$.

Следующим шагом было использование сети обобщенной регрессии.

Обобщенно-регрессионные нейронные сети являются разновидностью радиальных базисных сетей. Их важным преимуществом перед другими сетями является высокая скорость обучения. Обычно они используются для решения задач обобщенной регрессии, анализа временных рядов и аппроксимации функций [4]. Данная нейронная сеть использует методы глубокого обучения для предсказания значений непрерывной зависимой переменной

на основе одного или нескольких предикторов.

На рис. 4 представлена полученная прогнозная карта эффективных толщин на площади.

Полученный результат имеет также слабую статистическую связь с тестовой выборкой скважин, общая корреляционная связь по всем скважинам составила 0,58 – умеренная связь между прогнозной картой и значениями эффективных толщин. Коэффициент $R^2 = 0,336$.

Следующим этапом проводился подбор параметров для многослойной нейронной сети, последующий прогноз и построение карты. Многослойный персептрон представляет собой эффективный инструмент для решения задач регрессии, который может обнаруживать сложные зависимости и обеспечивать высокую точность предсказаний.

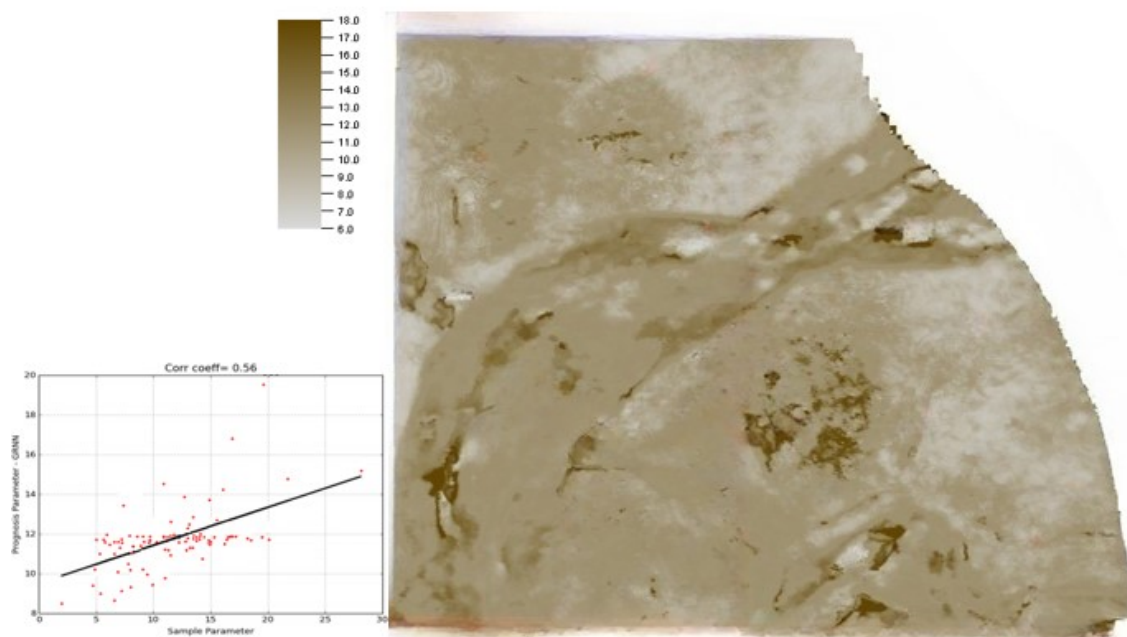


Рис. 4. Прогнозная карта эффективных толщин викуловской свиты, полученная с помощью обобщенной регрессии

Fig. 4. Forecast map of the effective thicknesses of the Vikulov Formation obtained using generalized regression

Оптимальная настройка архитектуры и процесс обучения модели имеют важное значение для достижения успешных результатов. Также полученная модель оценивалась с помощью метода кросс-валидации, чтобы избежать переобучения и снизить взаимное влияние выбранных обучающей и тестовой выборок. При использовании одной обучающей и одной тестовой выборки результаты могут сильно зависеть от того, как были разделены данные. Кросс-валидация уменьшает это смещение, так как модель обучается и оценивается на разных подвыборках, что дает более стабильные и обоснованные результаты.

В многослойных персептронах несколько нейронов объединяются в слои, и информация передается от входного слоя к выходному через скрытые слои. Это позволяет нейронной сети более гибко обучаться и адаптироваться к сложным задачам. Решение на основе нейронных сетей

чаще всего является более гибким и точным по сравнению с обычным программным решением, поскольку соответствующую задаче сеть можно в дальнейшем усовершенствовать с точки зрения точности результатов по мере накопления опытных данных [5]. Одно из важнейших практических приложений нейронных сетей связано с их аппроксимационными и интерполяционными свойствами, что делает их эффективным инструментом задач вычислительной математики [6]. На количественном уровне прогнозируются свойства пород в межскважинном пространстве по регрессионным зависимостям, в том числе многомерным [7].

Одним из новых перспективных направлений для прогноза свойств пласта является использование различных технологий с элементами искусственного интеллекта на основе современных алгоритмов машинного обучения [8].

Все скважины были поделены на обучающую и тестовую выборки в отношении 75/25. Тестовая использовалась только в качестве оценки качества модели. По коэффициенту корреляции оценивалась статистическая зависимость между прогнозом и истинным значением, по значению среднеквадратичной ошибки была оценено, насколько хорошо модель предсказывает целевую переменную. Также производился контроль переобучения нейронной сети с помощью метода кросс-валидации. Обучающая выборка дополнительно делилась на 10 одинаковых частей, затем модель обучалась на 9 частях, а 1 часть была выделена в роли тестовой, процесс повторялся 10 раз, а итоговой

оценкой было среднее значение среднеквадратичной ошибки по всем итерациям. Среднее значение ошибки равно 2,98, что является неплохим значением в задаче прогноза толщин по сейсмическим данным.

По скважинам, не участвовавшим в обучении нейронной сети, полученный прогноз имеет относительно высокий коэффициент корреляции ($> 0,7$). Коэффициент корреляции между прогнозным и действительным параметром эффективной толщины по всем скважинам равен 0,71. Значение среднеквадратичной ошибки равно 2,36 м при средней эффективной толщине в исследуемом интервале 9,2 м. Коэффициент $R^2 = 0,504$.

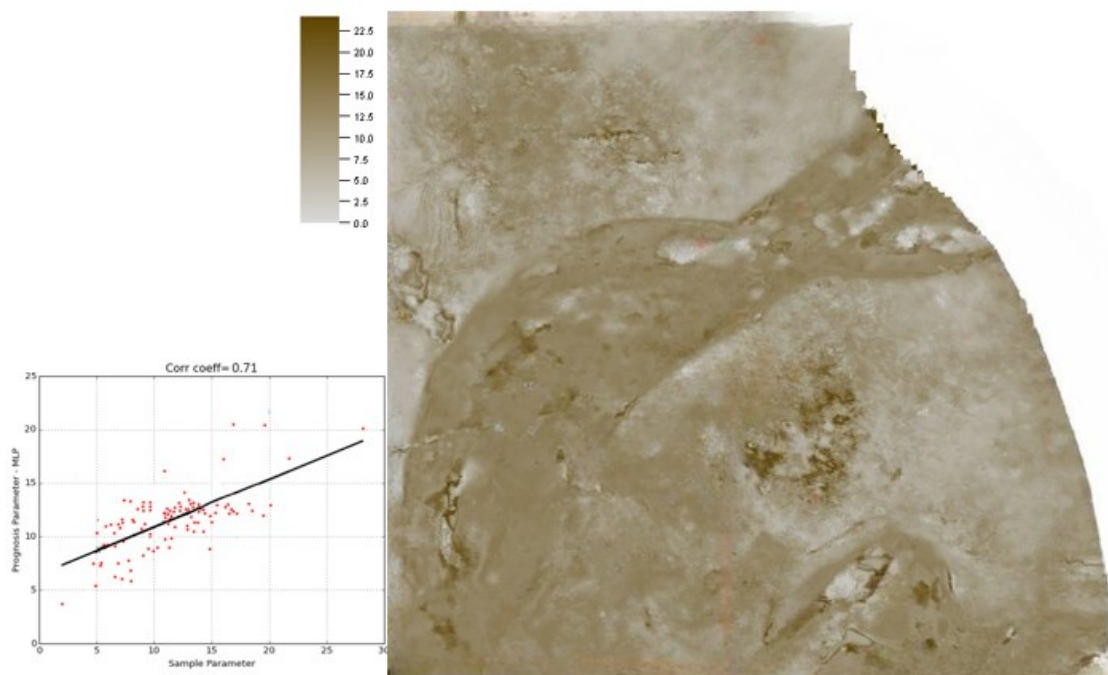


Рис. 5. Прогнозная карта эффективных толщин викуловской свиты, полученная с помощью многослойного персептрона

Fig. 5. Forecast map of the effective thicknesses of the Vikulov Formation obtained using a multilayer perceptron

На прогнозной карте заметны зоны распространения тел с повышенными

значениями эффективных толщин в пределах контура врезанных долин.

Карты приведены в монохромной шкале для упрощения восприятия данных и в связи с техническими ограничениями используемого программного обеспечения.

Так как результат, полученный с помощью нейронной сети, имеет тесную корреляционную связь по тестовой и общей выборке скважин, то он может использоваться для обоснования бурения новых эксплуатационных скважин и планирования геолого-технических мероприятий для повышения отборов нефти.

Смоделированная прогнозная карта, при сравнении ее с картами атрибутов, повторяет динамические особенности карт атрибутов в исследуемом интервале, следовательно, полученный результат является геологическим, так как свойства волнового поля в исследуемом интервале сильно изменяются вдоль исследуемого интервала, что, скорее всего, и объясняется изменением эффективных толщин.

За последние годы методы машинного обучения и, в частности, глубокие нейронные сети показали положительные результаты во многих областях, таких как компьютерное зрение, распознавания речи и машинный перевод [9].

Нейронные сети представляют собой хороший инструмент для прогнозирования, позволяя значительно повысить точность и скорость анализа материалов в различных инженерных задачах.

Нейросетевой прогноз позволяет получить хорошую сходимость прогнозных и фактических значений по новым скважинам. Также предоставляет возможность получить довольно сильную корреляционную связь

по пласту со сложным геологическим строением [10].

Решения на основе искусственных нейронных сетей становятся все более совершенными и популярными, поэтому можно предположить, что и в будущем использование искусственных нейронных сетей будет расширяться по мере лучшего понимания их основополагающих принципов.

Выводы

Интеграция сейсморазведки и данных по скважинам является важным инструментом в геологоразведке и разработке месторождений. Этот подход позволяет более эффективно использовать данные, улучшать интерпретацию геологических структур и принимать обоснованные решения, что в конечном итоге ведет к снижению рисков и повышению экономической эффективности проектов и точности прогнозов.

Нейронные сети представляют собой мощный инструмент для решения задач регрессии, включая прогнозирование эффективных толщин в различных областях, таких как геология и геофизика. Их способность моделировать сложные зависимости делает их особенно полезными, когда традиционные методы регрессии оказываются недостаточно эффективными, в особенности на месторождениях со сложной геологией.

В данной работе выбранный подход позволил получить надежный и уточненный результат для повышения эффективности разработки месторождения, что привело к улучшению точности прогнозирования эффективных толщин на исследуемом участке месторождения.

Заключение

Все больше задач в динамической интерпретации сейсморазведочных данных не имеют прямых алгоритмических решений, но для них существует множество точек, где известны требуемые результаты. Нейронные сети могут быть использованы для решения таких задач, помогая выявить взаимосвязи, имеющие геологическую значимость. В отличие от традиционных регрессионных моделей, которые применяют фиксированные алгоритмы, нейронные сети используют методы обучения для достижения гибких

и адаптивных решений. Нейронные сети не программируются в привычном смысле этого слова, они обучаются. Возможность обучения – одно из главных преимуществ нейронных сетей перед традиционными алгоритмами.

В дальнейшем планируется выполнение прогноза эффективных и нефтенасыщенных толщин на смежных участках, в котором будут использоваться методы, приведенные в данной статье, и алгоритмы случайного леса, которые могут характеризоваться высокой точностью, устойчивостью к переобучению.

Вклад авторов

И.Р. Гельванов – концептуализация, формальный анализ, программное обеспечение, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

В.И. Кузнецов – методология, администрирование проекта, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Белоусов С.Л., Нукалов Е.Н., Наумов А.Н. Палеотектонический анализ Краснотеннинского свода // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 17–19.
2. Постников А.В., Постникова О.В., Изъюрова Е.С. и др. Литологическая характеристика и условия формирования отложений викуловской свиты центральной части Краснотеннинского свода Западной сибирей // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 3. С. 184–197. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.19>
3. Бембель С.Р., Кобелев С.А., Бембель Р.М., Гельванов И.Р. Комплексный анализ материалов сейсморазведки, керна и геофизических исследований скважин при уточнении геологического строения залежей викуловской свиты // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 68–72. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-68-72>
4. Соловьев И.А., Клиньшов В.В. Пороги устойчивости аттракторов сети Хопфилда // Известия высших учебных заведений. Прикладная нелинейная динамика. 2023. Т. 31, № 1. С. 75–85. <https://doi.org/10.18500/0869-6632-003028>
5. Белошицкий А.В. Применение нейронных сетей при выборе эффективного варианта организации геофизических исследований нефтяных и газовых скважин // Архивариус. 2021. Т. 7, № 1(55). С. 53–56.

6. *Оборнев Е.А., Оборнев И.Е., Родионов Е.А., Шимелевич М.И.* Применение нейронных сетей в нелинейных обратных задачах геофизики // Журнал вычислительной математики и математической физики. 2020. Т. 60, № 6. С. 1053–1065. <https://doi.org/10.31857/S0044466920060071>
7. *Михайлова С.В.* Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2(8). С. 31–35. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-31-35>
8. *Приезжев И.И., Осипенко Р.С., Боровкова Е.Е., Петренко Е.Н.* Пример использования нейронных сетей Колмогорова при прогнозировании свойств пласта покурской свиты в Западной Сибири // Геофизика. 2022. № 1. С. 58–63. <https://doi.org/10.34926/geo.2022.41.31.001>
9. *Муратов М.В., Рязанов В.В., Петров И.Б.* Решение обратных задач сейсморазведки пластов макротрещин с использованием сверточных нейронных сетей // Радиоэлектроника. Наносистемы. Информационные технологии. 2020. Т. 12, № 2. С. 253–262. <https://doi.org/10.17725/rensit.2020.12.253>
10. *Хусаинов Г.В., Ковалькова А.С.* Нейронные сети Колмогорова в сейсморазведке: оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири: // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 12(156). С. 78–82.

Информация об авторах

Ильяс Рефькатович Гельванов – аспирант, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 8040-5210, <https://orcid.org/0009-0008-4078-0108>; e-mail: senior.gelvanov@yandex.ru

Владислав Иванович Кузнецов – д.г.-м.н., профессор, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 6358-7843, <https://orcid.org/0009-0004-3588-8879>; e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Поступила в редакцию 13.01.2025

Принята к публикации 21.05.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.10>

Comparison of algorithms for forecasting effective thicknesses: Case study of a field of the Krasnoleninsky oil and gas area*

Ilyas R. Gelvanov ✉, Vladislav I. Kuznetsov

Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* Currently, when solving the tasks of exploration of territories, the possibility of using the 3D seismic survey method and modern interpretation of its results for increasing efficiency in the development of oil and gas fields is becoming increasingly important. There is a problem in the fields related to the forecast of promising zones of reservoir rock development based on borehole data and the results of interpretation of seismic exploration. *Objective.* To increase the reliability of the forecast of effective thicknesses in the studied area of the deposit. *Materials and methods.* The work uses the results of interpretation of borehole and seismic data, multiple regression methods, machine learning technologies and neural networks. *Results.* Several algorithms for obtaining predictive maps were compared. The comparison results were compared with the values of the borehole data, and the most reliable result was selected based on the correlation between the borehole data and the forecast map based on the root mean square error. *Conclusions.* The chosen approach made it possible to obtain a reliable and refined thickness forecasting result to increase the efficiency of field development. The obtained data are planned to be used in the further development of the field.

Keywords: Krasnoleninsky vault, Vikulov Formation, forecasting, neural networks, effective thicknesses, interpretation of seismic exploration, correlation, algorithm

Funding: the work received no funding.

For citation: Gelvanov I.R., Kuznetsov V.I. Comparison of algorithms for forecasting effective thicknesses: Case study of a field of the Krasnoleninsky oil and gas area. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 274–286. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.10>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Ilyas R. Gelvanov, senior.gelvanov@yandex.ru

© Gelvanov I.R., Kuznetsov V.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Ilyas R. Gelvanov – conceptualization, formal analysis, software, visualization, writing – review & editing.

Vladislav I. Kuznetsov – methodology, project administration, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Belousov S.L., Nukalov E.N., Naumov A.N. Paleotectonic analysis of the Krasnoleninsky arch. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2012. No. 3. P. 17–19. (In Russ.).
2. Postnikov A.V., Postnikova O.V., Iz'yurova E.S. et al. Lithological characteristics and formation conditions of sediments of the Vikulov formation within the central part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. *Georesursy*. 2024. Vol. 26, No. 3. P. 184–197. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.19>
3. Bembel S.R., Kobelev S.A., Bembel R.M., Gelvanov I.R. Comprehensive analysis of seismic survey materials, core and well logging data when clarifying the geological structure of the Vikulov formation deposits. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 11. P. 68–72. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-68-72>
4. Soloviev I.A., Klinshov V.V. Stability thresholds of attractors of the Hopfield network. *Izvestiya VUZ. Applied Nonlinear Dynamics*. 2023. Vol. 31, No. 1. P. 75–85. (In Russ.). <https://doi.org/10.18500/0869-6632-003028>
5. Beloshitsky A.V. The use of neural networks in choosing an effective option for organizing geophysical research of oil and gas wells. *Archivarius*. 2021. Vol. 7, No. 1(55). P. 53–56. (In Russ.).
6. Osborne E.A., Osborne I.E., Rodionov E.A., Shimelevich M.I. Application of neural networks in nonlinear inverse problems of geophysics. *Computational Mathematics and Mathematical Physics*. 2020. Vol. 60, No. 6. P. 1025–1036. <https://doi.org/10.1134/S096554252006007X>
7. Mikhaylova S.V. Seismic attribute analysis: An integrated approach at conceptual modeling. *PRoneft. Professionally about Oil*. 2018. No. 2(8). P. 31–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-31-35>
8. Priezzhev I.I., Osipenko R.S., Borovkova E.E., Petrenko E.N. The example of neural Kolmogorov networks in reservoir properties forecast within West Siberia Pokur suite. *Geofizika*. 2022. No. 1. P. 58–63. (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2022.41.31.001>
9. Muratov M.V., Ryazanov V.V., Petrov I.B. Inverse problems of macrofracture formations exploration seismology solution with use of convolutional neural networks. *Radioelektronika. Nanosistemy. Informacionnye tehnologii*. 2020. Vol. 12, No. 2. P. 253–262. <https://doi.org/10.17725/rensit.2020.12.253>
10. Khusainov G.V., Kovalkova A.S. Kolmogorov neural networks in seismic exploration: Assessment of reservoir properties of clinoform deposits of Western Siberia. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2024. No. 12(156). P. 78–82. (In Russ.).

Information about the authors

Ilyas R. Gelvanov – Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia;
<https://orcid.org/0009-0008-4078-0108>; e-mail: senior.gelvanov@yandex.ru

Vladislav I. Kuznetsov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Industrial University of Tyumen,
Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-3588-8879>; e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Received 13 January 2025

Accepted 21 May 2025

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.832; 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Контроль выработки запасов: как нефтяным компаниям обеспечить выполнение новых требований регламентного документа Федерального агентства по недропользованию*

А.И. Ипатов 

Губкинский научно-производственный центр нефтегазовой геологии и гидродинамики, Россия, 117218, Москва, ул. Кржижановского, д. 23 корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* В связи с введением Федеральным агентством по недропользованию нового регламента скважинных исследований с 01.10.2023 г., в статье рассмотрены вопросы технологического обеспечения требований по охвату и периодичности инструментального контроля выработки извлекаемых запасов нефти при разработке месторождений углеводородного сырья, предусмотренные нормативами регламента. *Цель работы.* Выработка рекомендаций нефтяным компаниям и недропользователям по выполнению требований нового регламентного документа в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами. *Материалы и методы.* На примерах типовых месторождений неокома Западной Сибири рассмотрено использование методов геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин. *Результаты.* Проанализирована проблема низкого качества гидродинамических моделей из-за неиспользования данных скважинных исследований. В условиях низкой минерализации вытесняющих вод показана низкая достоверность углеродно-кислородного каротажа. Обосновано, что у нефтяных компаний здесь есть возможность опираться на информативность «активного» нейтронного каротажа (с искусственной закачкой минерализованных солевых растворов), а также на интерпретацию комплексов геофизических исследований скважин во вновь добуриваемых скважинах. *Выводы.* Кардинальным решением проблемы контроля выработки извлекаемых запасов и в итоге обеспечения утвержденных в новом регламенте коэффициентов извлечения нефти должны стать наблюдательные неперфорированные скважины со стеклопластиковыми или с металлическим хвостовиками в условиях мониторинга их методами геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

 Ипатов Андрей Иванович, ipatov.a@gubkin.ru

© Ипатов А.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, начальные и остаточные извлекаемые запасы, цифровые геологическая и гидродинамическая модели резервуаров, поддержание пластового давления, импульсный нейтронный каротаж, углеродно-кислородный каротаж на основе метода импульсного нейтронного каротажа, меченое вещество на основе хлор- или бор-продуктов, дивергентный электрический каротаж в колонне

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Ипатов А.И.* Контроль выработки запасов: как нефтяным компаниям обеспечить выполнение новых требований регламентного документа Федерального агентства по недропользованию // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 287–308. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Введение

К сожалению, создаваемые в настоящее время в нефтяных компаниях цифровые 3D гидродинамические модели (ГДМ) чаще всего имеют низкую достоверность и подтверждаемость прямыми инструментальными скважинными исследованиями, как геофизическими, так и гидродинамическими. Обычно цель построения этих высокотехнологичных и крайне затратных цифровых продуктов (3D ГДМ) – получение только общего представления о процессах фильтрации и вытеснении нефти водой путем использования метода материального баланса в рамках всего месторождения или его крупного блока. Это позволяет в первом приближении на основе загруженной в ГДМ истории разработки и физико-химических свойств флюидов получить гипотетический тренд потенциальной добычи в краткосрочной перспективе. Однако это не означает, что 3D ГДМ в принципе не способна решать задачи полноценного воспроизведения всех гидродинамических процессов в пластах и в скважинах, информационно обеспечивая целевые геолого-технологические мероприятия (ГТМ) в конкретных скважинах

и давая долговременные прогнозы по работе как залежи, так и отдельных скважин. Просто для создания достоверных цифровых продуктов на месторождениях необходимо обеспечивать высокий уровень контроля разработки и мониторинга добычи на основе инструментальных средств (прежде всего, методами: геофизических исследований скважин (открытый ствол) – ГИС, промыслово-геофизических исследований скважин (обсаженный ствол) – ПГИ (с использованием промыслово-каротажного многодатчикового комплекса Production Logging Tool – PLT), гидродинамических исследований скважин – ГДИС), а также грамотное применение полученной информации для адаптации и настройки 3D ГДМ.

Основными задачами промышленного применения 3D ГДМ традиционно считаются:

- 1) управление системами поддержания пластового давления (ППД),
- 2) обоснование ГТМ в скважинах,
- 3) различные прогнозные решения (например, просчет эффективности применения разных схем бурения и организации системы ППД).

Однако это в теории. В реальности нефтяные компании чаще ограничиваются лишь предоставлением построенных 3D ГДМ в государственные надзорные органы: Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) и Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») – для подтверждения самого факта, что разработка их активов производится на «высоком технологическом уровне».

К сожалению, и экспертиза в надзорных органах для таких 3D ГДМ также зачастую выполняется сугубо формально и поверхностно. Причина такого использования цифровых моделей в разработке месторождений, особенно крупных и средних, как правило, заключается в отсутствии компетенций и опыта настройки 3D ГДМ на фактические результаты инструментальных исследований по контролю разработки.

Целью работы является выработка рекомендаций нефтяным компаниям и недропользователям по выполнению требований нового регламентного документа в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами.

Материалы и методы

На примерах типовых месторождений неокома Западной Сибири рассмотрено использование методов геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин. При этом учтены вопросы технологического обеспечения новых требований по охвату и периодичности инструментального контроля выработки извлекаемых запасов нефти при разработке

месторождений углеводородного сырья, предусмотренные нормативами регламентного документа Федерального агентства по недропользованию, введенным в действие с 01.10.2023 г.¹

Результаты и обсуждение

Проблема низкого качества гидродинамических моделей из-за неиспользования данных скважинных исследований

Какие же скважинные исследования в значительной степени остаются «за бортом» использования их специалистами по моделированию месторождений нефти и газа? В первую очередь речь идет о масштабно реализуемых на нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождениях (согласно действующих регламентных нормативов): гидродинамических исследованиях скважин в методологиях «РТА&РТА» [1–3]), межскважинных исследованиях (трассирование индикаторами фильтрационных потоков, гидропрослушивание (ГДП), модификации анализа межскважинного пространства по результатам ГДИС-ГДП: мультискважинный ретроспективный тест и импульсно-кодированное гидропрослушивание [4, 5]), а также исследованиях комплексами ПГИ («каротаж продуктивности») [6].

¹ Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений (утвержден и введен в действие с 01.10. 2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр). М.: Роснедра, 2023. 86 с.

Тем не менее, указанные подходы и практика применения этих подходов в РФ давно существуют и выборочно используются в некоторых нефтяных компаниях, в проектных организациях с достаточно высокой степенью успешности как для обоснования системы ППД, так и при подборе и реализации целевых ГТМ [6–8]. Однако сертифицированные в ФБУ «ГКЗ» эксперты в области гидродинамического моделирования давно уже перестали обращать должное внимание на степень фактического использования при настройке 3D ГДМ результатов ГДИС, ПГИ и даже зависимостей ГИС–КЕРН. А при отсутствии должного контроля не будет и качества продукта.

Качество продукта на производстве обеспечивается компетенциями и мотивациями как в службе внутренней приемки, так и уровнями полномочий (и мотиваций) в системе внешнего контроля качества. К сожалению, сложившиеся в последние годы уровни достоверности и информативности 3D ГДМ, создаваемых как приложения к проектно-технической документации (ПТД) на разработку месторождений углеводородного сырья (УВС) – это лишь одна «сторона медали». К еще большему сожалению, от нее в прямой зависимости находится и вторая «сторона медали» – уровень надзора за разработкой месторождений и выработки запасов – начальные извлекаемые запасы /остаточные извлекаемые запасы (НИЗ/ОИЗ) УВС.

В качестве иллюстрации на рис. 1 приведена сходимость параметров кубов «абсолютной» (эффективной) проницаемости (по нефти при остаточной воде $K_{пр-но}$), выгруженная из 3D ГДМ типичного для неокома Западной Сибири нефтяного месторождения «N», с аналогичными нормированными (по зависимости Баклея–Леверетта) оценками, полученными в резуль-

тате проведения ГДИС (следует отметить, что в данной выгрузке ГДИС были взяты только высококачественные замеры). Повторюсь, что указанные сравниваемые параметры $K_{пр-но}$ по своей физической сущности полностью идентичны, даже толщины в комплексе гидропроводности брались непосредственно из ГДМ.

Почему же на рис. 1 не обнаруживается маломальской сходимости для одного и того же фильтрационного параметра? Ведь результаты ГДИС здесь – следствие прямого эксперимента, который должен приближаться к принятой компанией фильтрационной модели (если, конечно, она в принципе достоверна). Более того, как известно, куб проницаемости в ГДМ – это фактически перерасчет параметра пористости $Kп$ (полученного методами ГИС) через корреляционные связи, полученные в свою очередь в процессе петрофизических исследований материала керна (как правило, в условиях фильтрации газа, а не жидкости). Далее петрофизические зависимости относительной фазовой проницаемости (ОФП) позволяют представить куб проницаемости в рамках 3D ГДМ не только с учетом выявленной неоднородности по трем пространственным осям, но и привести фильтрационную модель к удобному для прогнозного моделирования масштабу – к $K_{пр-но}$.

Керновый материал, как известно, берется преимущественно из разведочных скважин. Однако и здесь на представленном примере было обнаружено, что исходные зависимости КЕРН–ГИС разработчиками моделей были существенно искусственно искажены, а именно подогнаны под факт «добычи», причем в среднем петрофизический тренд «подвинулся» вверх на целый порядок. В результате оценки средних $K_{пр-абс}$ (мД) в разведочных скважинах поменялись (КЕРН→ГДМ): 59,3→125,6; 111,2→229,7; 62,8→96,0; 110,0→254,7.

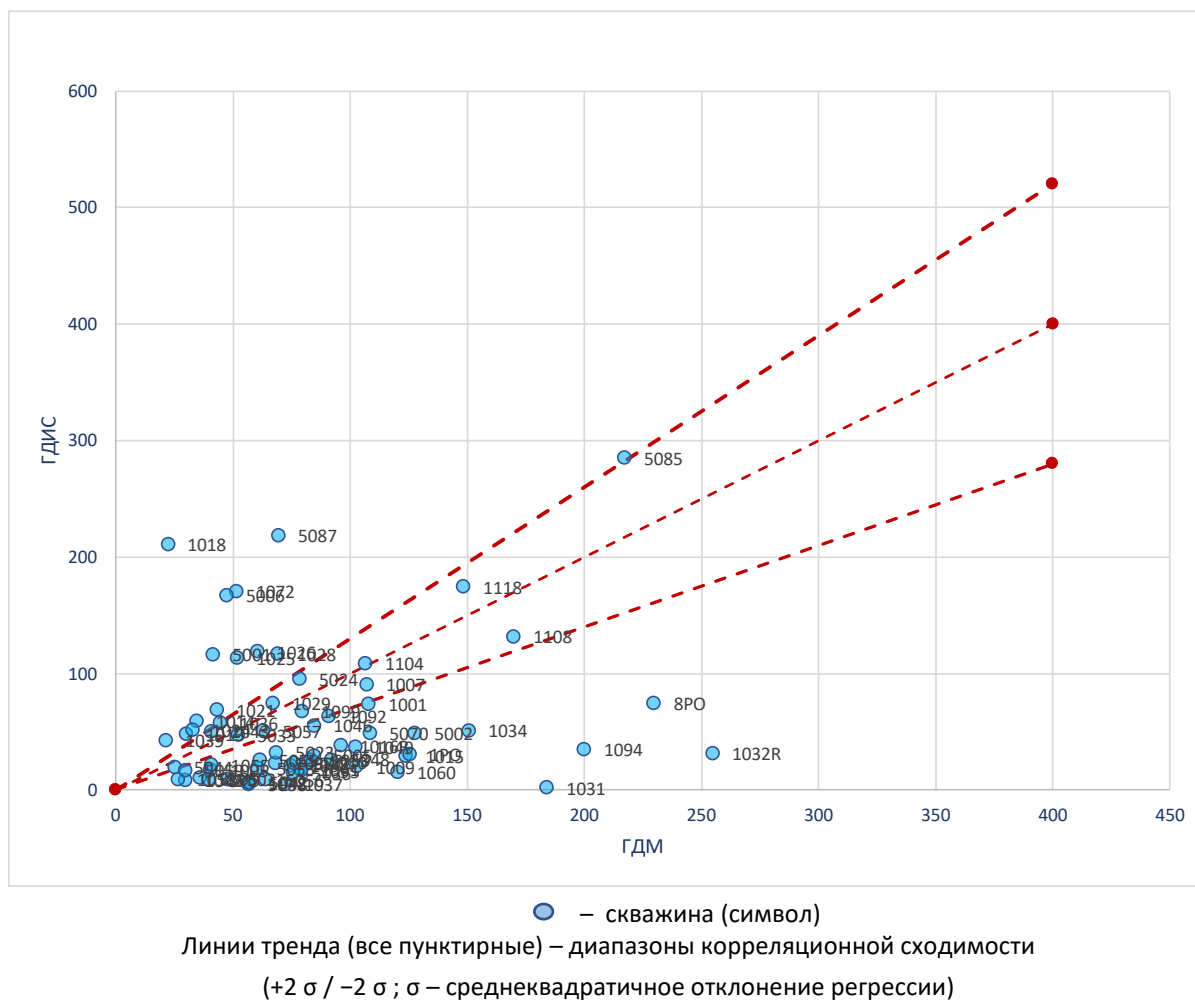


Рис. 1. Кросс-плот для оценки сходимости параметров кубов «абсолютной» проницаемости $K_{пр-но}$, выгруженных из 3D ГДМ, с контрольными замераами ГДИС, приведенными к $K_{пр-но}$.
Объект – идеальная однородная фация, образцы керна (K_{IV}) – валанжин

Fig. 1. Crossplot for evaluating the convergence of the parameters of the “absolute” permeability cubes of the *Kperm-si*, unloaded from the 3D hydrodynamic model, with the control measurements of the well testing, reduced to the *Kperm-si*. The object is an ideal homogeneous layer, the core samples (K_{1v}) are Valanginian

Встает вопрос: зачем было строить детальную цифровую геологическую модель (ГМ), зачем было кропотливо исследовать керн из разведочных скважин, зачем было проводить все прочие гидродинамические, промысловые, геофизические, геохимические исследования, если в основе любой «высокотехнологичной» цифровой многомерной модели лежит банальная ее подгонка под единственный параметр (часто даже не вполне достоверно

распределенный по скважинам) – под текущую добычу?

Таким образом, в построенной 3D ГДМ, даже по самым опорным разведочным скважинам, интегральные *K_{np-abc}* и *K_{np-но}* по «мановению палочки» в разы стали отличаться от тех, что были исходно определены при лабораторных испытаниях на керне. И это не частный случай в системах построения «цифровых двойников» – это, к сожалению, тотальная реальность.

Реальность, к которой все уже привыкли и которую многие негласно оправдали и приняли, имея лишь для себя в виду, что любая 3D ГДМ – это абсолютная условность, дань моде, но никак не инструмент для оптимизации разработки, системы ППД, достижения проектных показателей коэффициента извлечения нефти (КИН). А вот на практике регулировать систему ППД или планировать ГТМ в нефтяном инжиниринге теперь считается более надежно, исходя из непопулярной логики – «по старинке», пользуясь упрощенными локальными 2D прокси «модельками», а еще лучше Excel-макросами, или даже одним единственным уравнением Дюпюи.

Дальнейшее «углубление» в рассматриваемую модель показало:

а) несоответствие средневзвешенных остаточных запасов и параметров текущей нефтенасыщенности *Кн-тек* зафиксированным отборам УВС на десятки процентов,

б) несовпадение средневзвешенных пластовых давлений с регламентными картами изобар на десятки атмосфер и т. п.

Причем, само рассмотренное здесь месторождение «N» благоприятное по ФЕС и в целом на текущий момент времени почти беспроблемное. Однако дальнейшая разработка его «вслепую» (исследования ПГИ–ГДИС с учетом тотального горизонтального заканчивания эксплуатационных скважин тоже проводятся с недопустимо низким охватом и периодичностью), по прикидкам эксперта, приведет к итоговым потерям начальных извлекаемых запасов (НИЗ) на 10–15%.

«Цифровая трансформация» обещала нам «космос», а привела в «каменный век»! Безвозвратные потери НИЗ (называемые теперь «нерентабельностью»*) на уровне 10–15% – «мечта», большинство

месторождений «стремятся» к преодолению рубежа в 50%. Все чаще уважаемые эксперты-нефтяники указывают на негативные тренды с ухудшением выработки начальных извлекаемых запасов, особенно на традиционных запасах нефти в Западной Сибири [9, 10]. Сложности с выработкой запасов объективно связаны не только с нерациональным недропользованием и игнорированием диагностики, но и с ухудшением их качества, с переходом на разработку месторождений категории трудноизвлекаемых запасов – ТРИЗ (проектные КИН в объектах ТРИЗ также снижаются), причем это касается всех стран [11].

* «Лишь 13 млрд т из 31 млрд т НИЗ нефти (поставленных на баланс Роснедр) – рентабельные, их хватит только на 26 лет добычи (при уровне 500 млн т/год)» – из выступления главы Минприроды Александра Козлова от 21.05.2025 (*прим. автора*).

Заканчивая хоть и важные, но отступления, перейдем к главной и близкой теме: зачем же нефтяным компаниям, которые зачастую, (как мы видели выше), игнорируют данные ГДИС, ПГИ и даже КЕРН в своих цифровых моделях, теперь понадобилось выполнять в скважинах прямые инструментальные замеры параметров текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности (*Кн-тек/ост*)?

Во-первых, это теперь определено «законом» в требованиях уже упомянутого регламентного документа Роснедр со вполне четкой формулировкой для фонтанного, газлифтного и механизированного фондов скважин с охватом в 1% и периодичностью 1 раз в год). Фактически теперь это требование лицензионного договора нефтяной компании с государством на разработку месторождения и его запасов УВС.

Во-вторых, рано или поздно нефтяным компаниям после «снятия сливок» на новых активах с НИЗ приходится заниматься на своих месторождениях проблематикой довыработки остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти. Нередки уже случаи, когда на крупных месторождении УВС все скважины по факту предельно обводнены и оттого малорентабельны, а на балансе компании по месторождению (или отдельным залежам) продолжают числиться порядка 30–70% (не)извлеченных НИЗ* – десятки миллионов тонн нефти, в одночасье признанных «нерентабельными». И от этой реальности никуда не денешься.

* Правда тут иногда бывают неприятные сюрпризы, так как ожидаемые согласно расчетам в ГДМ «целики» нефти никак не обнаруживаются. Иногда даже прямые методы оценки *Кн-тек* ГИС и КЕРН «видят» значительную остаточную нефть в толщинах (поровом пространстве) пласта, но бурение на эти оконтуренные запасы дает мало нефти, зато очень много воды. Рентабельной добычи в итоге достигнуть не получается, хотя ОИЗ как бы и подтверждены в пласте. К сожалению, часто из-за неоправданно агрессивной в прошлом системы ППД или иных промахов разработчиков нефть по факту удается вытеснить только из крупных пор и трещин, при этом она «локализуется» в мелких поровых, так и не смоченных при ППД водой, каналах. Традиционными методами вытеснения ее уже не взять, а «нетрадиционными» (МУН) – «себе дороже»... Оттого извлекаемые НИЗ УВС приходится «списывать» в фактически «неизвлекаемые», разработчикам остается только мечтать о появлении «рентабельных» МУН, которые при относительно небольших затратах на гипотетически вероятные (в условиях высоконучных и высокотехнологичных проектов) вытесняющие агенты ППД «прошерстят» и мелкие поры породы (*прим. автора*).

В-третьих, если высокотехнологичная 3D ГДМ, как было показано выше, уже не надежный помощник в поиске и довыработке «целиков» УВС, то должны быть иные

способы прогноза «потерянных» в залежи ОИЗ нефти. Не бурить же стволы наугад «веером» направо и налево – это слишком затратно и, естественно, «не спортивно...».

Следовательно, геологам-разработчикам, как и раньше, в «доцифровую эру» все же необходим надежный способ анализа и прогноза ОИЗ. Такой подход априори будет основан на прямых инструментальных, а не только «виртуальных», оценках параметров в скважинах, которые могли бы что-то наглядно и убедительно рассказать о процессах (степени, состоянии, картине) выработки запасов УВС. Состояние выработки требуется оценить как по латерали, так и по толщинам, слагающим эффективную нефтеносную мощность пласта. И у геофизиков как раз такие методы скважинных исследований в арсенале имеются – давно и в достаточно большом количестве, с широким диапазоном применения для разных геолого-промысловых условий, можно сказать, на все случаи жизни. Вот только промысловые геологи и разработчики в нефтяных компаниях, как показывает многолетний опыт проведения виртуальных «игр» на цифровом симуляторе «Petrocup» [12], практически не владеют этими инструментами.

Однако опять возникает парадокс нашей действительности. Чаще всего разработчики ориентируются здесь на самый разрекламированный (молодцы, менеджеры маркетинга!), но далеко не самый достоверный и информативный метод. И его в ряде компаний десятилетиями упорно тиражируют, свято веря, как в случаях с плацебо, что эти «таблетки» в реальности чем-то помогают...

Старые «грабли» углеродно-кислородного каротажа для Западной Сибири

К таким плацебо, по моему мнению, давно уже для условий нефтяных месторождений некома Западной Сибири следует отнести углеродно-кислородный каротаж или как его чаще на практике называют: «С/О-каротаж». На самом деле это целый комплекс из трех независимых нейтронных методов. Четверть века назад мне пришлось участвовать в опытно-промышленных испытаниях данного метода. Это было еще тогда, когда у «С/О» не было импортозамещающих отечественных аналогов и он монопольно предоставлялся геологам-разработчикам России компанией «Schlumberger». Для валанжинских месторождений Западной Сибири, где минерализация вытесняющих вод не превышает 25–30 г/л, этот метод, работающий на эффектах рассеяния быстрых нейтронов и потому не зависящий от степени минерализации воды, а только от наличия в среде таких элементов, как углерод, кислород, кальций, кремний и ряд других, казался тогда панацеей. Ведь наши традиционные нейтронные методы каротажа по тепловым нейтронам, включая импульсные, в обсаженных нефтяных скважинах были (и остаются) при таких концентрациях хлора в воде абсолютно не информативными.

Однако и в перфорированных, а потом и в неперфорированных пластах метод «С/О» (или УКК – углеродно-кислородного каротажа), как выяснилось, работал крайне ненадежно. При опробовании в Ноябрьском регионе его достоверность была определена экспертами компании «Сибнефть» на уровне 25%. Почему? – Специалисты «Schlumberger» вскоре сами

в подробностях разъяснили это, как только их коммерческим флагманом в этом направлении бизнеса стал другой метод оценки текущей нефтенасыщенности (*Кн-тек*) – метод «CHFR – Case Holl Formation Resistivity», что означает: дивергентный электрокаротаж в колонне (ДЭК).

Обладая средним временем жизни в 5–10 мкс, быстрые нейтроны с энергией свыше 1 МэВ просто физически не способны на глубокое проникновение в пласт. Их предел распространения от генерирующего 14 МэВ излучателя быстрых нейтронов – 10 см, а это охватывает преимущественно только пространство самой скважины и ее цементного кольца. Любая остаточная зона проникновения фильтрата в пласт «ставит крест» на информативности такого сканера ближней зоны. В результате применение «С/О-каротажа» даже в неперфорированных интервалах через значительные сроки после бурения и заканчивания стволов, к сожалению, «не видит» вполне внушительные коммерческие запасы нефти (толщины), из-за чего эффективность дострелов новых интервалов в транзитных скважинах при переводе скважин на выше-лежащие объекты – крайне спорная.

Пример из моей практики как эксперта. Был проведен анализ по 62 скважинам, где одна сибирская компания в течение двух лет активно проводила в транзитных скважинах «С/О-каротаж». Средний дебит по рекомендованным скважинам (после проведения замеров «С/О»-методом) составил 3,0 т/сут при обводненности продукции 85,4% (или даже 1,2 т/сут, если делить эффект на все исследованные, а не только рекомендованные 62 скважины).

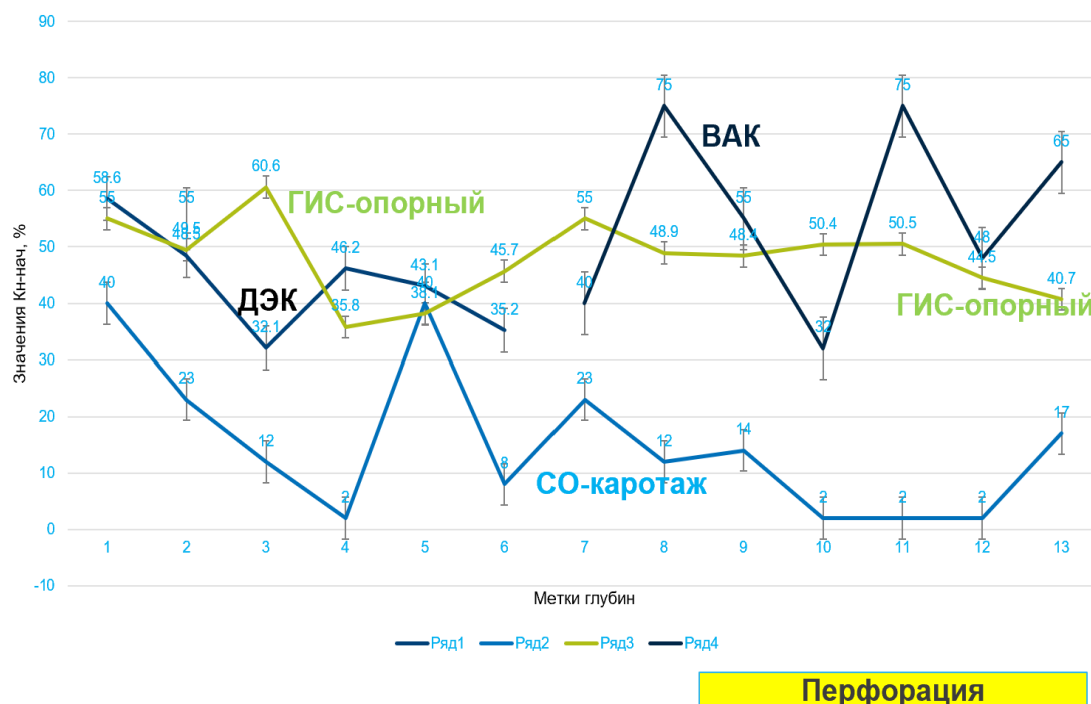
Далее мною был инициирован «слепой» эксперимент, заключающийся в том, что квалифицированному петрофизику, приглашенному со стороны, предоставили имевшиеся в компании материалы, полученные с использованием комплекса ГИС-бурение, а также карты геологического моделирования по тем же 62 скважинам. Специалисту было предложено из указанного списка отобрать на прострелочно-взрывные работы в скважине (ПВР) свои скважины-кандидаты, которые по предварительным данным ГИС и имевшейся ГМ могли бы дать коммерческие притоки. В итоге оперативного анализа имеющихся архивных данных результативность у приглашенного петрофизика без каких-либо знаний о результатах проведенных «С/О» оказалась даже выше, чем у большой группы людей, проводивших и интерпретировавших затратные исследования по «С/О»-методу. Количество рекомендованных экспертом к ПВР скважин было существенно меньше, но средний дебит этих выбранных им скважин составил уже по факту 6,7 т/сут, а обводненность – 73,4%. В чем тогда был смысл указанных 62 «С/О»-исследований? С такой же эффективностью разработчики могли бы выполнять свои ПВР наугад.

Тем не менее этот показательный пример не следует считать критерием истины. Критерием эффективности любого диагностического метода (включая методы ГИС, ПГИ (с PLT)², ГДИС и др.) следует считать фактическое сравнение в полевых

(или стендовых) условиях результатов испытываемого средства с образцовым методом, который изначально имеет высокий индекс доверия со стороны проверяющих экспертов. Такие подходы нефтяным компаниям приходится реализовывать постоянно, в том числе и в последние годы, например, для мониторинговых распределенных систем оценки профиля и состава притока в горизонтальных (ГС) и многоствольных (МСС) скважинах методами оптоволоконной термометрии и акустики (DTS-DAS) [6, 13], также для систем маркерного мониторинга [6, 14, 15] и др.

Неоднократно мною тоже проводились «слепые» эксперименты (тестирование) в полевых условиях, в том числе и с аппаратурными комплексами «С/О-каротажа». На рис. 2, в частности, представлены результаты сравнения для группы тестируемых методов (кроме «С/О-каротажа» используются уже упомянутый ДЭК и дополнительно широкополосный волновой акустический каротаж – ВАК). Сравнение показаний протестированных совместно методов ПГИ проводилось по исходным замерам полноценного комплекса ГИС-бурение. Основанием для выполнения тестового сравнения было то, что скважины на момент испытания практически не имели еще истории добычи/разработки (тем более не было зафиксировано какого-либо обводнения пластов). Однако время, прошедшее после их бурения (месяцы), было уже вполне достаточным, чтобы расформировалась зона проникновения бурового фильтрата.

² Schlumberger. Flow Scanner. Определение сложного многофазного профиля притока в скважине. URL: https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/ (дата обращения: 17.08.2025).



Ряд 1 – ДЭК – дивергентный электрокаротаж в колонне (аппаратура «ЭКОС»)
 Ряд 2 – запись «С/О-каротажа» в колонне
 Ряд 3 – ГИС-опорный – комплекс ГИС-бурение, проведенный в открытом стволе
 Ряд 4 – ВАК – широкополосный волновой акустический каротаж в обсаженной скважине (методика проф. В.М. Добрынина)
 «Перфорация» – интервал перфорации, изменения глубины (в условных единицах)

Рис. 2. Сопоставление оценок начальной нефтенасыщенности $K_{н-нач}$, полученных разными методами

Fig. 2. Comparison of estimates of the initial oil saturation of K_{s-i} obtained by different methods

Представленные далее графики иллюстрируют точность данных, полученных разными методами, в сравнении с опорными данными комплекса ГИС-бурение: «С/О-каротажа» (углеродно-кислородного каротажа) путем замера показаний в колонне (рис. 3) и дивергентного электрического каротажа путем замера ДЭК в колонне (рис. 4). Для каждого метода оценивалась относительная погрешность (коэффициент детерминации R^2). Однако следует учитывать, что на рис. 3 и 4 относительную погрешность метода характеризует не только R^2 , но и коэффициент линейного тренда.

R^2 характеризует только «разброс» значений относительно тренда (но даже при $R^2 = 1$ (все точки легли на тренд) присутствовала бы значительная систематическая погрешность, так как уравнение тренда отличается от $y = x$).

Как можно видеть из приведенных графиков, «С/О-каротаж» оказался самым недостоверным методом. Наиболее точным следовало бы признать метод ДЭК, хотя и у него для данных примера на рис. 3 тоже было далеко не идеальное совпадение с контрольными значениями, полученными методами комплекса ГИС-бурение (см. рис. 4).

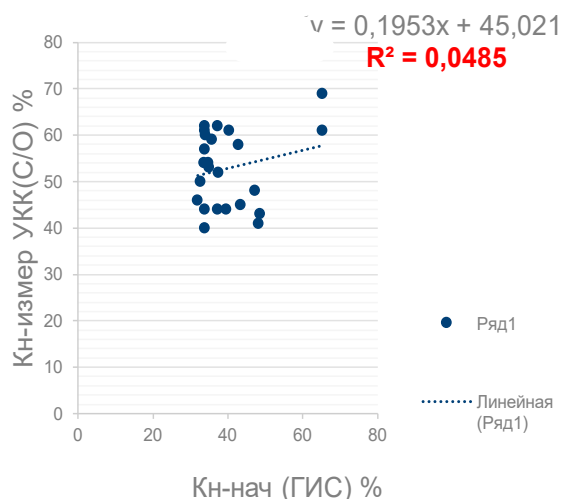


Рис. 3. График разброса значений параметра *Кн-нач*, полученных по опорным данным комплекса ГИС-бурение и по замерам «С/О-каротажа» в колонне с оценкой относительной погрешности метода = 0,049

Fig. 3. Graph of the spread of parameter values *Ks-i* obtained from the reference data of the logging while drilling complex and measurements by «C/O logging» in the string with an estimate of the relative error of the method = 0.049

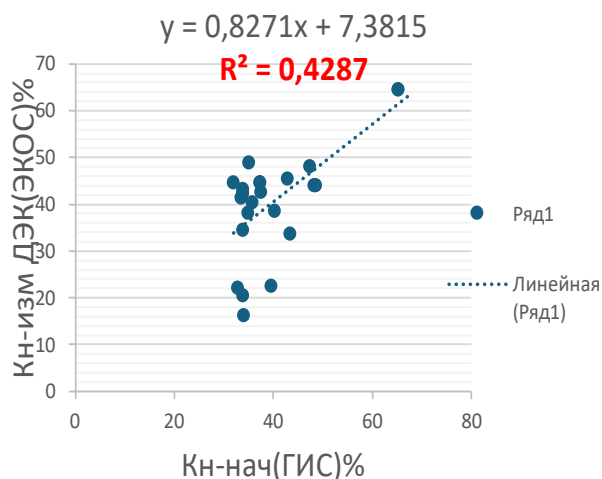


Рис. 4. График разброса значений параметра *Кн-нач*, полученных по опорным данным комплекса ГИС-бурение и по замерам ДЭК в колонне с оценкой относительной погрешности метода = 0,429

Fig. 4. Graph of the spread of parameter values *Ks-i* obtained from the reference data of the logging while drilling complex and by divergent electrical logging in the string with an estimate of the relative error of the method = 0.429

На рис. 5 приведен пример, иллюстрирующий какие объемы запасов нефти способен «не увидеть/пропустить» «С/О-каротаж». Однако окончательный приговор этому методу дали исследования комплекса ГИС-бурение в многочисленных пилотных скважинах (десятки примеров), добуриваемых при уплотнениях или при бурении вторичных боковых горизонтальных стволов (зарезка боковых стволов – ЗБС). Частично это новое бурение затрагивает не только сам целевой пласт, но и вышележащие от него продуктивные горизонты. Сравнение выполненных по таким горизонтам оценок *Кн-тек* с помощью «классических» методов ГИС (комплексы «Амак», «Луч») показало, что в дублируемых методом «С/О-каротажа» скважинах сколько-либо существенных подтверждений оценок по *Кн-тек* нет.

И это мы анализируем примеры с неперфорированными интервалами. Что уж говорить о целевых перфорированных разрабатываемых пластах, где по определению за счет гидростатики столба жидкости ближняя зона пласта должна быть подавлена. Даже широкополосного метода ВАК с глубиной в 0,5–1,0 м для решения этой задачи бывает недостаточно (не говоря уже о глубинности в 0,1 м у «С/О-каротажа»).

Метод ДЭК как альтернатива нейтронным и акустическим методам оценки *Кн-тек*

Оптимально здесь, конечно, тиражировать применение метода дивергентного электрокаротажа в обсаженных трубах с его глубиной исследования в 2–4 и даже более метров.

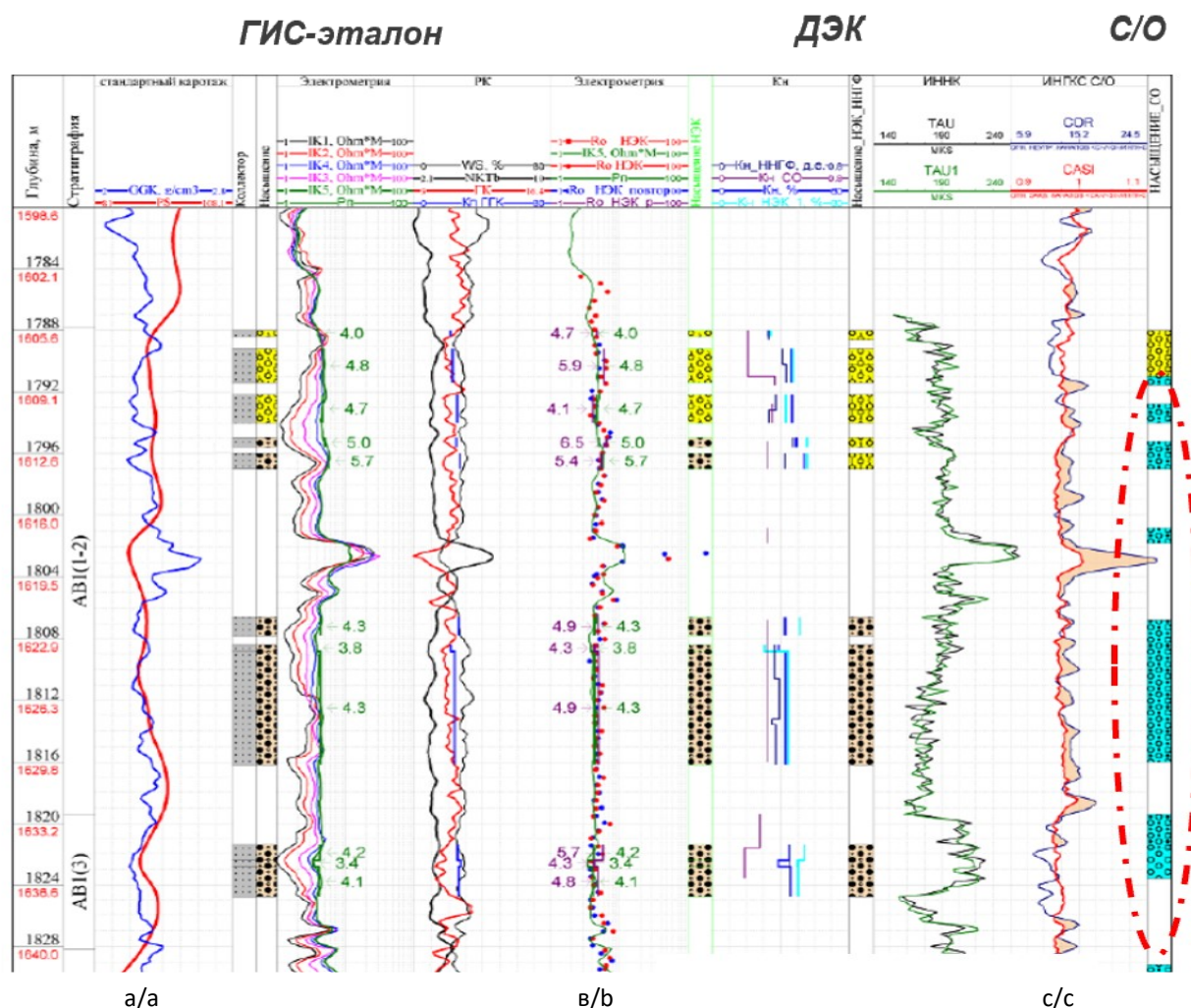


Рис. 5. Сравнение профилей параметра $K_{n-нач}$, полученных разными методами исследований:
 а – комплекса ГИС при бурении скважины;
 б – ДЭК в обсаженной скважине (две колонки насыщенности, данные оценки сделаны разными группами интерпретаторов);
 с – «С/О-каротажа» в обсаженной скважине (пунктирным овалом выделены нефтеносные и газоносные толщины, пропущенные этим методом и определенные им как «водонасыщенные»)

Fig. 5. Comparison of the profiles of the K_{s-i} parameter obtained by different research methods:
 а – logging while drilling complex;
 б – divergent electrical logging in a case borehole (two saturation columns, these estimates were made by different groups of interpreters);
 с – “C/O logging” in a case borehole (dotted oval highlights oil and gas thicknesses missed by this method and defined by it as “water-saturated”)

Минусы ДЭК: большой габарит прибора (требуется подъем лифтовой колонны труб), повышенная требовательность к электрическому контакту с железной колонной (иногда предварительно требуется скребковать внутреннюю

поверхность эксплуатационных труб), запись «по точкам», определенные ограничения для работы в высокоомных разрезах (аппаратура может быть эффективна до 100 или для некоторых модификаций до 300 Ом·м).

Однако представим, что в условиях, когда компания разбуривает новое месторождение исключительно горизонтальными скважинами (варианты: ГС, ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), МСС), или же при заканчивании вертикальных (ВС) и наклонно-направленных (ННС) скважин тотально применяется ГРП – в этих случаях даже применение такого эффективного и глубинного метода как ДЭК в эксплуатационном фонде скважин может оказаться невозможным или некорректным.

Что тогда остается делать компаниям-недропользователям/операторам? Ничего не делать – нельзя! Это будет преднамеренным нарушением закона «О недрах», так как фактически означает ведение ими разработки пластов заведомо «вслепую». По максимуму нефтяным компаниям остается дополнительно инвестировать в строительство необходимого количества вертикальных наблюдательных (контрольных) «глухих» скважин на своих месторождениях. Вполне вероятно, что просто переоборудовать под указанную задачу старые разведочные скважины не получится (они, как правило, перфорированные и в них уже «ржавые» колонны).

В идеале было бы строить такие наблюдательные скважины с идеально выполненным цементажом, без вскрытия пластов, с установкой на забое (в пределах продуктивных толщ) хвостовиков труб из антикоррозионного материала (как вариант – алюминиевые). Среда в стволе – на нефтяной основе. Лифтовые трубы здесь по определению не нужны. Оптимальный метод для периодического контроля за положением водонефтяного контакта (ВНК) и для выполнения количественных оценок динамически изменяющихся значе-

ний *Кн-тек* – это, естественно, ДЭК. Контроль за вытеснением нефти в толщинах пласта при таком обустройстве будет идеальным и полученные для продуктивных толщин значения *Кн-тек* могли бы считаться реперными для оценки достоверности 3D ГДМ или результатов иного анализа разработки.

Другим классическим вариантом оборудования наблюдательных скважин являются колонны стеклопластиковых хвостовиков (СПХ), а методами периодического наблюдения за динамикой ВНК и количественным контролем параметров *Кн-тек* – электромагнитные методы ГИС, например, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Однако в Западной Сибири этот подход почему-то не прижился, хотя определенные попытки были.

Простое экономическое решение с проверенной эффективностью

Итак, казалось бы, перебор основных методов в линейке ПГИ (с PLT), пригодных в обсаженном фонде скважин для определения и контроля динамики изменений параметра *Кн-тек*, – неутешителен. Традиционные методы импульсного нейтронного каротажа (ИНК), как и стационарного нейтронного каротажа (СНК), работающие на основе анализа декремента затухания тепловых нейтронов, для своего применения требуют высокой минерализации пластовых и вытесняющих вод. Модернизированный метод ИНК, работающий на быстрых нейтронах («С/О-каротаж» или УКК), обладает существенной недостоверностью из-за чрезвычайно малой глубинности, а в условиях перфорированного пласта просто априори бесполезен.

Метод широкополосной акустики ВАК также имеет ряд своих серьезных недостатков, крайне зависим от качества контактов колонны с породой и цементом, и тоже ограничен глубиной в 0,5–1,0 м. Метод ДЭК технологически трудоемок, хотя он мог бы стать идеальным средством долговременного мониторинга параметров *Кн-тек* в специально построенных на месторождении неперфорированных наблюдательных скважинах. Возможно, именно в этом и состоит его будущее предназначение.

Наиболее ценная и надежная пока информация о состоянии выработки и текущей нефтенасыщенности дренируемых толщин приходит к нам из скважин добываемого фонда. Но такое сверхплановое бурение (например, скважин ЗБС) ведется крайне ограниченно и предварительно, перед началом уплотняющего бурения, геологам-разработчикам хотелось бы быть уверенными в том, что данные скважины не будут пробурены «впустую» – в потенциально низкопродуктивные (по нефти) и высокообводненные зоны. Что же остается?

Тем не менее, в резерве методов и технологий ПГИ есть несколько подзабытое, простое и универсальное технологическое средство, разработанное исключительно для условий неомских и юрских залежей Западной Сибири, широкомасштабная адаптация которого прошла еще в прошлом веке³.

³ Мартынов И.А., Юдин В.А., Цейтлин В.Г., Басин Я.Н. Методические рекомендации по исследованию нефтяных скважин импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого вещества. М.: ВНИИгеоинформсистем, 1987. 89 с.

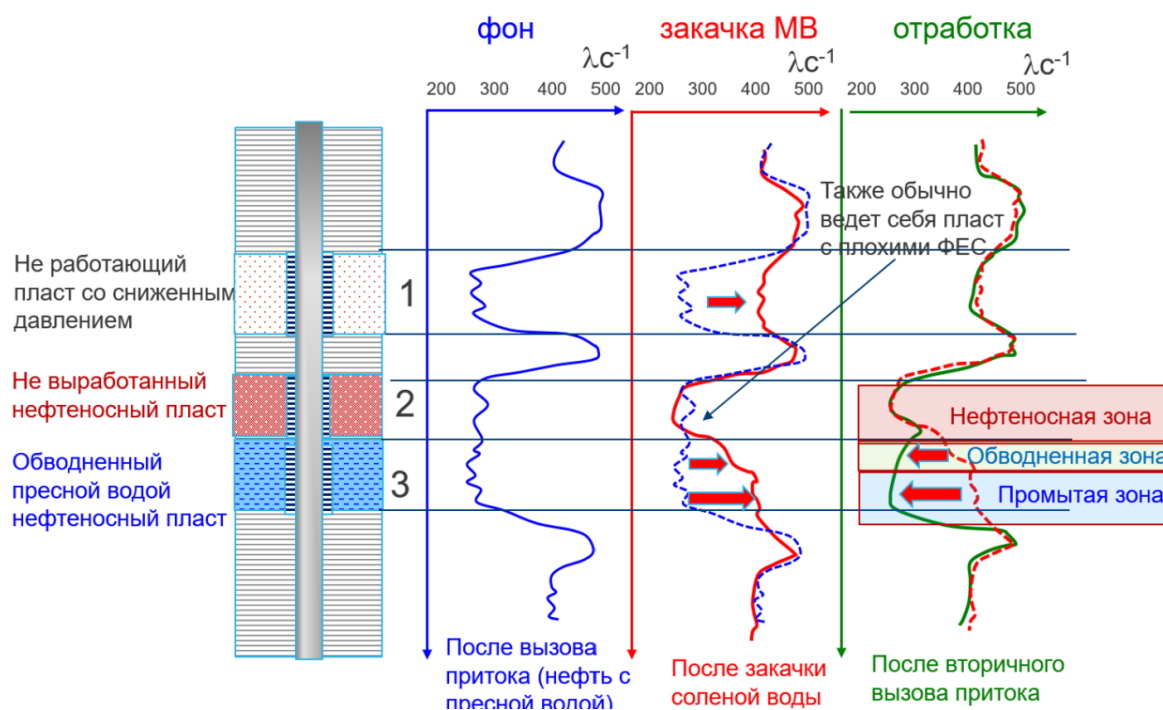
Возможно, этот подход и теперь широко бы использовался в нефтяной промышленности, если бы геологов вконец «не запутали» перспективами «С/О-каротажа».

Речь, конечно же, идет об активной технологии ИНК с применением искусственных закачек в пласт меченых веществ (МВ) [6]. На рис. 6 приведена схема, иллюстрирующая методику ПГИ на основе циклических замеров методом ИНК с закачкой МВ (на основе хлорили бор-продуктов). Как правило, МВ – это всего лишь вполне доступные солевые растворы NaCl.

Основные циклы замеров:

- изначально фоновый в долго простаивающей перфорированной скважине,
- сразу после закачки в пласт меченого вещества (например, минерализованного раствора NaCl или раствора соляной кислоты HCl),
- серия замеров в процессе отработки (очистки) пласта от МВ.

Правда, следует признать, что на выходе этого исследования мы получим не количественные потолщинные оценки *Кн-тек*, а сумеем провести только качественную селекцию выделенных в профиле пласта толщин на группы: нефтенасыщенные не вырабатываемые, частично обводненные, полностью промытые, изначально водонасыщенные. Кроме того, этот подход позволит выполнить количественную поинтервальную экспериментальную оценку параметра остаточной нефтенасыщенности *Кн-ост* (которую неплохо бы сопоставить с оценками по лабораторным зависимостям ГИС–КЕРН и ОФП).



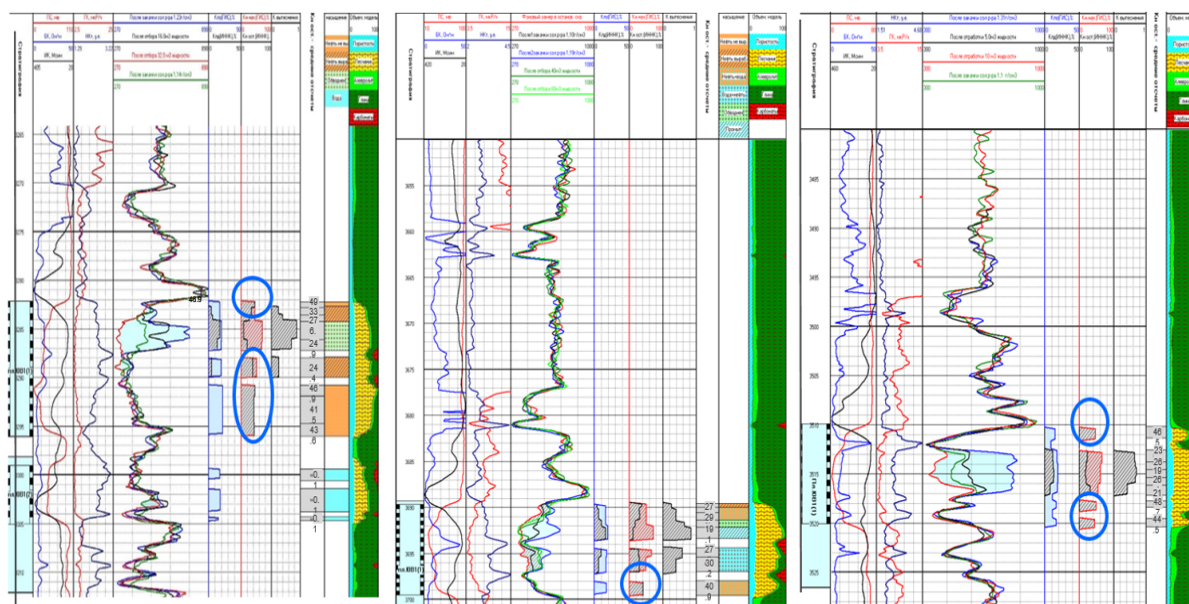
1, 2, 3 – условные пропластки с разными фильтрационно-емкостными характеристиками

Рис. 6. Иллюстрация принципа работы методики промыслово-геофизических исследований скважин на основе циклических замеров методом импульсного нейтронного каротажа с закачкой меченого вещества (на основе хлор- или бор-продуктов)

Fig. 6. Illustration of the principle of operation of the method of field geophysical research of wells based on cyclic measurements by pulsed neutron logging with injection of labeled substance (based on chlorine or boron products)

Для решения обсуждаемой здесь регламентной задачи Роснедр по оценке состояния выработки нефтяной залежи при заводнении «пресными» водами в первом приближении этого более чем достаточно. Если в разрезе целевого пласта имеются неохваченные вытеснением от применяемой системы ППД нефтеносные толщины, то мы их однозначно зафиксируем и по их мощности примерно оценим потенциал от проведения на залежи (блоке залежи) целевых ГТМ. В качестве таких ГТМ в первую очередь стоит назвать средне- и малообъемные ГРП в добывающих ВС

и ННС (рис. 7), а также создание способом увеличения репрессии на пласт протяженных трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. Цель при этом будет общая: приобщить к выработке плохо вырабатываемые толщины (на рис. 7 видно, что это достаточно протяженные интервалы толщин, где текущая нефтенасыщенность сопоставима с уровнем начальных K_n -нач), реанимировав тем самым эксплуатацию высокообводненных скважин и обеспечив не только их рентабельность при дальнейшей добыче, но и рост текущего коэффициента извлечения нефти за счет довыработки ОИЗ нефти из пласта.



Синие овалы – толщины, где текущая нефтенасыщенность сопоставима с уровнем начальной нефтенасыщенности

Рис. 7. Практические примеры использования активной методики ИНК с закачкой МВ для выявления (на качественном уровне) невырабатываемых или плохо вырабатываемых нефтеносных толщин

Fig. 7. Practical examples of using an active pulsed neutron logging technique with injection of a labeled substance to detect (at the qualitative level) nonproduced or poorly produced oil-bearing layers

В результате применения рассмотренной методики (см. рис. 7), в частности, в указанных скважинах для приобщения к разработке невырабатываемых толщин были рекомендованы целевые ГТМ способом проведения малообъемного ГРП, благодаря чему средние дебиты нефти после ГРП стабильно увеличивались с 0,5–1,0 т/сут до 15–25 т/сут при длительном периоде действия эффекта (более года).

Заключение

Итак, попробуем сформулировать тезисно, что же делать нефтяным компаниям и недропользователям в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами (все месторождения Западной Сибири). Как с минимальными затратами и с гарантированной достоверностью обеспечить выполнение новых требований регламентного документа

Роснедр «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» от 05.10.2023 г.

Выше были анонсированы следующие варианты подходов, практикуемые нефтяными компаниями.

А) Для месторождений традиционных НИЗ нефти с применением сеток бурения ВС, ННС (частично ГС и ЗВС), преимущественно без ГРП заканчивания:

1. Работать, как и раньше, слепо доверяя цифровым моделям 3D ГДМ («цифровым двойникам»), но теперь надзорные органы будут требовать для пробуренного эксплуатационного фонда скважин выполнять прямые инструментальные замеры $K_{п-тек(ост)}$ в установленном количестве (охват 1% в год эксплуатационного фонда скважин).

Их сравнение в опорном фонде скважин с выгрузкой определений *Кн-тек* из 3D ГДМ будет определять степень сходимости прогноза (от ГДМ) и факта (по замерам ПГИ);

2. Сделать акцент на информативность ГИС при бурении уплотняющих ГС и ЗБС (это прямые оценки в пилотных стволах параметров *Кн-тек* комплексами типа «Луч», «Амак» на буровом оборудовании, включая автономные). Правда, данный подход далеко не панацея для всех месторождений (особенно уже плотно разбуренных), к тому же в итоге эффект от уплотняющего бурения может оказаться малорентабельным, так как исследования ГИС будут проведены в процессе, а не до планирования ГТМ;

3. Комбинировать все доступное из перечисленных выше методов ГИС и ПГИ, включая: ДЭК (глубинностью 2–4 м), ИНК с закачкой МВ в виде NaCl (до 0,3–0,5 м), ВАК (до 0,5–1,0 м), что мало кто делает на практике, особенно в плане контроля выработки нефти из целевого перфорированного объекта.

Б) Для месторождений традиционных НИЗ нефти с применением заканчивания ГС, ГС с МГРП, МСС или даже для ВС-ННС со 100-процентным ГРП заканчиванием:

1. Работать «вслепую», отдавая себе в этом отчет, и, безусловно, нарушая закон и нормативы Роснедр;

2. Сделать акцент на информативности ГИС при бурении пилотов в новых ГС и ЗБС (однако эти ГТМ в своих объемах конечны и дадут ценную информацию лишь эпизодически);

3. Предусматривать строительство опорной сети наблюдательных «глухих» скважин с ВС (ННС) заканчиванием, где потребуются организовывать периодический контроль за динамикой выработки нефти в толщинах залежи* на основе:

– Метода ДЭК в скважинах, оборудованных в продуктивной зоне разреза хвостовиками труб из антикоррозионного материала (например, из алюминиевых труб);

– Методов электромагнитного каротажа (например, метода ВИКИЗ) в скважинах с хвостовиками из СПХ.

* Здесь принципиальный момент: Роснедра должны ввести соответствующее дополнительное требование по строительству наблюдательных скважин с целью мониторинга и контроля *Кн-тек*, после чего четко контролировать выполнение данного требования при защитах недропользователями проектов разработки своих месторождений.

Вклад автора

А.И. Ипатов – концептуализация, проведение исследования, визуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Уразов Р.Р., Саранулова В.В. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах. Новосибирск: Дом мира, 2023. 176 с.

2. *Ilk D., Blasingame T.A.* Decline curve analysis for unconventional reservoir systems – Variable pressure drop case // SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 5–7 November 2013. Paper SPE 167253-MS. <https://doi.org/10.2118/167253-MS>
3. *Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Синицкий А.И.* и др. Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 62–67. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>
4. *Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A.* et al. The integrated technology of residual reserves localization and profit increase on brownfields // SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 18–21 October 2021. Paper SPE-205172-MS. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
5. *Maltsev A.K., Kudlaeva N.V., Aslanyan A.M.* et al. Evaluating efficiency of multilateral producing wells in bottom water-drive reservoir with a gas cap by distributed fiber-optic sensors and continuous pressure monitoring // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206485-MS. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
6. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
7. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.
8. *Ипатов А.И., Колупаев Д.Ю., Кременецкий М.И.* и др. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 4(14). С. 38–47.
9. *Щелкачев В.Н.* Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 119 с.
10. *Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р.* и др. Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 1(27). С. 89–97.
11. *Огнева А.С., Федоров А.Э., Антонов М.С.* и др. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 2. С. 23–37. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-24-37>
12. *Асланян А.М.* Опыт разработки цифровых месторождений на основе интерактивных сессий «Петрокап» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 28–34. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-28-34>
13. *Халилов Д.Г., Некрасов А.Н., Савич А.Д., Костицин В.И.* Количественное определение дебита добывающих скважин по данным оптоволоконной распределенной термодобитометрии (схема и методика) // Каротажник. 2024. Вып. 5(331). С. 56–74.
14. *Каюков Д.Ю.* Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 173–183. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11>

15. Карпов В.Б., Рязанов А.А., Паршин Н.В. и др. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ // Недропользование XXI век. 2019. № 6(82). С. 54–63.

Информация об авторе

Андрей Иванович Ипатов – д.т.н., профессор, Губкинский центр нефтегазовой геологии и гидродинамики, Москва, Россия; SPIN-код: 5314-5591, <https://orcid.org/0009-0002-9023-6860>; e-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Поступила в редакцию 05.05.2025

Принята к публикации 04.07.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Inventory production control: How can oil companies ensure compliance with the new requirements of the Federal Agency for Mineral Resources Regulatory Document*

Andrey I. Ipatov ✉

Gubkin Scientific and Production Center for Petroleum Geology and Hydrodynamics,
23 Krzhizhanovskogo St., Bldg. 1, Moscow, 117218, Russia

Abstract. *Background.* In view of the introduction by the Federal Agency for Mineral Resources of the new regulations of well testing from 1 October 2023, the article considers the issues of technological support of the requirements for the coverage and frequency of instrumental control of the production of recoverable oil reserves during the development of raw hydrocarbon deposits, provided by the regulations. *Objective.* To develop recommendations to oil companies and subsoil users on fulfillment of the requirements of the new Regulatory Document in conditions of development of highly watered fields under conditions of oil displacement by low-mineralized waters. *Materials and methods.* The use of logging and production logging methods is shown using the examples of typical Neocomian deposits in Western Siberia. *Results.* The problem of low quality of hydrodynamic models due to nonuse of well surveying data is analyzed. In conditions of low mineralization of invading waters, low reliability of carbon/oxygen logging is shown. It is proved that oil companies have the opportunity to rely on the on the information content of “active” neutron logging (with artificial injection of mineralized salt solutions), as well as on the interpretation of logging complexes in newly drilled wells. *Conclusions.* The cardinal solution to the problem of controlling the development of recoverable reserves and, as a result, ensuring the oil recovery factors approved in the new regulations should be observation nonperforated wells with fiberglass or metal liners under conditions of their monitoring by logging and production logging methods.

Keywords: oil recovery rate, initial and residual recoverable oil reserves, digital geological and hydrodynamic models of reservoirs, reservoir pressure maintenance system, pulsed neutron logging, carbon/oxygen logging based on the pulsed neutron logging method, marker substance based on chlorine or boron products, divergent electrical logging in the string

Funding: the work received no funding.

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Andrey I. Ipatov, ipatov.a@gubkin.ru

© Ipatov A.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Ipatov A.I. Inventory production control: How can oil companies ensure compliance with the new requirements of the Federal Agency for Mineral Resources Regulatory Document. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 287–308. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Author contributions

Andrey I. Ipatov – conceptualization, investigation, visualization data curation, methodology, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. *Hydrodynamic Studies of Wells in Low-Permeability Reservoirs*. Novosibirsk: Dom mira, 2023. 176 p. (In Russ.).
2. Ilk D., Blasingame T.A. Decline curve analysis for unconventional reservoir systems – Variable pressure drop case. In: *SPE Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 5–7 November 2013. Paper SPE 167253-MS. <https://doi.org/10.2118/167253-MS>
3. Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Sinitskiy A.I. et al. Rate transient analysis of fractured horizontal wells. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 10. P. 62–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>
4. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A. et al. The integrated technology of residual reserves localization and profit increase on brownfields. In: *SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam, Netherlands, 18–21 October 2021. Paper SPE-205172-MS. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
5. Maltsev A.K., Kudlaeva N.V., Aslanyan A.M. et al. Evaluating efficiency of multilateral producing wells in bottom water-drive reservoir with a gas cap by distributed fiber-optic sensors and continuous pressure monitoring. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206485-MS. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
6. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 2. *The Role of Well Testing and Production Logging in Reservoir Development*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
7. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Information Support and Technologies for Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Deposits*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012. 896 p. (In Russ.).
8. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Pustovskih A.A. et al. Intellectual well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation for producing oil wells. *PROneft. Professionally about Oil*. 2019. No. 4(14). P. 38–47. (In Russ.).
9. Shchelkachev V.N. *Comparative Analysis of Oil Production and Development of Oil Fields in the Countries of the World*. Moscow: VNIIOENG, 1996. 119 p. (In Russ.).

10. Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R. et al. Increasing the profitability of field operation based on optimization of technical and economic indicators. *PROneft. Professionally about Oil*. 2023. Vol. 8, No. 1(27). P. 89–97. (In Russ.).
11. Ogneva A.P., Fedorov A.E., Antonov M.P. et al. Evolution of USA tight oil fields development technologies. *Neftegazovoe delo*. 2020. Vol. 18, No. 2. P. 23–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-24-37>
12. Aslanyan A.M. Digital oilfield development experience based on interactive PetroCup session. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2019. No. 3. P. 28–34. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-28-34>
13. Khalilov D.G., Nekrasov A.N., Savich A.D., Kostitsyn V.I. Quantitative evaluation of production-wells output from the data of fiber-optic distributed thermal flow measurements (flowchart and method). *Karotazhnik*. 2024. No. 5(331). P. 56–74. (In Russ.).
14. Kayukov D.Yu. Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological test bench. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 2(41). P. 173–183. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11>
15. Karpov V.B., Ryazanov A.A., Parshin N.V. et al. Markers-based production logging in horizontal wells as a tool to approach hard-to-recover reserves of Sredne-Nazymskoye field. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2019. No. 6(82). P. 54–63. (In Russ.).

Information about the author

Andrey I. Ipatov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Gubkin Scientific and Production Center for Petroleum Geology and Hydrodynamics, Moscow, Russia; Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-9023-6860>; e-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Received 5 May 2025

Accepted 4 July 2025

ИНЖЕНЕРНЫЕ ЗАМЕТКИ

Оригинальная статья

УДК 622.276.2

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>**Эффективность нового силиконового состава
для улучшения изоляции в горизонтальных скважинах
Куюмбинского месторождения****М.Ш.А. Беннаджи, М.М. Бердник, В.П. Малюков, Т.К. Хамули** ✉Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Россия, 117198, Москва,
ул. Миклухо-Маклая, д. 6

Аннотация. Рассмотрена проблема изоляции притока воды и газа в горизонтальных скважинах карбонатных месторождений на Куюмбинском нефтегазоконденсатном месторождении. *Цель работы.* Разработка нового силиконового состава для герметизации в условиях трещиноватых коллекторов. *Материалы и методы.* Проведены лабораторные и полевые исследования, включая тесты на совместимость состава с пластовой водой и нефтью, а также прочностные и фильтрационные испытания. *Результаты.* Показаны высокая химическая совместимость состава с флюидами и быстрое образование изолирующей массы. В полевых условиях состав доказал свою эффективность при закачке в скважины с притоком воды и газа. Мониторинг до и после обработки подтвердил снижение притока. *Выводы.* Данный состав повышает долговечность изоляции, снижает эксплуатационные затраты и уменьшает экологическое воздействие.

Ключевые слова: силиконовый состав, трещиноватые пласты, пластовая вода, водные притоки**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Беннаджи М.Ш.А., Бердник М.М., Малюков В.П., Хамули Т.К. Эффективность нового силиконового состава для улучшения изоляции в горизонтальных скважинах Куюмбинского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 309–323. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

✉ Хамули Теофиль Кубуйя, kanielhkt@gmail.com

© Беннаджи М.Ш.А., Бердник М.М., Малюков В.П., Хамули Т.К., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В условиях разработки карбонатных нефтяных месторождений, таких как Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение, задача эффективной изоляции притока воды и газа в горизонтальных скважинах остается одной из наиболее актуальных. Существующие методы, включая гидроразрыв пласта и цементацию, часто не обеспечивают долгосрочной герметичности, что ведет к снижению продуктивности скважин, увеличению затрат на эксплуатацию и необходимости проведения повторных ремонтно-изоляционных работ.

Куюмбинское месторождение характеризуется сложными карбонатными коллекторами рифейского возраста с каверново-трещинной структурой и пористостью матрицы в пределах 0,35–2,4%. Трещинная проницаемость может достигать 5 мкм², обеспечивая фильтрацию воды и газа в продуктивный интервал. Нефть месторождения отличается низким содержанием парафина – 0,9% и серы – 0,127%, плотность нефти составляет 0,822 г/см³. Пластовые воды имеют высокую минерализацию – 258 г/л и содержат йод – 10–63,5 мг/л и бром – 143,6–3360 мг/л, что может создавать дополнительные сложности в процессе разработки.

Целью данного исследования является оценка эффективности нового силиконового состава, специально разработанного для повышения изоляционных характеристик в условиях карбонатных коллекторов. Особое внимание уделяется сравнению нового состава с традиционными составами для изоляции водо- и газопитока в скважинах.

Данный состав адаптирован для использования в сложных карбонатных коллекторах с трещиноватой структурой, где

традиционные методы часто показывают низкую долговечность и стабильность. В отличие от существующих решений, новый состав демонстрирует высокую устойчивость к воздействию пластовых флюидов и пластового давления, что обеспечивает его длительное действие без необходимости повторных вмешательств. Впервые проводится детальный анализ не только технических характеристик силиконового состава, но и его экономической и экологической эффективности, что дает возможность рассмотреть его как комплексное решение для снижения затрат и уменьшения экологического воздействия при разработке месторождений.

Материалы и методы

Были проведены лабораторные и полевые исследования, включая тесты на совместимость состава с пластовой водой и нефтью, а также прочностные и фильтрационные испытания.

Силиконовый состав готовился путем смешивания кремнийорганического полимера с активатором, что инициировало реакцию полимеризации. Степень и скорость отверждения состава варьировались от 1 до 24 часов в зависимости от температуры пласта, которая на глубинах до 2300 м составляла 29–30 °С.

Для оценки физико-химических свойств проводились измерения плотности, вязкости, pH и времени отверждения состава. Устойчивость состава к взаимодействию с пластовыми флюидами определялась по визуальной стабильности образца при контакте с нефтью и минерализованной водой в течение 24 часов при температуре 30 °С. Отсутствие фазового разделения, выпадения осадка и изменения цвета расценивалось как признак совместимости.

Фильтрационные испытания проводились на моделях идеальных трещин с раскрытостью 50, 100 и 650 мкм. Оценивались такие параметры, как фактор остаточного сопротивления (ФОС). Последний рассчитывался как отношение подвижности жидкости до и после обработки, характеризующее снижение проницаемости трещины за счет образования изолирующей массы. Полученные значения ФОС свидетельствовали о высокой герметизирующей способности состава даже при значительной раскрытости трещин.

Полевые испытания были проведены в горизонтальной скважине с открытым стволом. Объект характеризовался наличием зоны с интенсивным водо- и газопитоком. Для изоляции трещиноватого интервала использовалась двухпакерная компоновка, обеспечивающая изолированную закачку в зону длиной 70 м. Общий объем введенного силиконового состава составил 37 м³ предварительно, после закачки использовались буферные жидкости объемом 5 м³. После выдержки на гелеобразование проводилась обратная промывка пресной водой (до 35 м³). Эффективность мероприятий контролировалась по изменениям дебита жидкости и коэффициента продуктивности скважины. В результате отмечено существенное снижение водопитока (более чем на 70 м³/сут), отсутствие выноса силиконовой массы и стабильность восстановленных характеристик фильтрации в течение наблюдаемого периода.

Результаты и обсуждение

Инновационный подход к изоляции притоков воды и газа в карбонатных коллекторах с использованием силиконового состава

Данный состав был специально разработан для применения в условиях карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения, отличающихся сложной трещиноватой структурой. Основу состава составляют кремнийорганические соединения, которые обеспечивают быстрое образование изолирующей массы при контакте с пластовой водой. Состав демонстрирует высокую химическую совместимость с пластовой водой и нефтью, что позволяет применять его в различных эксплуатационных условиях.

Химическая совместимость состава с пластовой водой и его способность к быстрому образованию геля делает его идеальным для использования в условиях низкотемпературных карбонатных коллекторов. Начальная фаза образования изолирующей массы зависит от концентрации активатора и при взаимодействии с пластовыми флюидами может занимать от нескольких минут до нескольких часов, что позволяет эффективно управлять процессом его применения [1].

Данный состав представляет собой смесь силиконовых полимеров, которые могут быть настроены для различных условий пласта. Данная смесь обеспечивает оптимальное время отверждения и высокую адгезию к карбонатным породам, характерным для Куюмбинского месторождения. Способность силиконовых полимеров прочно связываться с породой особенно важна для работы в условиях трещиноватых коллекторов.

В состав включены специализированные добавки для повышения устойчивости к химическому воздействию пластовых вод, минерализация которых в условиях Куюмбинского месторождения может достигать 258 г/л. Они также обеспечивают термостойкость состава, что особенно важно при эксплуатации на глубинах до 2300 м, где температура достигает 30 °С.

Полное отверждение нового силиконового состава регулируется в диапазоне от 1 до 24 часов, в зависимости от условий пласта, что позволяет оптимизировать процесс закачки в зависимости от конкрет-

ных условий скважины. Например, при температуре пласта в пределах 29–30 °С, характерной для Куюмбинского месторождения, состав можно адаптировать для ускоренного или замедленного отверждения [1, 2].

В табл. 1 представлены ключевые физико-химические свойства нового силиконового состава по сравнению с традиционными составами для изоляции притока воды и газа в скважине. Данные были получены в ходе лабораторных испытаний, где были протестированы как термостойкость, так и совместимость состава с пластовыми флюидами.

Табл. 1. Физико-химические свойства нового силиконового состава и традиционных изоляционных составов

Table 1. Physicochemical properties of the new silicone composition and conventional sealing compositions

Параметр	Силиконовый состав	Традиционные составы
Вязкость, мПа·с	120–140	150–200
Плотность, г/см ³	1,03	1,10
Время отверждения, ч	1–24	3–48
Совместимость с пластовой водой	Высокая	Низкая
Совместимость с пластовой нефтью	Высокая	Средняя

Технология применения нового силиконового состава включает несколько ключевых этапов, каждый из которых нацелен на максимальную эффективность блокирования притока воды и газа в условиях сложных трещиноватых карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения. Применение силиконовых составов позволяет эффективно ограничивать приток воды и газа, обеспечивая долговременную изоляцию в интервалах горизонтальных стволов.

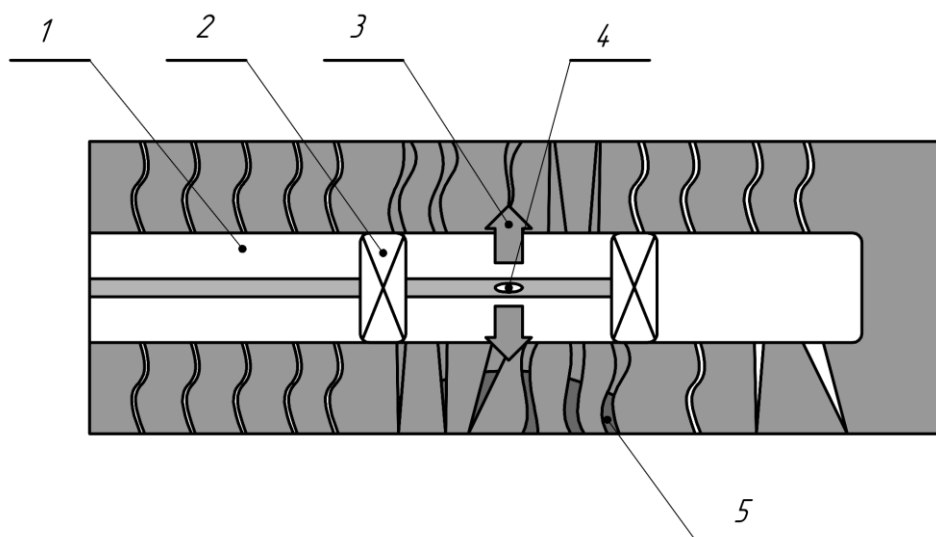
Этапы применения:

1. Подготовка состава: новый силиконовый состав готовится путем

смешивания с активатором, что инициирует процесс полимеризации и образования изолирующей массы. Важно отметить, что структура коллекторов рифейских отложений на Куюмбинском месторождении требует использования гибких по времени отверждения составов, чтобы успеть распределить их по кавернам и трещинам различных размеров. Исследования показывают, что раскрытость трещин в таких коллекторах варьируется от 8 до 660 мкм, что влияет на скорость распределения состава в пластовой зоне и его дальнейшую герметизацию [3].

2. Закачка состава: закачка производится с использованием двухпакерной системы (рис. 1), что позволяет изолировать целевой интервал горизонтального ствола скважины¹. Это особенно важно для Куюмбинского

месторождения, где протяженность изолируемых интервалов может достигать 300 м, а трещиноватая структура породы требует равномерного распределения состава по всей длине горизонтального ствола.



1 – открытый ствол; 2 – пакерная компоновка;
3 – новый силиконовый состав; 4 – порт для закачки;
5 – вода

Рис. 1. Двухпакерная система для закачки состава

Fig. 1. Two-packer system for composition injection

Источник: разработано на основе [2]

Source: developed on the basis of [2]

Исследования также показывают, что эффективная изоляция воды и газа возможна при использовании данной технологии закачки в трещины с проницаемостью до 1–5 мкм² [2, 4].

¹ Сехниашвили В.А., Штоль В.Ф., Скрылев С.А. и др. Патент RU 2480581 С1. Способ изоляции притока пластовых вод в пологих и горизонтальных скважинах. № 2011135865/03; Заявл. 29.08.2011; Оpubл. 27.04.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2013. Бюл. № 12. 8 с.

3. Условие отверждения: в процессе контакта с пластовой водой состав формирует прочную гелевую массу, которая блокирует притоки воды и газа [4, 5]. Время отверждения регулируется в зависимости от температуры и давления в пласте, что позволяет адаптировать состав для различных эксплуатационных условий [2, 6]. На Куюмбинском месторождении температура в коллекторе составляет 29–30 °С что позволяет использовать гибкие временные рамки для отверждения (от 1 до 24 часов).

К преимуществам нового силиконового состава относят:

1. Лабораторные и полевые испытания доказали, что силиконовый состав демонстрирует высокую эффективность в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов, обеспечивая блокировку даже крупных трещин.

2. Состав устойчив к воздействию высокоминерализованной пластовой воды, что минимизирует риск его разрушения или нежелательных химических реакций.

3. Состав сохраняет свои свойства при различных уровнях давления и температуры. В условиях высоких пластовых давлений (до 7,5 МПа) и температуры до 30 °С, он обеспечивает стабильную изоляцию без потери эффективности.

4. Благодаря длительному сроку действия и снижению необходимости в повторных ремонтно-изоляционных работах, силиконовый состав значительно сокращает эксплуатационные расходы. Например, успешные испытания на Куюм-

бинском месторождении показали снижение дебита жидкости на 76 м³/сут, что напрямую сокращает затраты на обслуживание скважин.

5. Состав не содержит токсичных компонентов, что снижает риск загрязнения окружающей среды. Его использование минимизирует выбросы и снижает нагрузку на экосистему, что делает его предпочтительным выбором для работы в районах с повышенными требованиями к экологической безопасности.

Оценка эффективности нового силиконового состава

Для оценки эффективности нового силиконового состава были использованы образцы карбонатных пород, характерных для рифейских отложений Куюмбинского месторождения. Месторождение отличается сложным геологическим строением, что связано с блоковым характером залежей и наличием трещиноватых карбонатных коллекторов (рис. 2).

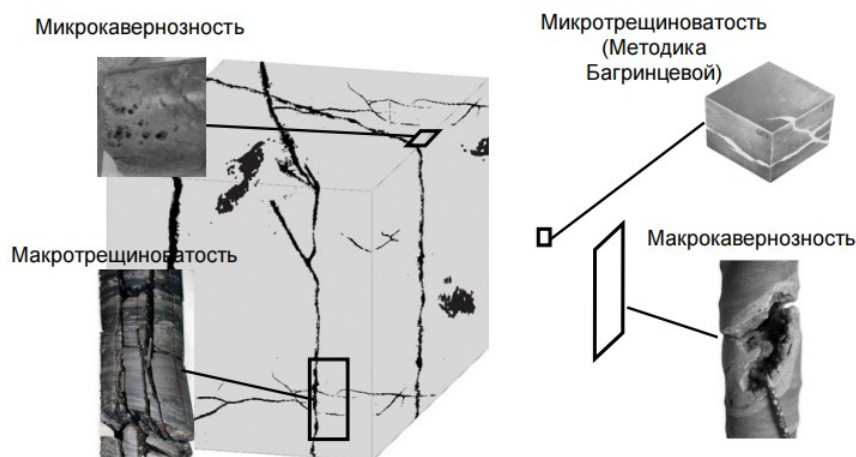


Рис. 2. Емкостная модель рифейского карбонатного коллектора

Fig. 2. Reservoir capacitance model of a Riphean carbonate reservoir

Источник: адаптировано из [7] и [8]

Source: adapted from [7] and [8]

Продуктивные горизонты относятся к каверново-трещинному типу коллекторов с пористостью матрицы 0,35–2,4% и трещинной проницаемостью, достигающей 5 мкм² [3, 9]. В исследовании также принимались во внимание продуктивные слои пласта P1+2ad и P2ez, где наблюдаются нефтегазоконденсатные залежи.

В рамках лабораторных исследований был проведен анализ взаимодействия нового силиконового состава с карбонатными породами и оценка его способности к изоляции притоков воды и газа в условиях моделирования. Применялись следующие методы:

– Физико-химические анализы для оценки совместимости состава с пластовой водой и нефтью продуктивных пластов, содержащих нефти с плотностью 0,822 г/см³ и малым содержанием серы (0,127%).

– Анализы на прочность образованных силиконовых пробок для определения их устойчивости в условиях

пластового давления и температурных условий Куюмбинского месторождения, где температура достигает 29–30 °С.

– Фильтрационные анализы с измерением фактора остаточного сопротивления для трещин различной раскрытости (50, 100 и 650 мкм).

Фактор остаточного сопротивления определяется как

$$R_{\text{ост}} = \frac{\lambda_{\text{в}}^{\text{до}}}{\lambda_{\text{в}}^{\text{после}}},$$

где $\lambda_{\text{в}}^{\text{до}}$ – подвижность воды до закачки нового силиконового состава;

$\lambda_{\text{в}}^{\text{после}}$ – подвижность воды после закачки нового силиконового состава.

ФОС характеризует кратность снижения исходной проницаемости трещины после заполнения ее составом для ограничения водопритока и газопритока [9, 10]. Полученные результаты приведены в табл. 2.

Табл. 2. Факторы остаточного сопротивления нового силиконового состава при различных степенях раскрытия трещин

Table 2. Residual resistance factors for the new silicone composition at different fracture openings

Раскрытость трещины, мкм	ФОС (вода)	ФОС (газ)
50	11	1
100	9	14
650	37	2

В полевых условиях проводилась закачка силиконового состава в скважины с активным притоком воды и газа. Контроль эффективности включал мониторинг параметров до и после обработки скважин, измерение дебита жидкости и газа.

Результаты лабораторных и полевых испытаний

На основе проведенных лабораторных и полевых исследований применение нового силиконового состава продемонстрировало значительные преимущества по сравнению с традиционными методами изоляции воды и газа (рис. 3).

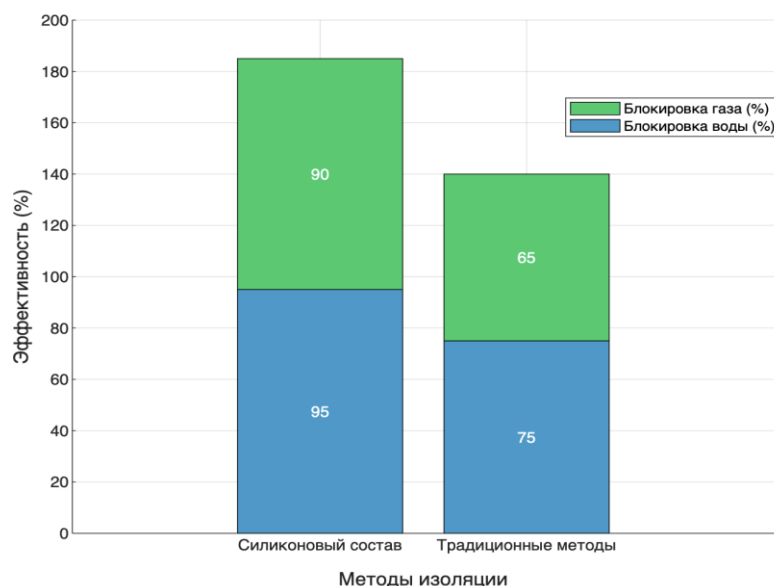


Рис. 3. Сравнение уровней блокирования притока воды и газа новым силиконовым составом и традиционными методами

Fig. 3. Comparison of water and gas inflow shutoff levels with new silicone composition and by conventional methods

Данный состав показал эффективность блокировки воды на уровне 95%, что значительно превосходит традиционные методы, где этот показатель составил 75%. Эффективность блокировки газа также значительно выше для нового состава (90%) по сравнению с традиционными методами (65%).

На рис. 4 представлена корреляция между ФОС и раскрытием трещин для нового силиконового состава. График показывает зависимость фактора остаточного сопротивления от раскрытия трещин как для воды, так и для газа:

– для воды: с увеличением раскрытия трещин ФОС для воды значительно возрастает, особенно при крупных трещинах (650 мкм), где ФОС достигает максимального значения 37, что означает, что новый силиконовый состав эффективно блокирует приток воды в условиях крупных трещин.

– для газа: в отличие от воды, для газа наибольшие значения ФОС наблюдаются при средних трещинах (100 мкм), где ФОС достигает значения 14. При меньших и больших трещинах (50 и 650 мкм) ФОС для газа значительно ниже, что указывает на снижение эффективности для газа в условиях очень мелких или крупных трещин.

Корреляция между ФОС и раскрытием трещин подтверждает, что силиконовый состав наиболее эффективен для блокировки воды в крупных трещинах, а для газа – в средних трещинах.

В одной из скважин Куюмбинского месторождения начальный дебит жидкости до применения состава составлял 485 м³/сут, что указывало на значительные притоки воды и необходимость проведения изоляционных мероприятий. После закачки силиконового состава дебит снизился на 76 м³/сут, что подтверждает высокую эффективность состава в сокращении притока воды.

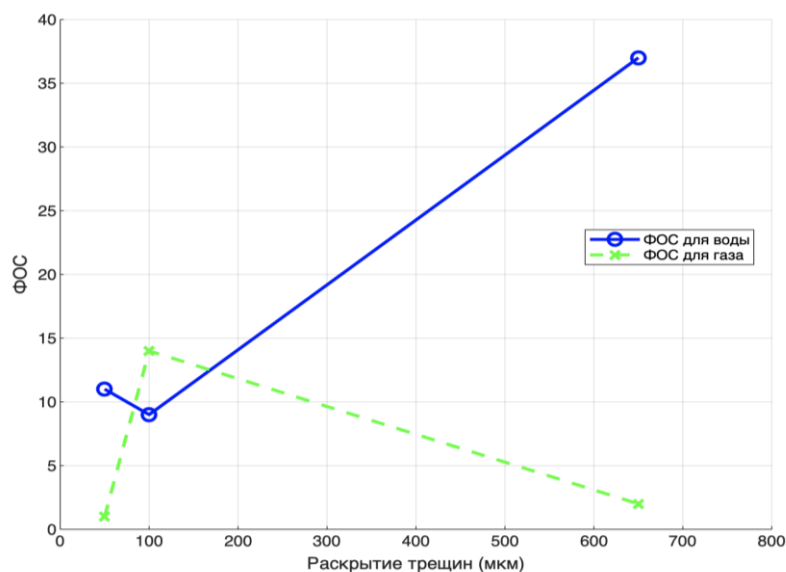


Рис. 4. Корреляция между ФОС и раскрытием трещин

Fig. 4. Correlation between residual resistance factors and fracture opening

В табл. 3 приведены сравнительные результаты лабораторных и полевых испытаний применения нового силико-

нового состава для блокировки водо- и газопритока в скважине и традиционных методов.

Табл. 3. Результаты лабораторных и полевых испытаний нового силиконового состава по сравнению с применением традиционных методов

Table 3. Results of laboratory and field tests of the new silicone composition compared to the use of traditional methods

Параметр	Силиконовый состав	Традиционные методы
Эффективность блокировки воды, %	95	75
Эффективность блокировки газа, %	90	65
Прочность после отверждения, МПа	50	30
Долговечность (устойчивость к давлению)	Высокая	Средняя
Стабильность при различных температурах	Высокая	Низкая
Экономическая выгода (сокращение затрат), %	30	10
Химическая стойкость (по шкале 1–10)	9	6
Экологическое воздействие (по шкале 1–10)	9	5
Токсичность (по шкале 1–10)	2	7

Прочность нового силиконового состава после отверждения достигает 50 МПа, что на 20 МПа выше, чем при применении традиционных методов. Данный состав сохраняет

свои свойства под воздействием пластовых давлений в течение длительного времени, минимизируя необходимость повторных ремонтно-изоляционных работ.

Он также сохраняет стабильность своих свойств в широком диапазоне температур, что делает его предпочтительным для применения в условиях пластов с различной температурой. По шкале химической стойкости состав получил оценку 9 из 10, что на 3 пункта выше, чем при применении традиционных методов (6 из 10).

Использование нового состава позволяет сократить затраты на 30%, что значительно превышает экономическую выгоду от использования традиционных методов – 10%). Это связано с более высокой долговечностью и эффективностью состава, что сокращает количество необходимых ремонтно-изоляционных работ. Силиконовый состав получил оценку 9 из 10 по шкале экологической безопасности, что значительно выше, чем в ходе использования традиционных методов – 5. Токсичность силиконового состава оценена на уровне 2, что значительно ниже по сравнению с применением традиционных методов – 7.

Результаты подтверждают, что применение нового силиконового состава не только технически превосходит традиционные методы, но также предлагает значительные экономические и экологические преимущества, что делает его предпочтительным выбором для применения в условиях Куюмбинского месторождения.

Вклад авторов

М.Ш.А. Беннаджи – концептуализация, методология, визуализация, создание черновика рукописи.

М.М. Бердник – методология, администрирование данных, формальный анализ.

В.П. Малюков – концептуализация, методология, руководство исследованием.

Анализ результатов лабораторных и полевых испытаний однозначно демонстрируют превосходство применения нового силиконового состава перед традиционными методами в контексте эффективности, долговечности и экономической выгоды. Применение этого состава на Куюмбинском месторождении показало его потенциал в улучшении показателей добычи и снижении затрат на обслуживание скважин.

Выводы

1. Новый состав показал высокую эффективность блокировки воды (95%) и газа (90%), значительно превосходя результаты традиционных методов.

2. Прочность после отверждения и температурная стабильность нового состава подтверждают его превосходство, что делает его идеальным выбором для использования в сложных условиях карбонатных резервуаров.

3. Состав не только снижает операционные затраты на 30%, но и обладает низким уровнем токсичности и высокой экологической безопасностью, что делает его предпочтительным вариантом в условиях повышенных требований к охране окружающей среды.

4. С учетом полученных результатов новый силиконовый состав предлагает важные перспективы для его широкого применения на нефтегазовых месторождениях, особенно в регионах с аналогичными геологическими условиями.

Т.К. Хамули – методология, программное обеспечение, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Никулин В.Ю., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. и др. Подбор составов и технологий для проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 96–101. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-96-101>
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Шаймарданов А.Р. и др. Выбор перспективных технологий для ограничения притока воды и газа в горизонтальных скважинах Куюмбинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 36–40. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-36-40>
3. Вахрушев С.А., Литвиненко К.В., Фоломеев А.Е. и др. Испытание новых технологий обработки призабойной зоны и ремонтно-изоляционных работ в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 31–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>
4. Zhang H., Bai B. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow // SPE Journal. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
5. Al-Obaidi S.H., Hofmann M., Smirnova V. Improvement of oil recovery in hydrocarbon fields by developing polymeric gel-forming composition // Natural Science & Advanced Technology Education. 2022. Vol. 31, No. 5. P. 425–434. <https://doi.org/10.53656/nat2022-5.02>
6. Akbar I., Zhou H. The opportunities and challenges of preformed particle gel in enhanced oil recovery // Recent Innovations in Chemical Engineering. 2020. Vol. 13, No. 4. P. 290–302. <https://doi.org/10.2174/2405520413666200313130911>
7. Кутукова Н.М. Критерии продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по комплексу геолого-геофизических данных // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9>
8. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», 2002. 254 с.
9. Дурагин В.Н., Стрижнев К.В. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. № 1 С. 14–29. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29>
10. Молдабаева Г.Ж., Эфендиев Г.М., Буктуков Н.С. и др. Влияние концентрации полимерных растворов на фильтрационные свойства коллекторов // Нефть и газ (Алматы). 2023. № 4(136). С. 56–67. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-4.04>

Информация об авторах

Мохамед Шабан Альхади Беннаджи – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 9701-1202, <https://orcid.org/0009-0007-8163-5110>; e-mail: mbennaji@mail.ru

Мария Михайловна Бердник – к.т.н., доцент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 9282-6504, <https://orcid.org/0009-0005-8313-071X>; e-mail: berdnik-mm@rudn.ru

Валерий Павлович Малюков – к.т.н., доцент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 2115-7665, <https://orcid.org/0000-0002-4877-6153>; e-mail: maliukov-vp@rudn.ru

Теофиль Кубуйя Хамули – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-5096-7117>; e-mail: kanielhkt@gmail.com

Поступила в редакцию 13.11.2024

Принята к публикации 05.05.2025

NOTES IN ENGINEERING

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

Effectiveness of a new silicone composition for improving water and gas shutoff in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field

Mohamed S.A. Bennaji, Maria M. Berdnik, Valery P. Malyukov, Théophile K. Hamuli ✉

Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, 6 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117198, Russia

Abstract. The article considers the problem of isolation of water and gas inflow in horizontal wells of carbonate fields, especially in the Kuyumbinskoye oil and gas condensate field. *Objective.* To develop a new silicone composition for sealing in the conditions of fractured reservoirs. *Materials and methods.* Laboratory and field studies were carried out, including compatibility tests with formation water and oil, as well as strength and filtration tests. *Results.* The studies showed high chemical compatibility of the formulation with fluids and rapid formation of an isolating mass. In the field, the composition proved its effectiveness when injected into wells with water and gas inflows. Pre- and post-treatment monitoring confirmed flow reduction. *Conclusions.* The composition enhances insulation durability, lowers operating costs and minimizes environmental impact.

Keywords: silicone composition, fractured reservoirs, produced water, water inflows

Funding: the work received no funding.

For citation: Bennaji M.S.A., Berdnik M.M., Malyukov V.P., Hamuli T.K. Effectiveness of a new silicone composition for improving water and gas shutoff in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 309–323. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

✉ Théophile K. Hamuli, kanielhkt@gmail.com

© Bennaji M.S.A., Berdnik M.M., Malyukov V.P., Hamuli T.K., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Mohamed S.A. Bennaji – conceptualization, methodology, visualization, writing – original draft.

Maria M. Berdnik – methodology, data curation, formal analysis.

Valery P. Malyukov – conceptualization, methodology, supervision.

Théophile K. Hamuli – methodology, software, validation, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Nikulin V.Yu., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. et al. Selection of insulation compositions and technologies for horizontal wells under difficult conditions. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2021. No. 10. P. 96–101. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-96-101>
2. Nikulin V.Yu., Mukminov, R.R., Shaymardanov A.R. et al. Selection of promising technologies to limit water and gas flow in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 7. P. 36–40. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-36-40>
3. Vakhrushev S.A., Litvinenko K.V., Folomeev A.E. et al. Testing of new technologies for bottom-hole treatment and water shutoff jobs in Rosneft Oil Company. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 6. P. 31–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>
4. Zhang H., Bai B. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE Journal*. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
5. Al-Obaidi S.H., Hofmann M., Smirnova V. Improvement of oil recovery in hydrocarbon fields by developing polymeric gel-forming composition. *Natural Science & Advanced Technology Education*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. 425–434. <https://doi.org/10.53656/nat2022-5.02>
6. Akbar I., Zhou H. The opportunities and challenges of preformed particle gel in enhanced oil recovery. *Recent Innovations in Chemical Engineering*. 2020. Vol. 13, No. 4. P. 290–302. <https://doi.org/10.2174/2405520413666200313130911>
7. Kutukova N.M. Productivity criteria of the Riphean deposits of the Yurubchen-Tokhomo zone of oil and gas accumulation according to a complex of geological and geophysical data. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. No. 3(26). P. 9. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9>
8. Chernitsky A.V. *Geological Modeling of Massive-Type Oil Deposits in Carbonate Fractured Reservoirs*. Moscow: RMNTK Nefteotdacha JSC, 2002. 254 p. (In Russ.).
9. Duryagina V.N., Strizhneva K.V. Development of sodium silicate-based inorganic water shut-off composition for low-permeability heterogeneous reservoirs. *Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*. 2014. No. 1. P. 14–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29>
10. Moldabayeva G.Zh., Efendiyev G.M., Buktukov N.S. et al. Influence of the concentration of polymer solutions on the filtration properties of reservoirs. *Oil and Gas (Almaty)*. 2023. No. 4(136). P. 56–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-4.04>

Information about the authors

Mohamed S.A. Bennaji – Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-8163-5110>; e-mail: mbennaji@mail.ru

Maria M. Berdnik – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-8313-071X>; e-mail: berdnik-mm@rudn.ru

Valery P. Malyukov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4877-6153>; e-mail: maliukov-vp@rudn.ru

Théophile K. Hamuli – Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-5096-7117>; e-mail: kanielhkt@gmail.com

Received 13 November 2024

Accepted 5 May 2025

ИНЖЕНЕРНЫЕ ЗАМЕТКИ

Оригинальная статья

УДК 553.983

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.09>

Первые результаты и сравнительный анализ экспериментальных исследований трансформации пустотного пространства черных битуминозных аргиллитов баженовской свиты Салымского месторождения при тепловом и СВЧ-воздействиях

А.А. Пономарев^{1,2} ✉, В.М. Александров^{2,3}, В.С. Корытов^{1,2}, Б.В. Григорьев⁴, К.А. Галинский², А.Е. Кудрявцев²

1 – ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», Россия, 625026, Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

2 – Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

3 – АО «Тандем», Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 57

4 – Тюменский государственный университет, Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6

Аннотация. *Актуальность.* Рассмотрена проблема добычи нефти из баженовской свиты, извлекаемые ресурсы которой по оценкам достигают 20 млрд т. *Цель работы.* Проанализировать известные методы увеличения нефтеотдачи в баженовской свите и рассмотреть перспективы использования технологии электромагнитного воздействия сверхвысокой частоты на пласт. *Материалы и методы.* Объект исследования – один из литотипов баженовской свиты – черный битуминозный аргиллит. Проведены эксперименты по термическому и электромагнитному воздействию сверхвысокой частоты с фиксацией изменений качественных и количественных характеристик экспериментальных образцов. *Результаты.* Задokumentированы изменения в структуре пустотного пространства по цифровым моделям. По результатам лабораторных исследований отмечается, что на структуру пустотного пространства могут влиять такие геохимические характеристики как битумоид и органический углерод – их пространственное распределение и количество. Представлены перспективы использования электромагнитного воздействия сверхвысокой частоты на пласт, достоинства и недостатки других методов. *Выводы.* Потенциальные эффекты методов увеличения нефтеотдачи будут контролироваться не только временем и степенью энергетического воздействия на пласт, но и геохимическими характеристиками конкретных отложений. Предлагается развивать промышленную технологию СВЧ-воздействия на целевые интервалы пласта, так как она выглядит более экологичной и энергоэффективной.

Ключевые слова: баженовская свита, трансформация пустотного пространства, компьютерная рентгеновская микротомография, СВЧ-пиролиз в открытой системе, пиролиз в открытой системе, цифровой анализ кернa

✉ Пономарев Андрей Александрович, ponomarev94@mail.ru

© Пономарев А.А., Александров В.М., Корытов В.С., Григорьев Б.В., Галинский К.А., Кудрявцев А.Е., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Благодарности: авторы выражают благодарность рецензентам за ценные советы, отдельные слова благодарности – ушедшим из жизни ученым: д.г.-м.н., члену-корреспонденту РАН Курчикову Аркадию Романовичу и д.г.-м.н., члену-корреспонденту РАН Нестерову Ивану Ивановичу за сохранение и развитие тюменской геологической школы.

Для цитирования: Пономарев А.А., Александров В.М., Корытов В.С., Григорьев Б.В., Галинский К.А., Кудрявцев А.Е. Первые результаты и сравнительный анализ экспериментальных исследований трансформации пустотного пространства черных битуминозных аргиллитов баженовской свиты Салымского месторождения при тепловом и СВЧ-воздействиях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 324–340. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.09>

Введение

Реалии сегодняшнего дня в области нефтедобычи заключаются в том, что эпоха «легкой» нефти завершается, многие месторождения сильно обводнены, это обуславливает необходимость поиска эффективных методов воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи.

Цель работы – анализ известных методов увеличения нефтеотдачи при различных подходах к разработке залежей в баженовской свите, в том числе современное состояние и перспективы использования технологии электромагнитного воздействия сверхвысокой частоты (СВЧ) на пласт.

Один из наиболее распространенных методов – использование поверхностно активных веществ (ПАВ) для извлечения оставшихся в мелких капиллярах коллекторов углеводородов (УВ). Преимущество применения ПАВ заключается в том, что стоимость любых мероприятий по повышению нефтеотдачи, производимых на разрабатываемых месторождениях с действующей наземной инфраструктурой значительно ниже, чем поисковые и геологоразведочные работы, освоение запасов, в том числе, трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты (оцениваются в 20 млрд т)¹.

Проблема добычи нефти из баженовской свиты (исключая опесчаненный разрез) заключается в том, что углеводороды сосредоточены в гидродинамически изолированных линзах и закрытых порах. Баженовская свита обладает большим количеством керогена, который в случае использования третичных методов увеличения нефтеотдачи способен сгенерировать дополнительные углеводороды.

По технологиям добычи нефти из баженовской свиты видятся два решения:

1. По концепции И.И. Нестерова (старшего), модель коллектора «баженит» и дилатантный режим разработки; предлагается проводить межскважинную сейсморазведку для локализации нефтяных линз; бурить скважину именно в эту линзу, проводить испытания в открытом забое, с последующим дилатантным режимом разработки на штуцере 6 мм.

¹ Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НПП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов: Отчет о НИР / Отв. исп. М.Б. Скворцов. М., 2016. Гос. рег. № 643-14-472.

На рис. 1 представлена модель коллектора баженита, промысловый эффект – по мере падения давления в нефтяной линзе, из которой ведется

добыча, происходит гидродинамическое соединение с соседней линзой за счет перепада давления и отсутствия жесткого скелета.



Рис. 1. Модель коллектора в баженитах

Fig. 1. Model of a reservoir in bazhenites

Источник: адаптировано из: Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Мальных А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 256 с.

Source: adapted from: Nesterov I.I., Ushatinsky I.N., Malykhin A.Ya. et al. *Oil and Gas Content of Clayey Rocks of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 1987. 256 p. (In Russ.)

2. Использование третичных методов увеличения нефтеотдачи. В работе представлены результаты воздействия на черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты тепловым полем и СВЧ-излучением. Описаны процессы изменения структуры пустотного пространства в результате воздействия на пласт. Для оценки трансформации пустотного пространства использовался метод компьютерной рентгеновской микротомографии – цифровой анализ керна.

На сегодняшний день нет технологий, на 100% адаптированных ко всем

литологическим типам баженовской свиты. При проектировании разработки месторождений в баженовской свите необходимо, прежде всего, детально изучать литологические, геохимические и термобарические условия конкретного месторождения. В работе [1] отмечается, что для разработки баженовской свиты могут быть использованы вторичные и третичные методы воздействия на пласт. Вторичные методы воздействия на пласт – закачка в пласт воды, газа или иных реагентов для извлечения уже сформировавшихся УВ.

Применение третичных методов направлено на преобразование в пластовых условиях органического вещества в подвижные УВ [2]. В литературе встречается достаточно много работ по лабораторному моделированию вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи в баженовской свите, например, [1]. Промысловые испытания термогазового воздействия на пласт баженовской свиты требуют углубленной проработки и выявления закономерностей его применения в зависимости от физико-химических характеристик пласта.

Применение наклонно-направленного бурения, бурения горизонтальных скважин и проведения гидроразрыва пласта не дают положительных, продолжительных результатов в увеличении добычи нефти из баженовской свиты, предполагается, что скважины с высокими дебитами нефти попали в зоны естественной трещиноватости отложений.

В диссертационной работе В.Т. Литвина отмечается, что добычу нефти можно осуществлять и из отложений баженовской свиты других литологических типов (рис. 2).

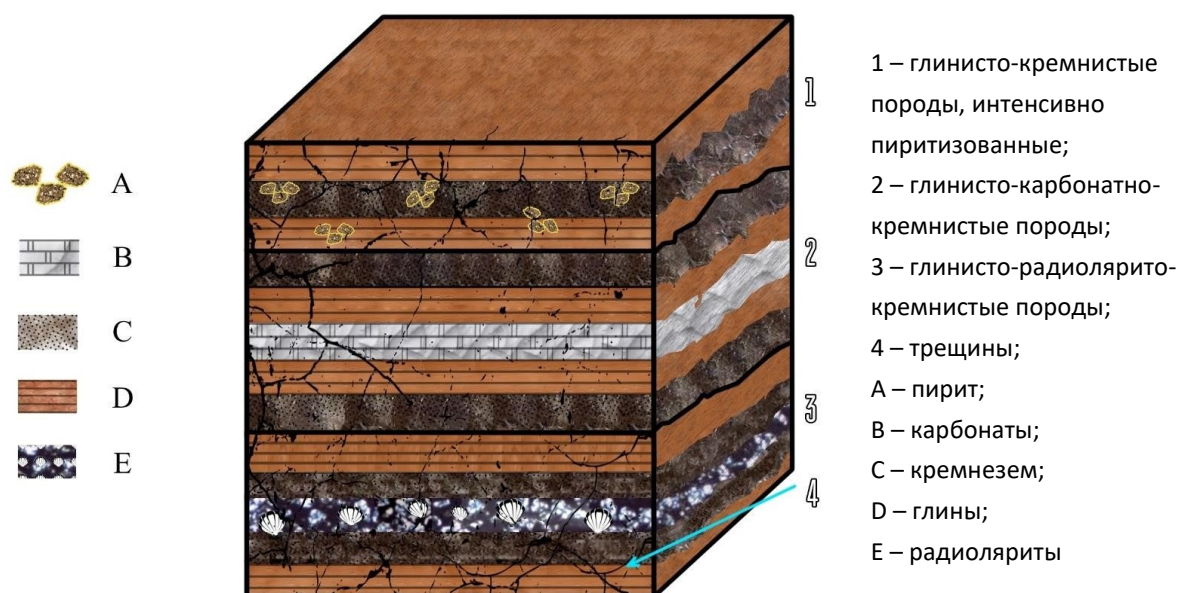


Рис. 2. Упрощенная литолого-емкостная модель тутлеймской (баженовской) свиты Пальяновской площади

Fig. 2. Simplified lithological and capacitance model of the Tutleim (Bazhenov) Formation of the Palyanovskaya area

Источник: адаптировано из: Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: Автореф. дис. канд. техн. наук. СПб., 2016. 20 с.

Source: adapted from: Litvin V.T. Substantiation of oil inflow intensification technology for Bazhenov Formation reservoirs using acid treatment. Cand. Sci. diss. abstr. St. Petersburg, 2016. 20 p. (In Russ.)

Как отмечает В.Т. Литвин, обычно при разработке низкопроницаемых коллекторов повышение коэффициента извлечения нефти пытаются достичь за счет модификации системы заводнения. В случае с баженовской

свитой этот подход не работает в связи со сложно предсказуемой гидродинамической связью отложений, поэтому отмечается важность выбора методов интенсификации притока пласта Ю₀.

В своих исследованиях В.Т. Литвин приводит результаты кислотной обработки призабойной зоны, которая обеспечила дополнительную добычу 754 т нефти за период с 01.09.2015 по 17.02.2016. Важным инструментом оценки эффективности применения кислотной обработки призабойной зоны пласта в лабораторных условиях выступил метод компьютерной рентгеновской микро-томографии. В.Т. Литвин исследовал каналы фильтрации, которые появились после воздействия на керн баженовской свиты кислотой, и получил положительный результат промыслового применения кислотной обработки.

Также В.Т. Литвин со своими соавторами отмечают необходимость отбора ориентированного по сторонам света керна с целью выявления направления естественной трещиноватости. Эта рекомендация встречается в работе [3].

Что касается промысловых испытаний применения термогазового воздействия на баженовскую свиту, существует положительный опыт у компании РИТЭК, которая использовала технологию термогазового воздействия в комплексе с бурением горизонтальной скважины, накопленная добыча нефти увеличилась на 10 тыс. т.

Бурение горизонтальных скважин, как отмечалось выше, является малоэффективным, так как в баженовской свите отсутствует жесткий скелет, в связи с этим происходят обвалы стенок горизонтальных скважин. Интересное решение было предложено компанией ООО «АТЛАС» – заполнять горизонтальные скважины обычным песком, что позволит избежать обвалов ствола горизонтальных скважин и при этом сохранит хорошие фильтрационные свойства, однако для внедрения подобного подхода необходимо

дополнительно разрабатывать технологию заполнения скважины песком во время бурения [4].

Материалы и методы

Было осуществлено два эксперимента по воздействию на образцы баженовской свиты: 1) тепловое воздействие, 2) СВЧ-воздействие.

Для проведения эксперимента были подготовлены образцы керна баженовской свиты – 6 черных битуминозных аргиллитов из скважины № 301 Салымского месторождения (инт. отбора 3005–3008 м), Содержание органического углерода из этого интервала составило от 2,7% до 6,3%, в среднем 4,8% [5]. Важно отметить, что даже внутри одного литотипа – черных битуминозных аргиллитов – на расстоянии 0,5–1,0 см концентрация органического вещества (ОВ) может в значительной степени отличаться. Учитывая это, о степени трансформации пустотного пространства в результате воздействий можно судить, опираясь на теоретические представления о том, что чем больше органического вещества при достаточно высоких температурах (больше 320 °C), тем сильнее трансформация. Также на трансформацию могут влиять микронеоднородности внутри образца, так как трещины распространяются по пути наименьшего сопротивления.

Для пиролиза было использовано 5 экспериментальных образцов, которые были помещены в муфельную печь. Удаление из муфельной печи происходило по достижению температуры 100–200–300–400–500 °C соответственно для каждого образца. Скорость нагрева составила 10 °C в минуту. Температура фиксировалась с помощью промышленного термометра. Фотография экспериментальных образцов после термического воздействия представлена на рис. 3.



Рис. 3. Экспериментальные образцы после прогрева

Fig. 3. Experimental samples after heating

Далее по всем 6 образцам без термического воздействия были получены цифровые модели методом компьютерной рентгеновской микротомографии, (модель рентгеновского микротомографа – SkyScan 1172).

Были выбраны оптимальные настройки сканирования: диаметр образца составил 12 мм; разрешающая способность съемки 3,3 мкм/пиксель; тип фильтра – алюминий+медь (стандартный для микротомографа SkyScan 1172), шаг сканирования – 0,3 °C; количество кадров – 5; количество случайных кадров – 30; сканирование производилось на 360°.

Для оценки эффектов трансформации пустотного пространства за счет воздействия СВЧ-излучения использовался один и тот же образец, который не был подвержен термическому воздействию. В качестве СВЧ-излучателя использовалась бытовая микроволновая печь со следующими характеристиками: частота – 2450 МГц, мощность – 700 Вт. Исследовался один и тот же образец, который подвергался прерывистому воздействию СВЧ-излучения. Изменения в структуре пустотного пространства во время эксперимента при прерывистом СВЧ-воздействии были задокументированы.

Далее с помощью компьютерной рентгеновской микротомографии были получены цифровые модели:

- 1 – образец без воздействия;
- 2 – воздействие 4 минуты, далее остывание 60 минут, повторное воздействие 4 минуты с последующим остыванием;
- 3 – тот же образец, дополнительное воздействие 5 минут с последующим остыванием;
- 4 – повторное воздействие 5 минут с последующим остыванием.

Акцентируем внимание на том, что это был один и тот же образец.

Выбор такого режима воздействия был сделан исходя из соображений, что СВЧ-волны не только влияют на образец посредством нагрева, но и оказывают каталитическое влияние на процессы генерации нефти (во избежание аномально высоких температур, не превышающих 300 °C). Настройки сканирования и реконструкции цифровых моделей были такими же, как в цифровых моделях экспериментальных образцов, прогретых в муфельной печи. Понимание эффектов СВЧ-воздействия на нефтематринские породы может послужить катализатором развития новых третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Результаты

При проведении эксперимента по термическому воздействию на экспериментальные образцы при температуре 370 °С один образец взорвался (удалось получить цифровую модель фрагмента этого образца), а другой

при температуре 480 °С загорелся. Ниже представлены результаты анализа цифровых моделей образцов (рис. 4 и табл. 1).

Результаты анализа цифровых моделей образца, подверженного СВЧ-воздействию, представлены на рис. 5.

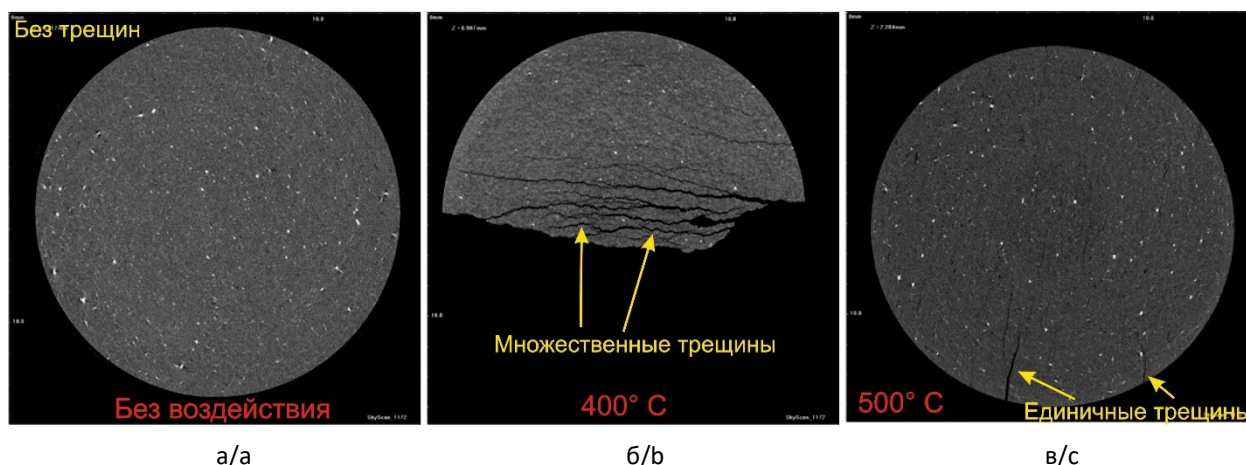


Рис. 4. Срезы цифровых моделей экспериментальных образцов:

- а – без прогрева (воздействия);
- б – прогрев до 400 °С;
- в – прогрев до 500 °С

Fig. 4. Sections of digital models of experimental samples:

- a – without heating (exposure);
- b – heating up to 400 °С;
- c – heating up to 500 °С

Табл. 1. Результаты оценки пористости и эквивалент-диаметров пор экспериментальных образцов, подверженных термическому воздействию

Table 1. Results of evaluation of porosity and equivalent pore diameters of experimental samples subjected to thermal influence

Температура воздействия, °С	Кп, %	Эквивалент диаметры пор и их доля от КП, %				
		7 мкм	13 мкм	20 мкм	27 мкм	34 мкм
Без воздействия	2,5	56,94	37,47	4,52	1,07	0
100	3,8	51,05	46,46	2,47	0,02	0
200	3,4	48,54	46,71	4,48	0,22	0,06
300	3,2	49,40	40,52	8,04	1,86	0,17
400	6,4	27,07	42,99	19,05	9,72	1,17
500	4,2	40,38	42,46	13,68	3,43	0,04

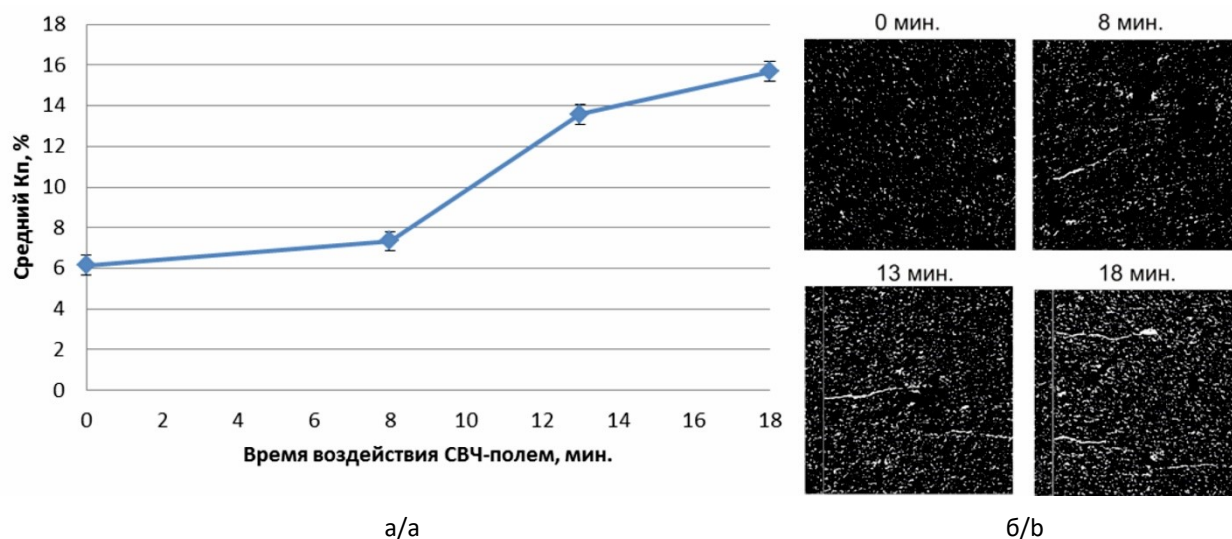


Рис. 5. Результаты цифрового анализа экспериментального образца, подверженного СВЧ-воздействию:
 а – график изменения пористости в зависимости от времени воздействия СВЧ-полем;
 б – бинаризованная структура пустотного пространства в 2D на разных стадиях (времени) воздействия

Fig. 5. Results of digital analysis of an experimental sample subjected to microwave influence:
 а – graph of porosity variation as a function of microwave field exposure time;
 б – binarized structure of void space in 2D at different stages (time) of exposure

Обсуждение результатов

В настоящей работе были проведены экспериментальные исследования по термическому и СВЧ-воздействию и задокументированы изменения в структуре пустотного пространства.

Известно, что изменения в структуре пустотного пространства керогено-содержащих пород зависят не только от скорости нагрева, но и от содержания органического вещества. Анализируя рис. 5, можно сделать вывод, что в баженовской свите, аналогично доманиковой формации, в зависимости от содержания ОВ при нагреве наблюдаются различные эффекты трансформации пустотного пространства.

Экспериментальная коллекция образцов была выбрана с минимальным расстоянием между образцами и уложилось в интервал 50 см. Это было сделано в связи с предположением,

что чем ближе образцы друг к другу – тем меньше изменчивость их свойств.

Исследования интервала отбора образцов показывают, что содержание ОВ, даже в пределах 50 см керна может в образцах различаться и показывать различные эффекты трансформации пустотного пространства даже при одинаковой температуре нагрева.

Сравнение результатов пиролиза в открытой системе и пиролиза с помощью СВЧ-воздействия на экспериментальные образцы, можно заключить, что результаты близкие.

Сравнивать численные показатели затруднительно, однако образование трещиноватости фиксируется результатами микротомографии при пиролизе в открытой системе и при пиролизе с помощью СВЧ-воздействия.

Термическое воздействие

Во время проведения эксперимента два образца (1 – прогретый до 400 °С, 2 – прогретый до 500 °С) при температуре 370 °С находились в одинаковых внешних условиях. Один образец взорвался, судя по всему, из-за генерации легких УВ, второй сохранил свою целостность. Это подтверждает, что эффективность создания искусственного коллектора в баженовской свите в результате использования третичных термических методов увеличения нефтеотдачи контролируется геохимической характеристикой – содержанием ОВ. Увеличение количества пор размером 27–34 мкм начинает происходить уже после достижения температуры 200 °С. Известно, что трансформация керогена (Метод пиролиза по технологии Rock-Eval) начинается после 300 °С² – это противоречит полученным результатам. При интерпретации результатов анализа цифровых моделей, для образцов, прогретых до 200 °С, можно предположить следующее:

1. Происходит расширение битумоида и частичное увеличение некоторых пор, где присутствуют благоприятные условия для этого;

2. Образцы баженовской свиты, даже при непрерывном отборе керна, обладают разными свойствами, например, в одном образце могут присутствовать крупные углистые включения, которые не отличимы по рентген-плотности от пор.

СВЧ-излучение

СВЧ-излучение – это сверхвысоко-частотное электромагнитное излучение, которое обладает эффектом нагрева некоторых элементов горной породы, в том числе керогена и битумоида. Наиболее

часто в литературе встречаются работы по СВЧ-воздействию на залежи высоко-вязкой нефти [6], в том числе с использованием специальных нанокатализаторов, усиливающих эффект нагрева залежей [7]. Встречаются работы по пиролизу сланцев с помощью СВЧ-излучения [8, 9]. СВЧ-воздействие на залежи углеводородов в сравнении с классическим термогазовым воздействием отличается тем, что происходит преобразование электромагнитной энергии в тепловую. Предполагается (так как СВЧ-воздействие пока еще не внедрено в практику МУН), что СВЧ-нагрев выглядит эффективнее, так как он сводит к минимуму потери тепла и позволяет целенаправленно прогревать конкретные целевые интервалы пласта. Например, исследования по моделированию процесса микроволнового нагрева показали, что СВЧ-воздействие позволяет увеличить совокупную добычу газа в сланцевых пластах на 45% [10] и в значительной степени снизить вязкость нефти, облегчая добычу [11].

Идея воздействия СВЧ-излучением на сланцевые формации – не новая, однако в контексте данного исследования получены результаты изменений структуры пустотного пространства одного из литотипов баженовской свиты – черного битуминозного аргиллита. В отличие от горючих сланцев зарубежных нефтегазоносных провинций, битуминозные аргиллиты баженовской свиты могут быть охарактеризованы как отложения, которые не имеют жесткого скелета. Даже в рамках одного и того же литотипа наблюдается значимое отличие геохимических характеристик, которые влияют на эффекты трансформации пустотного пространства – к ним можно отнести количественное содержание битумоида и ОВ, а также их геометрическое расположение внутри исследуемого образца.

² Пиролиз Rock-Eval.

<https://neftegaz.ru/science/development/331667-piroliz-rock-eval/> (дата обращения: 29.05.2025).

Известно, что трещины распространяются по пути наименьшего геомеханического сопротивления, это значит, что от структуры пустотного пространства и расположения керогена будет зависеть финальный результат фильтрационных свойств исследуемого образца, подвергнутого воздействию. Отсутствие жесткого скелета в баженовских битуминозных аргиллитах обуславливает необходимость детализированной проработки оценки эффективностей применения СВЧ-излучения в промышленных масштабах, в качестве метода увеличения нефтеотдачи.

Высокочастотные электромагнитные волны имеют сильные ограничения по глубине проникновения в пласт, но развитие СВЧ-излучателей в нефтедобывающей промышленности показано в работе [12], отмечается, что спектр СВЧ-излучения достаточно широк и позволяет подобрать параметры излучения таким образом, чтобы обеспечить эффективный прогрев нефтяного пласта.

Говоря про конкретный экспериментальный образец, анализируя рис. 5, следует отметить, что в результате СВЧ-воздействия эффекты трансформации пустотного пространства фиксируются уже после 8-минутного воздействия: увеличивается коэффициент пористости, а также наблюдаются процессы автофлюидоразрыва с образованием трещиноватости. Наиболее интенсивные изменения в структуре пустотного пространства фиксируются во временном интервале с 8 по 13 минуту воздействия. В 2019 г. была опубликована работа [13] с совмещением цифровых моделей исследуемого в настоящей работе экспериментального образца, подвергнутого СВЧ-воздействию. Были совмещены

цифровые модели: без воздействия и после 8-минутного воздействия, результат совмещения цифровых моделей представлен на рис. 6. Результат вычитания цифровых моделей одной из другой трактуется следующим образом: серый цвет – изменений нет, черный и ярко-белый – изменения. В результате воздействия образовались трещины и увеличился диаметр образца. Черный и белый цвет могут быть следствием как изменения одной модели, так и другой. Без изменений – серый цвет монолитный. Черные и белые точки – результат не идеального совмещения тяжелых минералов.

В этой работе дополнительно, используя метод цифрового анализа – совмещение цифровых моделей и вычитание цвета (одной модели из другой), удалось зафиксировать косвенным путем увеличение диаметра образца (белый цвет по окружности образца) после 8-минутной СВЧ-обработки, а также образование трещиноватости (желтые стрелки на рис. 6).

Следует учесть экологичность перспективной промысловой технологии СВЧ-пиролиза в пластовых условиях. Микроволновое воздействие является более экологичным методом по сравнению с традиционными тепловыми методами термогазового воздействия, поскольку оно производит меньше выбросов парниковых газов и не требует меньше воды [11]. Снижение тепловых потерь за счет целенаправленного прогрева конкретных интервалов является немаловажным фактором заботы об окружающей среде. Это приводит к снижению эксплуатационных расходов по сравнению с традиционными методами, такими как впрыск пара, которые часто связаны с высоким потреблением энергии и потерями тепла [14].

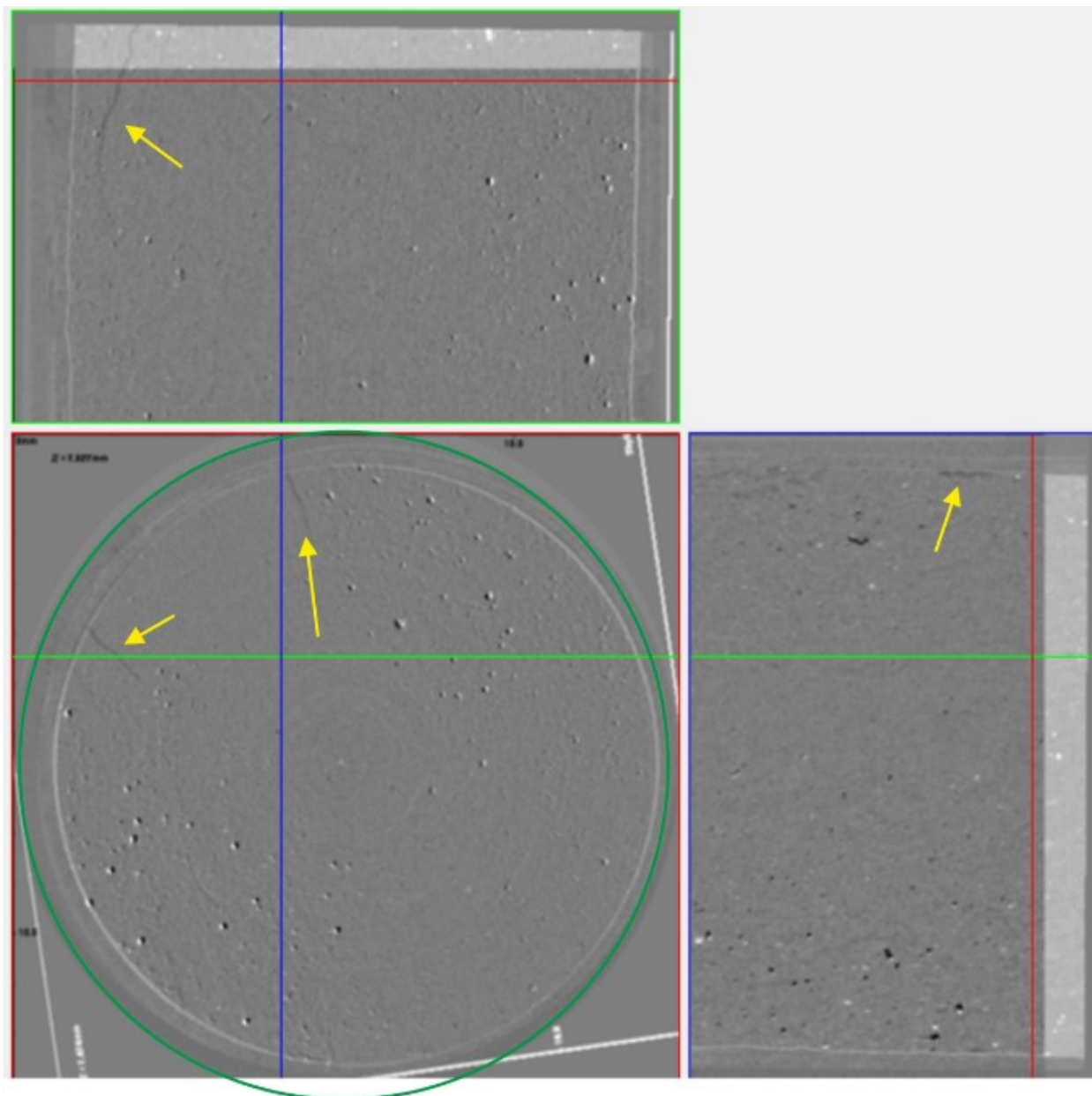


Рис. 6. Ортогональные сечения совмещенных цифровых моделей до и после 8 минутного СВЧ-воздействия на образец

Fig. 6. Orthogonal sections of combined digital models before and after 8 minutes of microwave exposure to the sample.

Источник: адаптировано из [13]

Source: adapted from [13]

Необходимо отметить, что одной из основных проблем является масштабирование технологии СВЧ-воздействия для применения в промышленных условиях, а не в лабораториях. Хотя лабораторные

эксперименты показали многообещающие результаты, внедрение микроволнового нагрева в процесс добычи нефти требует дальнейших исследований и разработок [15, 16].

Заключение

Приведен анализ известных методов увеличения нефтеотдачи при различных подходах к разработке залежей в баженовской свите. Проанализированы современное состояние и перспективы использования технологии воздействия СВЧ на пласт.

Задокументированы изменения в структуре пустотного пространства по цифровым моделям образцов, подвергшимся пиролизу в открытой системе и СВЧ-пиролизу. Результаты показали увеличение коэффициента пористости и образование трещиноватости при том и другом виде пиролиза. При разработке третичных методов нефтеотдачи для баженовской свиты обязательно нужно учитывать геохимические характеристики, такие как содержание битумоида и органического вещества целевых пластов. Потенциальные эффекты методов увеличения нефтеотдачи

будут контролироваться не только временем и степенью энергетического воздействия на пласт, но и геохимическими характеристиками конкретных отложений. Судя по анализу цифровых моделей образцов черных битуминозных аргиллитов баженовской свиты, даже при относительно невысоких температурах воздействия (до активации генерации жидких и газообразных углеводородов из керогена) наблюдаются изменения в структуре пустотного пространства, предположительно происходит расширение битумоида и увеличение размера пор.

По результатам экспериментальных данных и литературного анализа рассмотрены достоинства и недостатки теплового и СВЧ-воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи.

Предлагается развивать промышленную технологию СВЧ-воздействия на целевые интервалы пласта, так как она выглядит более экологичной и энергоэффективной.

Вклад авторов

А.А. Пономарев – концептуализация, создание рукописи и ее редактирование.

В.М. Александров – методология.

В.С. Корытов – администрирование проекта.

Б.В. Григорьев – ресурсы.

К.А. Галинский – проведение исследования.

А.Е. Кудрявцев – программное обеспечение.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Левкина В.В., Калмыков А.Г., Генарова Т.Н. и др. Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 4. С. 95–102. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>

2. Якуш С.Е., Полищук А.М. Разработка Баженовской свиты: проблемы и подходы // Процессы в геосредах. 2019. № 4(22). С. 540–551.

3. Белозёров В.Б. Открытая трещиноватость баженовской свиты и перспективы ее разработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329, № 1. С. 150–158.
4. Иванников В.И., Иванников И.В., Олеванов С.А. К вопросу разработки и добычи нефти из залежей баженовской свиты // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 8. С. 44–50. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-8-44-50>
5. Ponomarev A.A., Kadyrov M. A., Gafurov M.R. et al. Magnetic field impact on geochemistry of soluble organic matter when heat-treating oil shales and search for analogies in nature // Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C. 2023. Vol. 129. P. 103306. <https://doi.org/10.1016/j.pce.2022.103306>
6. Shang H., Yue Y., Zhang J. et al. Effect of microwave irradiation on the viscosity of crude oil: A view at the molecular level // Fuel Processing Technology. 2018. Vol. 170. P. 44–52. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.10.021>
7. Hanyong L., Kexin C., Ling J. et al. Experimental study on the viscosity reduction of heavy oil with nano-catalyst by microwave heating under low reaction temperature // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 170. P. 374–382. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.078>
8. Taheri-Shakib J., Kantzas A. A comprehensive review of microwave application on the oil shale: Prospects for shale oil production // Fuel. 2021. Vol. 305. P. 121519. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121519>
9. Cheng Y., Lin S., Ma Y. Pore structure of oil shale heated by using conduction and microwave radiation: A case study of oil shale from the Fushun in China // Geofluids. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 6231192. <https://doi.org/10.1155/2022/6231192>
10. Sun C., Liu W., Wang B., Guo C. Modeling microwave heating for enhanced shale gas recovery: Fully coupled two-phase flows with heat transfer and electromagnetism in deformable reservoirs // Applied Thermal Engineering. 2024. Vol. 248. P. 123190. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123190>
11. Gharibshahi R., Asadzadeh N., Jafari A. Toward understanding the effect of electromagnetic radiation on in situ heavy oil upgrading and recovery: Background and advancements // Innovations in Enhanced and Improved Oil Recovery – New Advances / Ed. by M. Zoveidavianpoor. Vienna: InTechOpen, 2023. P. 164–177. <https://doi.org/10.5772/intechopen.1002809>
12. Cao B., Dergunov V.S., Chelintsev S.N. Effects of hybrid microwave heating on the structural and mechanical properties of heavy oil // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2021. Vol. 57, No. 3. P. 492–498. <https://doi.org/10.1007/s10553-021-01272-5>
13. Пономарев А.А. Методика косвенной оценки наличия нефтегенерации в глинисто-битуминозных породах под воздействием СВЧ-волн // Технологии нефти и газа. 2019. № 2(121). С. 28–31. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>
14. Hascakir B., Acar C., Akin S. Microwave-assisted heavy oil production: An experimental approach // Energy & Fuels. 2009. Vol. 23, No. 12. P. 6033–6039. <https://doi.org/10.1021/EF9007517>
15. Peng M., Li W., Lin L. et al. Feasibility analysis of nanoparticles enhanced in-situ microwave thermal recovery of shale oil // Proceedings of the 10th International Field Exploration and Development Conference. Singapore: Springer, 2020. P. 2864–2874. https://doi.org/10.1007/978-981-16-0761-5_268

16. *Gharibshahi R., Omidkhah M., Jafari A.* Sandpack flooding of microwave absorbent nanofluids under electromagnetic radiation: An experimental study // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 853–865. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01736-w>

Информация об авторах

Андрей Александрович Пономарев – главный специалист, ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», Тюмень, Россия; старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 3969-5187, <https://orcid.org/0000-0002-9770-4586>; e-mail: ponomarev94@mail.ru

Вадим Михайлович Александров – к.г.-м.н., заместитель генерального директора, АО «Тандем», Тюмень, Россия; доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 7591-0301, <https://orcid.org/0009-0008-8247-1901>; e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

Виталий Сергеевич Корытов – заместитель директора лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», Тюмень, Россия; доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 5974-3446, <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>; e-mail: korytov85@mail.ru

Борис Владимирович Григорьев – к.т.н., заведующий кафедрой, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 4206-1318, <https://orcid.org/0000-0002-2757-1386>; e-mail: b.v.grigorev@utmn.ru

Кирилл Александрович Галинский – старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 7227-5530, <https://orcid.org/0009-0003-6930-5670>; e-mail: galinskijka@tyuiu.ru

Антон Евгеньевич Кудрявцев – старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 4413-3850, <https://orcid.org/0000-0003-4556-6780>; e-mail: kudrjavgsevae@tyuiu.ru

Поступила в редакцию 28.02.2025

Принята к публикации 17.04.2025

NOTES IN ENGINEERING

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.09>

First results and comparative analysis of experimental studies of void space transformation in black bituminous mudstones of the Bazhenov Formation of the Salym field under thermal and microwave effects

Andrey A. Ponomarev^{1,2} ✉, Vadim M. Alexandrov^{2,3}, Vitaly S. Korytov^{1,2}, Boris V. Grigoriev⁴, Kirill A. Galinsky², Anton E. Kudryavtsev²

1 – NOVATEK Scientific and Technical Center LLC, 53 50 let VLKSM St., Tyumen, 625026, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russia

3 – Tandem JSC, 57 Respubliki St., Tyumen, 625000, Russia

4 – University of Tyumen, 6 Volodarskogo St., Tyumen, 625003, Russia

Abstract. *Background.* The article considers the problem of oil production from the Bazhenov Formation, the recoverable resources of which are estimated to reach 20 billion t. *Objective.* To analyze the known methods of enhancing oil recovery in the Bazhenov Formation and to consider the prospects for using the technology of ultrahigh frequency electromagnetic action on the formation. *Materials and methods.* The object of the study is one of the lithotypes of the Bazhenov Formation – black bituminous argillite. Experiments were carried out on thermal and electromagnetic action of ultrahigh frequency with recording of changes in the qualitative and quantitative characteristics of the experimental samples. *Results.* Changes in the structure of the void space are documented using digital models. According to the results of laboratory studies, it is noted that the structure of the void space can be affected by such geochemical characteristics as bitumen and organic carbon – their spatial distribution and quantity. The prospects for using ultrahigh frequency electromagnetic action on the formation, the advantages and disadvantages of other methods are presented. *Conclusions.* The potential effects of enhanced oil recovery methods will be controlled not only by the time and degree of energy impact on the reservoir, but also by the geochemical characteristics of specific deposits. The industrial technology of microwave impact on target reservoir intervals is proposed to be developed, as it appears to be more environmentally friendly and energy efficient.

Keywords: Bazhenov Formation, void space transformation, computer X-ray microtomography, microwave effects, thermal effects, digital core analysis

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the authors are grateful to the reviewers for their valuable advice; special thanks to the scientists who passed away: Arkady R. Kurchikov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, and Ivan I. Nesterov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, for the preservation and development of the Tyumen geological school.

✉ Andrey A. Ponomarev, ponomarev94@mail.ru

© Ponomarev A.A., Alexandrov V.M., Korytov V.S., Grigoriev B.V., Galinsky K.A., Kudryavtsev A.E., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Ponomarev A.A., Alexandrov V.M., Korytov V.S., Grigoriev B.V., Galinsky K.A., Kudryavtsev A.E. First results and comparative analysis of experimental studies of void space transformation in black bituminous mudstones of the Bazhenov Formation of the Salym field under thermal and microwave effects. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 324–340. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.09>

Author contributions

Andrey A. Ponomarev – conceptualization, writing – review & editing.

Vadim M. Alexandrov – methodology.

Vitaly S. Korytov – project administration.

Boris V. Grigoriev – resources.

Kirill A. Galinsky – investigation.

Anton E. Kudryavtsev – software.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Levkina V.V., Kalmykov A.G., Genarova T.N. et al. Comparison of influence on the formation by secondary and tertiary methods for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential. *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 4. P. 95–102. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>
2. Yakush S.E., Polishchuk A.M. Oil recovery from Bazhen Formation: Problems and approaches. *Protsessy v geosredakh*. 2019. No. 4(22). P. 540–551. (In Russ.).
3. Belozеров V.B. Open-fractured Bazhenov Suite and its future development. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018. Vol. 329, No. 1. P. 150–158. (In Russ.).
4. Ivannikov V.I., Ivannikov I.V., Olevanov S.A. On the problem of the deposits' development and oil production from the Bazhenov Suite deposits. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2019. No. 8. P. 44–50. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2019-8-44-50>
5. Ponomarev A.A., Kadyrov M. A., Gafurov M.R. et al. Magnetic field impact on geochemistry of soluble organic matter when heat-treating oil shales and search for analogies in nature. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*. 2023. Vol. 129. P. 103306. <https://doi.org/10.1016/j.pce.2022.103306>
6. Shang H., Yue Y., Zhang J. et al. Effect of microwave irradiation on the viscosity of crude oil: A view at the molecular level. *Fuel Processing Technology*. 2018. Vol. 170. P. 44–52. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.10.021>
7. Hanyong L., Kexin C., Ling J. et al. Experimental study on the viscosity reduction of heavy oil with nano-catalyst by microwave heating under low reaction temperature. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 170. P. 374–382. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.078>
8. Taheri-Shakib J., Kantzas A. A comprehensive review of microwave application on the oil shale: Prospects for shale oil production. *Fuel*. 2021. Vol. 305. P. 121519. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121519>
9. Cheng Y., Lin S., Ma Y. Pore structure of oil shale heated by using conduction and microwave radiation: A case study of oil shale from the Fushun in China. *Geofluids*. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 6231192. <https://doi.org/10.1155/2022/6231192>

10. Sun C., Liu W., Wang B., Guo C. Modeling microwave heating for enhanced shale gas recovery: Fully coupled two-phase flows with heat transfer and electromagnetism in deformable reservoirs. *Applied Thermal Engineering*. 2024. Vol. 248. P. 123190. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123190>
11. Gharibshahi R., Asadzadeh N., Jafari A. Toward understanding the effect of electromagnetic radiation on in situ heavy oil upgrading and recovery: Background and advancements. In: Zoveidavianpoor M., ed. *Innovations in Enhanced and Improved Oil Recovery – New Advances*. Vienna: InTechOpen, 2023. P. 164–177. <https://doi.org/10.5772/intechopen.1002809>
12. Cao B., Dergunov V.S. Chelintsev S.N. Effects of hybrid microwave heating on the structural and mechanical properties of heavy oil. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2021. Vol. 57, No. 3. P. 492–498. <https://doi.org/10.1007/s10553-021-01272-5>
13. Ponomarev A.A. Methods of indirect estimation of oil and gas generation in clay-bituminous rocks under the influence of microwave waves. *Tekhnologii nefi i gaza*. 2019. No. 2(121). P. 28–31. (In Russ.). <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>
14. Hascakir B., Acar C., Akin S. Microwave-assisted heavy oil production: An experimental approach. *Energy & Fuels*. 2009. Vol. 23, No. 12. P. 6033–6039. <https://doi.org/10.1021/EF9007517>
15. Peng M., Li W., Lin L. et al. Feasibility analysis of nanoparticles enhanced in-situ microwave thermal recovery of shale oil. In: *Proceedings of the 10th International Field Exploration and Development Conference*. Singapore: Springer, 2020. P. 2864–2874. https://doi.org/10.1007/978-981-16-0761-5_268
16. Gharibshahi R., Omidkhah M., Jafari A. Sandpack flooding of microwave absorbent nanofluids under electromagnetic radiation: An experimental study. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 853–865. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01736-w>

Information about the authors

Andrey A. Ponomarev – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center LLC, Tyumen, Russia; Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-9770-4586>; e-mail: ponomarev94@mail.ru

Vadim M. Alexandrov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Deputy Director General, Tandem JSC, Tyumen, Russia; Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; University, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-8247-1901>; e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

Vitaly S. Korytov – Deputy Director of the Laboratory Research Center, NOVATEK Scientific and Technical Center LLC, Tyumen, Russia; Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>; e-mail: korytov85@mail.ru

Boris V. Grigoriev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Department, University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-2757-1386>; e-mail: b.v.grigorev@utmn.ru

Kirill A. Galinsky – Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-6930-5670>; e-mail: galinskijka@tyuiu.ru

Anton E. Kudryavtsev – Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4556-6780>; e-mail: kudrjavgsevae@tyuiu.ru

Received 28 February 2025

Accepted 17 April 2025