

Обзор методов оценки взаимовлияния скважин при фонтанном способе добычи **27 стр.**

Новые технологии для повышения работы механизированного фонда скважин **84 стр.**

Методика автоматизированной адаптации интегрированной модели актива **121 стр.**



6+

«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!

Публикуйте* свои научные работы в журнале «PROнефть»!

**ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ**



Керимова Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ ProNeft@gazprom-neft.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

О ЖУРНАЛЕ

«PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти» — специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли.

Аудитория издания — сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Доктор С.А., председатель редакционной коллегии, начальник департамента по добыче «Газпром нефти»

Хасанов М.М., главный редактор, д.т.н., директор по науке «Газпром нефти»

Аглонов С.В., д.геол.-мин.н., профессор, Санкт-Петербургский государственный университет

Бахтизин Р.Н., д.физ.-мат.н., академик Академии наук Республики Башкортостан

Бочков А.С., к.т.н., генеральный директор ООО «Нефтесервисные решения»

Бухановский А.В., д.т.н., Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики

Валиуллин Р.А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет

Вашкевич А.А., заместитель начальника департамента по технологическому развитию разведки и добычи «Газпром нефти»

Головин С.В., д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию

Кривцов А.М., д.физ.-мат.н., член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой «Теоретическая механика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Осипцов А.А., д.физ.-мат.н., профессор, член управляющего совета Ассоциации «Искусственный интеллект в промышленности»

Постникова О.В., д.геол.-мин.н., профессор

Ситников А.Н., руководитель научно-технического подразделения «Газпром нефти»

Тугарова М.А., д.геол.-мин.н., ведущий геолог, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского

Федоров К.М., д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет

Филимонова В.Р., заместитель генерального директора по экспертизе и функциональному развитию Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Хафизов С.Ф., д.геол.-мин.н., профессор, Российский университет дружбы народов

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Слушев Д.Е., пресс-секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Старикова Е.И., начальник управления по связям с общественностью и корпоративным коммуникациям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНТИ, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry.

The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers of research and academic centers.

The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences), 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences).

EDITORIAL BOARD

Sergey A. Doctor, Chairman of the Editorial Board, Head of the Production Department of Gazprom Neft

Mars M. Khasanov, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft

Sergey V. Aplonov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, St. Petersburg State University

Ramil N. Bakhtizin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan

Andrey S. Bochkov, Cand. Sci. (Eng.), CEO of Oilfield solutions LLC

Alexander V. Bukhanovsky, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics

Rim A. Valiullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University

Alexey A. Vashkevich, Deputy Head of the Department for Technological Development of Exploration and Production of Gazprom Neft

Sergey V. Golovin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development

Anton M. Krivtsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Andrey A. Osipov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Member of the Governing board of the Association "Artificial intelligence in industry"

Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor

Aleksandr N. Sitnikov, Head of the Scientific and Technical branch of Gazprom Neft

Marina A. Tugarova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading geologist, All-Russian Geological Research Institute of A.P. Karpinsky

Konstantin M. Fedorov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University

Veronika R. Filimonova, Deputy General Director for Expertise and Functional Development of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

Sergey F. Khafizov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, RUDN University

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

Dmitrii E. Slushev, Press Secretary of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

Ekaterina I. Starikova, Head of Public Relations and Corporate Communications Department of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire.

The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

6

Анализ минералов тяжелой фракции методом КР-спектроскопии (на примере неогеновых толщ северо-восточного шельфа о. Сахалин)

А.В. Куликова, П.Д. Котлер, Р.Н. Музафаров, Е.А. Булгакова, М.В. Сначев, Р.Н. Гайнаншин, С.Ф. Хафизов
Mineral analysis of the heavy fraction via raman spectroscopy: insights from neogene deposits of the northeastern Sakhalin shelf

Anna V. Kulikova, Pavel. D. Kotler, Rafael N. Muzafarov, Ekaterina A. Bulgakova, Michail V. Snachev, Rustam N. Gainanshin, Sergey F. Khafizov

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS

18

Калибровка геолого-гидродинамических моделей на результаты межскважинного гидропрослушивания

А.М. Асланян, А.А. Лутфуллин, Р.А. Мингараев, Д.Н. Гуляев, Б.В. Успенский, Ю.В. Волков
Geological and hydrodynamic models calibration on cross-well interference testing results

Artur M. Aslanyan, Azat A. Lutfullin, Ramil A. Mingaraev, Danila N. Gulyaev, Boris V. Uspensky, Yuri V. Volkov

27

Взаимовлияние скважин при фонтанном способе добычи нефти: обзор методов оценки и анализ их применимости

Р.Р. Бахитов, И.А. Лакман, В.М. Тимирьянова, В.Б. Прудников, Л.Р. Абзалилова
Interaction of wells in flow production oil: a review of assessment methods and an analysis of their applicability

Renat R. Bakhitov, Irina A. Lakman, Venera M. Timiryanova, Vadim B. Prudnikov, Liya R. Abzalilova

35

Опыт изучения капиллярных характеристик трещинно-кавернозных карбонатных отложений.

Вызовы и решения

А.Г. Борисов, А.Д. Рябухин
Experience of study of capillary characteristics of fractured-cavernose carbonate deposits. Challenges and solutions

Alexander G. Borisov, Anton D. Ryabukhin

48

Деконволюционное пластовое давление без остановки скважин

А.М. Асланян, Л.И. Муртазина, Д.Н. Гуляев
Deconvolution-based formation pressure without well shut-ins

Artur M. Aslanyan, Liliya I. Murtazina, Danila N. Gulyaev

58

Развитие методологии гидродинамических исследований применительно к скважине с гидроразрывом пласта

И.В. Коваленко, А.С. Зыков, Р.А. Гарифуллина, Е.П. Канонирова
Development of well testing methodology for hydraulic fracturing well

Igor V. Kovalenko, Alexey S. Zykov, Radmila A. Garifullina, Elizaveta P. Kanonirova

Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи на примере карбонатных и трещиноватых коллекторов

А.В. Мельников

Evaluation of enhancing oil recovery methods applicability for carbonate and fractured reservoirs

Aleksandr V. Melnikov

Инновационные подходы по оценке остаточной нефтенасыщенности методом SWCTT на Суторминском месторождении

А.В. Болотов, К.М. Валиуллина, В.В. Чалин, М.Ю. Бондарь, А.В. Осипов

Innovative approaches to assessing residual oil saturation by the SWCTT method at the Sutorminskoye field

Alexander V. Bolotov, Kamilla M. Valiullina, Vladislav V. Chalin, Mikhail Y. Bondar, Andrey V. Osipov

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

Эксплуатация механизированного фонда скважин в осложненных условиях

Р.В. Герасимов, М.И. Кузьмин, В.Г. Юрин, К.А. Астапенко, А.И. Пономарева

Operation of a mechanized well stock in difficult conditions

Rostislav V. Gerasimov, Maxim I. Kuzmin, Vladislav G. Yrin, Ksenia F. Astapenko, Arina I. Ponomareva

Уменьшение неопределенности позиционирования горизонтальных скважин при геонавигации по геолого-геофизическим данным

К.Ю. Сухачева, Г.В. Казанцев, А.А. Старостин

Reducing uncertainty in horizontal well positioning using seismic facies analysis data in geosteering

Kristina Y. Sukhacheva, Gleb V. Kazancev, Aleksey A. Starostin

Вывод из бездействия обводненных валанжинских скважин с АНПД с помощью бескомпрессорного газлифта от ачимовской скважины

Д.Ю. Соловьев, А.Р. Платонов, А.А. Мингазов

Cleanup of liquid loaded Valanginian wells with abnormally low formation pressure by a noncompressor gas lift from the Achimov well

Daniil Yu. Solovlev, Anton R. Platonov, Azat A. Mingazov

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:
<https://doi.org/10.51890>

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ
СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:
Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г. Рег № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:
**Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть Научно-Технический Центр»,
190000, Россия, Санкт-Петербург,
Наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д
Тел.: +7 (812) 313-69-24**

ТИРАЖ:
100 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 24.04.2026.
Подписано в печать 30.06.2026.
Выход в свет 14.07.2026.

ТИПОГРАФИЯ:
Отпечатано в ООО «БЕАН»
603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

КОПИРАЙТ:
© Оформление. «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2026
© Составление. Группа компаний «Газпром нефть», 2026
© Научное редактирование статей и верстка. ООО «НЭИКОН ИСП», 2026
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:
в каталогах «Урал-Пресс» — 81003

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

112

**Как считать гидродинамические модели быстрее
без дополнительных затрат на «железо»:**

комплекс аналитических методов в SimBoost

С.В. Кайгородов, А.М. Шарипов, А.П. Рощектаев, М.Ф. Фазлытдинов

How to calculate simulation models faster without additional hardware costs:
a set of analytical methods in SimBoost

**Sergey V. Kaygorodov, Artyom M. Sharipov, Alexey P. Roshchektaev,
Marat F. Fazlytdinov**

121

**Методология автоматизированной адаптации компонентов
интегрированной модели актива и реализация подходов
в программном инструменте**

М.Ю. Рязанов, В.О. Савченко, И.О. Ходаков, М.В. Симонов, П.К. Кабанова,
П.А. Рязанов, Т.И. Хасанов

Development of a methodology for automated adaptation of integrated asset model
components and implementation of approaches in a software tool

**Mikhail Y. Ryazanov, Vladislav O. Savchenko, Ilya O. Khodakov, Maxim V. Simonov,
Polina K. Kabanova, Pavel A. Ryazanov, Timur I. Khasanov**

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:

Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:

4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:

The journal was registered with the Federal Service for
Supervision of Communications, Information Technologies
and Mass Media (Roskomnadzor) of the Russian Federation
on 22.09.2017. Reg. No. PI FS77-71164

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:

**Gazpromneft STC LLC,
75–79, lit. D, Moika River Embankment,
190000, Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:

100 copies

DATES:

Sent to typesetting 24.04.2026.

Approved for printing 30.06.2026.

Date of publication 14.07.2026.

PRINTING HOUSE:

Printed at BEAN LLC

1, bldg. 5, Barrikad Str., 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:

© Design. PRONEFT. Professionally about Oil, 2026

© Compilation. Gazpromneft company group, 2026

© Academic editing and proofreading of journal
articles and composition services. NEICON ISP LLC,
2026

4 bldg. 5, office 2.4, Letnikovskaya Str., 115114, Moscow,
Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:

In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:

open price



© Коллектив авторов,
2026



УДК 549.086:543.424.2(571.64)
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-6-17>

АНАЛИЗ МИНЕРАЛОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ МЕТОДОМ КР-СПЕКТРОСКОПИИ (НА ПРИМЕРЕ НЕОГЕНОВЫХ ТОЛЩ СЕВЕРО- ВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФА О. САХАЛИН)

**А.В. Куликова^{1,2,*}, П.Д. Котлер^{1,2}, Р.Н. Музафаров¹, Е.А. Булгакова³, М.В. Сначев³,
Р.Н. Гайнаншин³, С.Ф. Хафизов⁴**

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

²Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, РФ, Новосибирск

³Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

⁴РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, РФ, Москва

Электронный адрес: ak_cool@mail.ru

Введение. В нефтяной геологии анализ минералов тяжелой фракции важен для реконструкции источников сноса, условий транспортировки и диагенеза терригенных пород, но классическая оптическая методика имеет ограничения, которые преодолеваются использованием КР-спектроскопии, поскольку метод даёт возможность надёжно идентифицировать как прозрачные, так и непрозрачные и хорошо окатанные зёрна, фиксировать полиморфные модификации и минералы микронных размеров, что существенно расширяет информативность исследований тяжёлой фракции по сравнению с классической оптической микроскопией. Метод применен для скважин северо-восточного шельфа Сахалина — ключевого нефтегазоносного региона с неогеновыми терригенными коллекторами, для которых ранее почти не было детальных исследований тяжёлой фракции.

Цель. Изучение состава минералов тяжелой фракции песчаников неогеновых нефтегазоносных толщ (нутовский горизонт) северо-восточного шельфа о. Сахалин методом КР-спектроскопии по материалам керна и шлама скважин, удалённых на разное расстояние от берега, для оценки положения источников сноса, минералогической зрелости и пространственных вариаций состава.

Материалы и методы. Проведены исследования методом КР-спектроскопии керна и шлама нутовского горизонта миоцен-плиоценового возраста пяти скважин с разных месторождений северо-восточного шельфа о. Сахалин.

Результаты. Полученные результаты позволили подтвердить предположения о единстве источника сноса для нижне- и верхненутовских отложений и установить близость его расположения. Диагностированные ассоциации тяжёлых минералов могут использоваться в будущем как основа для разработки диагностических реперов для разделения нижне- и верхненутовского горизонтов в скважинах, что актуально в условиях молодых неогеновых осадков, сложно стратифицируемых при отсутствии руководящих биоморф, а также для атрибуции керна/шлама, утратившего сопроводительную описательную документацию.

Заключение. КР-спектроскопия — информативный метод для описания источников сноса.

Ключевые слова: анализ минералов тяжелой фракции, рамановская спектроскопия (КР-спектроскопия), нутовский горизонт, терригенные отложения, о. Сахалин, источники сноса

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: разработка метода анализа минералов тяжелой фракции выполнена за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2026-0031.

Для цитирования: Куликова А.В., Котлер П.Д., Музафаров Р.Н., Булгакова Е.А., Сначев М.В., Гайнаншин Р.Н., Хафизов С.Ф. Анализ минералов тяжелой фракции методом КР-спектроскопии (на примере неогеновых толщ северо-восточного шельфа о. Сахалин). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):6–17.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-6-17>

Статья поступила в редакцию 16.04.2026

Принята к публикации 06.05.2026

Опубликована 30.06.2026

MINERAL ANALYSIS OF THE HEAVY FRACTION VIA RAMAN SPECTROSCOPY: INSIGHTS FROM NEOGENE DEPOSITS OF THE NORTHEASTERN SAKHALIN SHELF

Anna V. Kulikova^{1,2,*}, Pavel. D. Kotler^{1,2}, Rafael N. Muzafarov¹, Ekaterina A. Bulgakova³,
Michail V. Snachev³, Rustam N. Gainanshin³, Sergey F. Khafizov⁴

¹Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan

²Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, RF, Novosibirsk

³Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

⁴Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

E-mail: ak_cool@mail.ru

Introduction. In petroleum geology, heavy mineral analysis is an important tool for reconstructing sediment provenance, transport conditions, and diagenetic history of terrigenous rocks. However, the classical optical method has certain limitations that can be overcome by Raman spectroscopy, as this technique enables reliable identification of both transparent and opaque as well as well-rounded grains, and allows the detection of polymorphic modifications and micron-sized minerals. This significantly enhances the informational value of heavy mineral studies compared to conventional optical microscopy. The method was applied to wells drilled on the northeastern Sakhalin shelf—a key petroleum-bearing region with Neogene terrigenous reservoirs that have been only poorly investigated in terms of their heavy mineral composition.

Aim. To study the composition of heavy mineral assemblages in sandstones of the Neogene petroleum-bearing succession (Nutov Horizon) on the northeastern Sakhalin shelf using Raman spectroscopy on core and cuttings samples from wells located at varying distances from the coast, in order to assess source area position, mineralogical maturity, and spatial variations in composition.

Materials and methods. A Raman spectroscopy study was carried out on core and drill cuttings material from the Nutov Horizon (Miocene–Pliocene) across five wells representing various fields on the northeastern shelf of Sakhalin Island.

Results. The results confirm the assumption of a common provenance for the Lower and Upper Nutov deposits and indicate the proximal position of the source area. The identified heavy mineral associations can serve in the future as diagnostic markers for distinguishing between Lower and Upper Nutov subhorizons in well sections—particularly useful for young Neogene sediments that are difficult to stratify in the absence of index fossils, as well as for attributing core or cuttings samples that have lost their descriptive documentation.

Conclusion. Raman spectroscopy is an informative method for characterizing sediment provenance.

Keywords: heavy mineral analysis, Raman spectroscopy, Nutov Horizon, terrigenous sediments, Sakhalin Island, sediment provenance

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financing: the development of the method for analyzing minerals of the heavy fraction was funded by a subsidy allocated to Kazan Federal University to fulfill a state assignment in the field of scientific activity, project No. FZSM-2026-0031.

For citation: Kulikova A.V., Kotler P.D., Muzafarov R.N., Bulgakova E.A., Snachev M.V., Gainanshin R.N., Khafizov S.F. Mineral analysis of the heavy fraction via raman spectroscopy: insights from neogene deposits of the northeastern Sakhalin shelf. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):6–17. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-6-17>

Manuscript received 16.04.2026

Accepted 06.05.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Состав тяжёлой фракции песчаников определяется комплексом факторов, включающих состав пород в области сноса, условия транспортировки и осаднения, а также процессы растворения минералов при диагенезе и катагенезе [1, 2].

Традиционно изучение минералов тяжёлой фракции проводится методами оптической микроскопии в иммерсионных препаратах, однако данный подход имеет ряд существенных ограничений, связанных с трудностями идентификации мелких зёрен, метамиктных разновидностей минералов и фаз со сходными оптическими свойствами [3].

В последние десятилетия всё более широкое применение в минералогических исследованиях находит метод спектроскопии комбинационного рассеяния (КР-спектроскопии или рамановской спектроскопии), позволяющий проводить неразрушающую экспресс-идентификацию минералов на основе их характеристических колебательных спектров [4]. В отличие от классического анализа минералов тяжёлой фракции с помощью спектроскопии комбинационного рассеяния обладает рядом преимуществ: исключается человеческий фактор, значительно повышается точность диагностики, появляется возможность надёжно определять непрозрачные или хорошо окатанные минералы,

а также полиморфные модификации [5]. Кроме того, метод позволяет уверенно идентифицировать минералы размером всего в несколько микрометров, что открывает новые возможности в исследовании пород. Исследования являются первым этапом в работе по изучению положения, состава и возраста источников сноса неогеновых толщ северо-восточного шельфа о. Сахалин.

ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СОСТАВА МИНЕРАЛОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ ПЕСЧАНИКОВ НЕОГЕНОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ ШЕЛЬФА О. САХАЛИН ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД КР-СПЕКТРОСКОПИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПО КЕРНУ И ШЛАМУ СКВАЖИН ОПРЕДЕЛЯТЬ ПОЛОЖЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ СНОСА, МИНЕРАЛОГИЧЕСКУЮ ЗРЕЛОСТЬ И ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ВАРИАЦИЙ СОСТАВА ТОЛЩ.

ПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

Метод применен на песчаниках керна и шлама пяти поисково-разведочных скважин месторождений северо-восточного шельфа о. Сахалин нутовского горизонता плиоцен-четвертичного возраста кайнозоя (рис. 1), различающихся по степени удалённости от современной береговой

линии. Стратиграфия и общая литологическая характеристика кайнозойских отложений Сахалина рассмотрены в ряде фундаментальных работ [6–9], однако детальные минералогические исследования тяжёлой фракции песчаников продуктивных горизонтов восточного шельфа до настоящего времени оставались крайне ограниченными. Подобные исследования необходимы для решения задач корреляции разрезов, реконструкции палеогеографических обстановок и определения источников терригенного материала, что имеет непосредственное значение для прогноза качества коллекторов и оптимизации геолого-разведочных работ.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Остров Сахалин расположен в зоне перехода от Евразийского континента к Тихому океану и принадлежит к северной части Западно-Тихоокеанского орогенного пояса, сформированного в результате длительной прерывистой субдукции Тихоокеанской плиты под восточную окраину Азии начиная с раннего мезозоя (рис. 1) [10, 11]. Современный структурный облик о. Сахалин сформирован двумя основными тектоническими процессами: 1) позднемезозойско-раннепалеогеновой

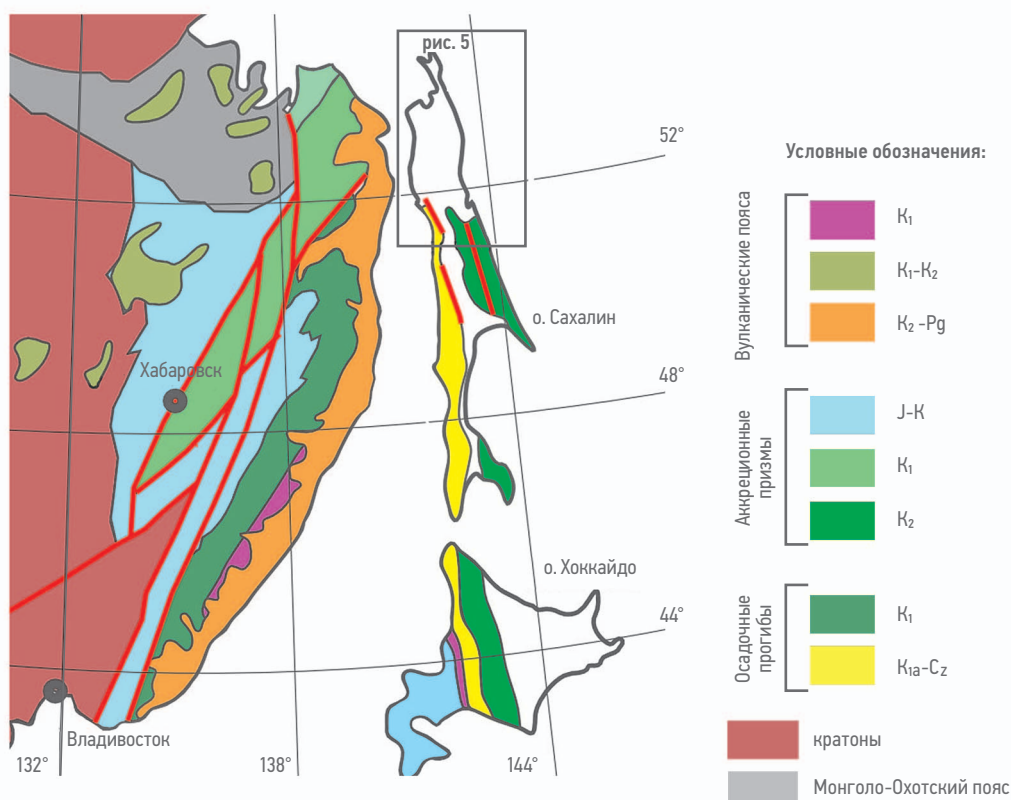


Рис. 1. Тектоническая схема Сихотэ-Алинского региона и прилегающих территорий [12]
Fig. 1. Tectonic scheme of the Sikhote-Alin region and adjacent territories [12]

субдукцией и аккрецией и 2) позднепалеогеново-неогеновой правосторонней транс-прессией вдоль Центрально-Сахалинского разлома.

Фундамент о. Сахалин гетерогенен и состоит из мезозойских и кайнозойских образований, при этом палеозойские и докембрийские породы на острове не обнажаются [13, 14]. Центрально-Сахалинский разлом, являющийся надвигом со сдвиговой компонентой и рассматриваемый рядом исследователей как граница между Евразийской и Охотоморской литосферными плитами, разделяет остров на две основные структурные области [15].

Западно-Сахалинский террейн представляет собой преддуговой бассейн, связанный с позднемеловым–палеогеновым Восточно-Сихотэ-Алинским вулканическим поясом [16]. В пределах Западно-Сахалинских гор сохранена 5-километровая поздне-раннемеловая–раннепалеогеновая терригенная осадочная последовательность, перекрытая мощной (до 12 км) толщей эоцен-плиоценовых кластических отложений [17, 18]. Восточно-Сахалинский аккреционный комплекс обнажается в Восточно-Сахалинских горах и на полуострове Тонино-Анива. Он сложен

преимущественно юрско-меловыми терригенными породами в фации зеленосланцевого метаморфизма, а также подчинёнными гемипелагическими кремнистыми и туффитово-кремнистыми аргиллитами, океаническими пелагическими радиоляриевыми кремнями и офиолитовым меланжем с блоками ультрабазитов, габбро, известняков и базальтов пермского–позднемелового возраста [12, 15, 19]. Метаморфический и деформированный аккреционный комплекс несогласно перекрыт кайнозойскими осадочными толщами. Отложения чехла представлены терригенными отложениями семи горизонтов (рис. 2), среди которых дагинский, окобыкайский и нутовский горизонты являются основными нефтегазоносными комплексами региона.

В нутовском горизонте выделяется нижний и верхний подгоризонты. Нижненутовский подгоризонт верхнего миоцена представлен терригенно-кластическими отложениями. Согласно [21] в северо-восточной части о. Сахалин для нижненутовского подгоризонта выражены уменьшение песчаности в восточном направлении и вниз по разрезу, характерные для дельтовой системы. Верхненутовский подгоризонт верхнего

Система	Отдел	Подотдел	Горизонт (подгоризонт)	Пласты, выделяемые в нутовско-окобыкайских отложениях	Литология
Неоген	Плиоцен		Дерюгинский		Прибрежно-морские пески с гравийно-галечным материалом и прослоями глин
			Помырский		От разнотерригенных песков с гравийно-галечным материалом до глин и диатомитов
	Миоцен	Верхний	Верхне-нутовский	I-IV V, VI, VII, VIII, IX-X	Переслаивание слаболифитизированных песчаников, алевролитов, глин
			Нижне-нутовский	IX XII, XIII-XIV XVI-XVII, XVIII XIX, XX XXI, XXII XXIII, XXIV, XXV XXVI, XXVII XXVIII, XXIX	
		Средний	Окобыкайский	XXX XXXI, XXVII	Переслаивание песчаников, алевролитов и глин, встречаются кремнисто-глинистые породы, которым подчинены глинистые песчанники
			Дагинский		Алевролито-глинистые породы и заглинизированные песчанники (Даги-1, Пильтун-Астоская-18)
		Нижний	Уйнинский		
	Олигоцен		Даехуриинский+Мачигарский		Переслаивание перекристаллизованных диатомитов и кремнистых аргиллитов (даехуриинский горизонт, в скв. Даги-1 мощность 232 м; в скв. Пильтун-Астоская-18 вскрытая мощность 52 м); переслаивание туфогенных алевролитов с темно-серыми аргиллитами (мачигарский горизонт, скв. Даги-1 вскрытая мощность 26 м)
Палеоген	Эоцен				
	P ₁				
Акустический фундамент (K)					

Рис. 2. Сводная стратиграфическая схема кайнозойских отложений северо-восточного шельфа Сахалина [20]
Fig. 2. Summary stratigraphic scheme of the Cenozoic succession on the NE Sakhalin shelf [20]

миоцена—нижнего плиоцена сложен ритмичным чередованием разномерных пород: от песчаников с псефитовым составом до пелитового. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение песчаности пород.

МЕТОД АНАЛИЗА МИНЕРАЛОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ КР-СПЕКТРОСКОПИЕЙ

Спектроскопия комбинационного рассеяния основана на неупругом рассеянии фотонов, известном как комбинационное рассеяние. Лазерный свет взаимодействует с колебаниями атомов в молекулах или другими возбуждениями в системе, в результате чего энергия лазерных фотонов смещается в область высоких или низких значений. Сдвиг энергии даёт информацию о колебательных модах в системе. В результате формируется КР-спектр с определенной позицией и геометрией пиков, которые отражают информацию о химических соединениях, составе и структуре вещества. После получения КР-спектра выполняется его обработка, которая включает вычитание базовой линии и сглаживание шумов для улучшения соотношения сигнал/шум. Обработанный спектр сравнивается с эталонными спектрами из баз данных для идентификации вещества (рис. 3). В Центре геотермохронологии Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета анализ минералов тяжелой фракции методом КР-спектроскопии выполняется следующим образом. Образцы измельчают с помощью щековой дробилки, после чего просеивают на сите для выделения зерен меньше 0,25 мм. Затем пробы промывают под проточной водой

для удаления легких пылеватых частиц. Далее пробы разделяют на легкую и тяжелую фракцию с использованием тяжелой жидкости ГПС-В (концентрированный водный раствор гетерополивольфрамата натрия) плотностью $2,80 \pm 0,05$ г/мл (по ТУ). Часть тяжелой фракции образца, отобранную после квартования, помещают на клеопереносную ленту и заливают эпоксидной смолой. Затем препарат шлифуют примерно на треть — половину толщины зерна и полируют.

Анализ проводился на рамановском спектрометре с дифракционной решеткой 1800 шт/мм с микроскопом с длиной волны излучения 532 нм. Калибровка выполнялась на монокристаллическом кремниевом стандарте. Препараты устанавливались на предметном столике спектрометра, после чего создавалось мозаичное изображение образца, охватывающее площадь съемки. В пределах участка проводилась съемка спектров комбинационного рассеяния зёрен методом картирования по сетке. Точкой съемки являются узлы сетки. В среднем сетка характеризуется плотностью около 2000 узлов и соответственно содержит 2000 спектров. Параметры съемки, тип лазера и дифракционной решетки определялись методом подбора. Диапазон спектров комбинационного рассеяния — $73\text{--}1836\text{ см}^{-1}$. Результатом являлся набор спектров комбинационного рассеяния по узлам сетки, характеризующий состав минеральных фаз зёрен. Набор спектров подвергался кластеризации, в результате чего, аналогичные спектры объединяются в отдельные кластеры (рис. 4). Каждый кластер характеризует одну из разновидностей минеральных фаз тяжелой фракции. Затем путем сравнения

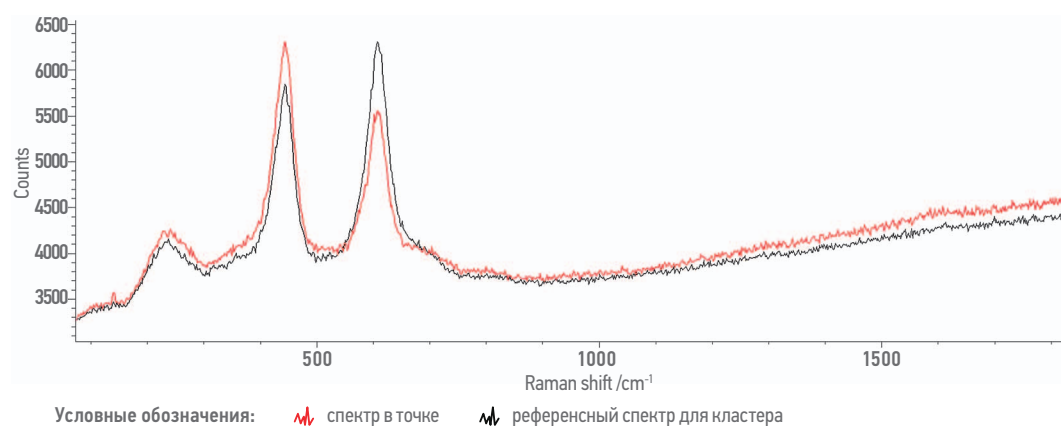


Рис. 3. Полученные спектры комбинационного рассеяния рутила. Составлено авторами
Fig. 3. Obtained Raman spectra of rutile. Prepared by the authors

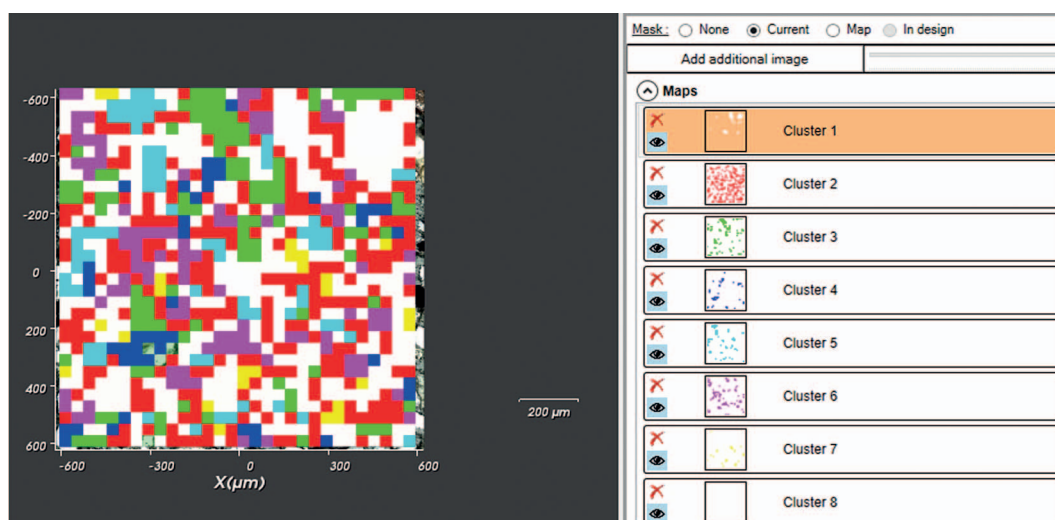


Рис. 4. Окно кластерного анализа по результатам проведённого картирования. Составлено авторами
 Fig. 4. Cluster analysis window based on the results of the mapping performed. Prepared by the authors

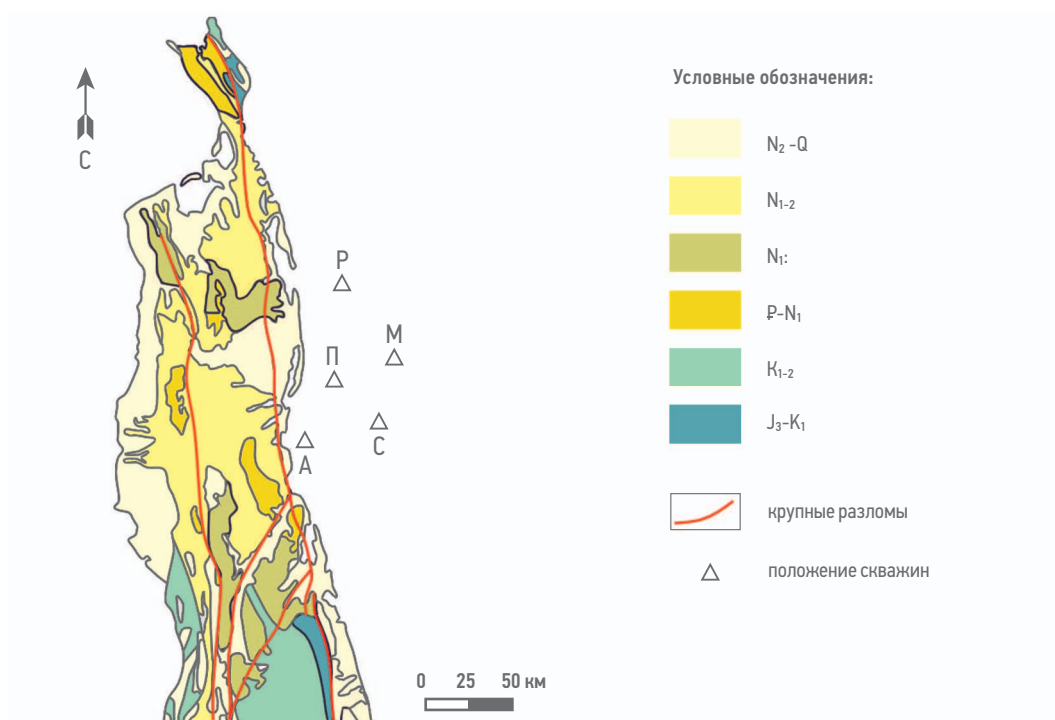


Рис. 5. Геологическая схема северной части о. Сахалин с положением изучаемых скважин [15]
 Fig. 5. Geological map of northern Sakhalin Island with locations of studied wells [15]

с базами данных осуществляется идентификация спектров каждого кластера. Параллельно проводится подсчёт спектров (точек съёмки) в соответствии с распределением по минеральным фазам, получая объёмные проценты.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА МИНЕРАЛОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ

Всего было изучено 8 образцов шлама и керны песчаников нутовской свиты

из пяти скважин северо-восточного шельфа о. Сахалин (рис. 5). Результаты анализа минералов тяжелой фракции представлены в таблице 1.

В трех образцах шлама, отобранных из скважины М (верхненутовский подгоризонт) преобладает барит (90–97 %) (табл. 1). Так как это образцы шлама, то такое количество барита можно связать с буровым раствором, в состав которого входит данный минерал, но не исключена также и аутигенная природа этого минерала. Среди аутигенных минералов в данных пробах следует отметить пирит

Таблица 1. Результаты анализа минералов тяжелой фракции песчаников из скважин северо-восточного шельфа о. Сахалин. Составлено авторами
Table 1. Heavy-mineral analysis results for sandstones from northeastern Sakhalin shelf wells. Prepared by the authors

№	Образец (св. и глубина, м)	Стратиграфия	Материал	Ана- таз	Апа- тит	Ру- тил	Цир- кон	Тита- нит	Гра- нат	Мо- на- цит	Тур- ма- лин	Иль- ме- нит	Бру- кит	Пи- рок- сен	Био- тит	Хром- шпи- нель	Пи- рит	Си- де- рит	Маг- нетит	Ба- рит	ZTR	АТі
1	М 1525	нутовская свита, верхняя подсвита	шлам	кол-во	23	20	3	6	26	5	8	0	0	0	0	0	8	0	15	1036	1	
				%	2,00	1,74	0,26	0,52	2,26	0,43	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,00	1,30	90,09		
2	М 1735	нутовская свита, верхняя подсвита	шлам	кол-во	10	11	4	7	23	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1071	1	
				%	0,89	0,97	0,35	0,62	2,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	94,86		
3	М 1830	нутовская свита, верхняя подсвита	шлам	кол-во	3	2	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	667	1	
				%	0,44	0,29	0,73	0,44	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02	0,00	0,00	96,81		
4	М 2698	нутовская свита, нижняя подсвита	кern	кол-во	6	14	8	18	6	8	0	0	0	0	0	0	90	568	0	42	3	
				%	0,79	1,84	1,05	2,37	0,79	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,84	74,74	0,00	5,53		
5	С 1222	нутовская свита, верхняя подсвита	кern	кол-во	60	74	8	36	134	56	0	8	44	2	0	0	76	0	0	12	10	90
				%	11,76	14,51	1,57	7,06	26,27	10,98	0,00	1,57	8,63	0,39	0,00	0,00	14,90	0,00	0,00	2,35		
6	А 1644	нутовская свита, нижняя подсвита	кern	кол-во	60	62	67	76	0	87	0	20	0	7	0	0	0	0	38	0	30	76
				%	14,08	14,55	15,73	17,84	0,00	20,42	0,00	4,69	0,00	1,64	0,00	0,00	0,00	0,00	8,92	0,00		
7	П 2088	нутовская свита, нижняя подсвита	кern	кол-во	69	26	118	3	92	32	0	13	17	4	0	0	2	0	44	1	32	67
				%	16,35	6,16	27,96	0,71	21,80	7,58	0,00	3,08	4,03	0,95	0,00	0,00	0,47	0,00	10,43	0,24		
8	Р 1672	нутовская свита, нижняя подсвита	кern	кол-во	53	79	102	62	20	170	2	10	0	1	5	1	3	12	44	40	29	89
				%	8,76	13,06	16,86	10,25	3,31	28,10	0,33	1,65	0,00	0,17	0,83	0,17	0,50	1,98	7,27	6,61		

в виде сферического агрегата (0,7–1,2 %). Среди терригенных минералов образцов шлама скважины М выделяются анатаз, апатит, рутил, циркон, титанит, которые не превышают 2,5 % (рис. 6, табл. 1). Помимо этого, в образце М 1525 присутствует гранат (0,4 %) и монацит (0,7 %), а также выделяется магнетит (1,3 %).

Тяжелая фракция образца керна, отобранного из интервала 2698 м скважины М (нижненутовский подгоризонт), преимущественно сложена сидеритом аутигенного происхождения (74,74 %). Помимо этого, в породе среди аутигенных минералов присутствуют пирит (11,84 %) и барит (5,53 %) (табл. 1). Детритовые минералы в составе тяжелой фракции представлены анатазом, апатитом, рутилом, цирконом, титанитом и гранатом, которые не превышают 2,5 % (рис. 6, табл. 1).

Для образцов керна нижненутовского подгоризонта скважин А, П и Р тяжелая фракция сложена в основном детритовыми минералами (84–91 %) — анатазом, апатитом, рутилом, цирконом, титанитом, гранатом, а также турмалином, ильменитом и брукитом. Преобладающим среди этих минералов являются анатаз (9–16 %), апатит (6–15 %), рутил (16–28 %), циркон (1–18 %), гранат (8–28 %), в меньшей степени встречаются титанит (0–22 %), турмалин (2–5 %), ильменит (1–10 %), брукит (0,2–1,6 %), хромшпинели (до 2 %)

(рис. 6, табл. 1). Для образца скважины Р характерны пироксены и биотиты (0,83 и 0,17 %). Аутигенные минералы в рассматриваемых образцах представлены пиритом, магнетитом, баритом и сидеритом, не превышающие 16 % (табл. 1).

В образце керна С 1222 верхненутовского подгоризонта скважины С среди терригенных минералов преобладают анатаз (12 %), апатит (15 %), циркон (7 %), титанит (26 %), гранат (11 %) и ильменит (9 %). В меньшей степени при анализе минералов тяжелой фракции встречаются рутил (1,5 %), турмалин (1,5 %), брукит (0,4 %) (рис. 6, табл. 1). Аутигенные минералы в образце С 1222 представлены пиритом и сидеритом (14,9 и 2,4 % соответственно).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В трех образцах шлама из скважины М (верхненутовский подгоризонт) доля барита составляет 90–97 %, что является аномально высоким значением для природных терригенных осадков. Учитывая, что данные образцы отобраны из шлама, наиболее вероятным объяснением является техногенное заражение буровым раствором, в состав которого он входит. Это подтверждается отсутствием сопоставимых концентраций барита в керновых образцах из других скважин

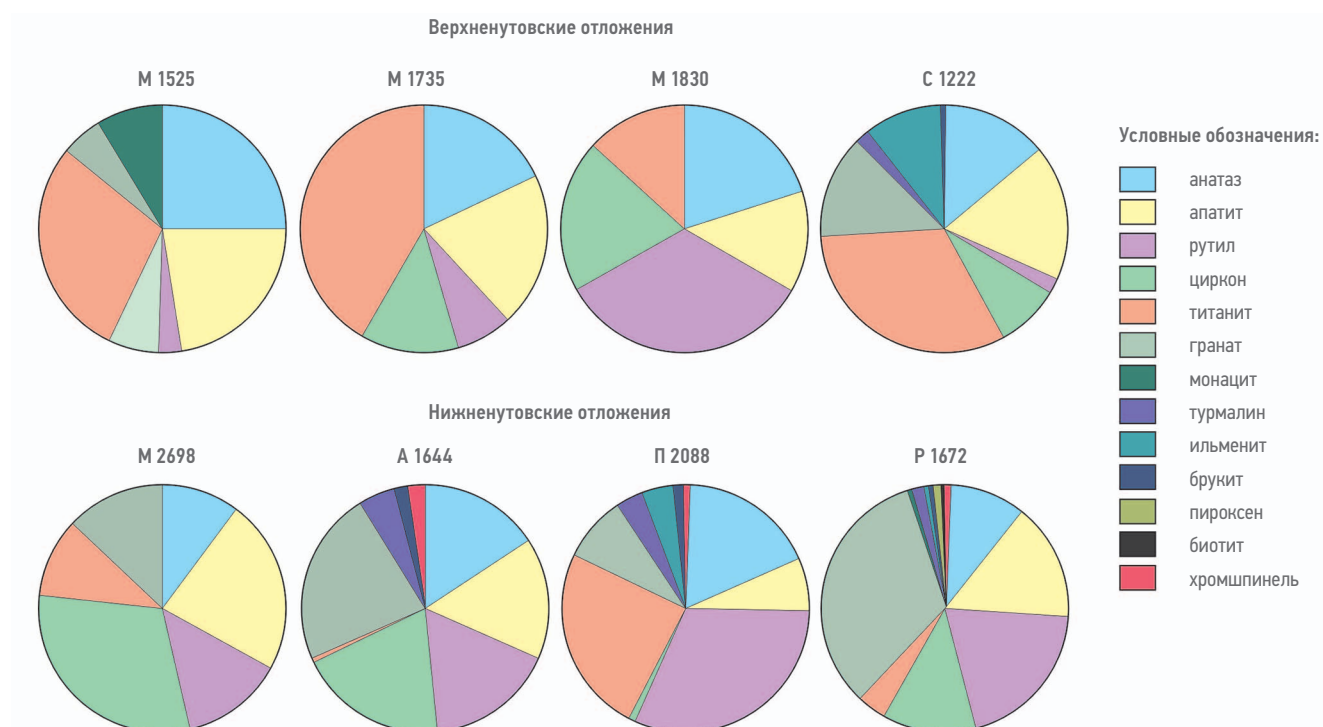


Рис. 6. Распределение терригенных минералов тяжелой фракции в песчаниках из скважин северо-восточного шельфа о. Сахалин.

Составлено авторами

Fig. 6. Terrigenous heavy-mineral distribution in sandstones from northeastern Sakhalin shelf wells. Prepared by the authors

региона. Среди аутигенных минералов в данных пробах следует отметить пирит в виде сферического агрегата. Это может указывать на восстановительные, анаэробные (бескислородные) условия, часто в морских и прибрежно-морских обстановках. Также пирит иногда ассоциируется с зонами выделения метана, где сульфатредукция (бактериальное восстановление сульфатов с участием органики и метана) приводит к образованию пирита [22].

Тяжелая фракция образца ядра № М 2698 (нижненутовский подгоризонт) преимущественно сложена сидеритом аутигенного происхождения (74,74 %). Образование агрегатов сидерита, вероятнее всего, происходило на этапе раннедиагенетического преобразования осадка в восстановительных или слабовосстановительных условиях [23]. Помимо этого, в породе среди аутигенных минералов присутствуют пирит и барит. Среди терригенных минералов образцов скважины М преимущественно выделяются анатаз, апатит, рутил, циркон, титанит, реже гранат и монацит (рис. 6). В образце № М 1525 также выделяется магнетит, который может формироваться на разных стадиях, включая осадконакопление и эпигенез, часто в присутствии органики.

Стоит отметить, что необходимо с осторожностью относиться к результатам по анализу минералов тяжелой фракции образцов шлама верхненутовских отложений, так как может присутствовать статистическая ошибка из-за большого количества (более 90 %) барита, входящего в состав бурового раствора, а также вероятность заражения пробы из нижележащих горизонтов. Для образца ядра М 2698 нижненутовского подгоризонта более 90 % аутигенных сидерита, пирита и барита может свидетельствовать о глубоководной или лагунной восстановительной обстановке с активной сульфатредукцией. Незначительная доля терригенных минералов в скважине (менее 10 %) может отражать особенности образца — не представительность выборки терригенных минералов тяжелой фракции в образце, что не позволяет корректно количественно описать минералы тяжелой фракции. Однако общность состава терригенных минералов тяжелой фракции в скважине с остальными скважинами указывает на единство источника сноса (рис. 6). Для образцов ядра нижненутовских отложений скважин А, П и Р тяжелая фракция сложена преимущественно анатазом, апатитом, рутилом, цирконом, титанитом, гранатом, реже встречаются турмалин, ильменит, брукит и хромшпинели (рис. 6). Для образца скважины Р также характерны пироксены

и биотиты. Аутигенные минералы в рассматриваемых образцах представлены пиритом, магнетитом, баритом и сидеритом, не превышающими 16 %.

В образце ядра верхненутовского подгоризонта скважины С (№ С 1222) среди терригенных минералов преобладают анатаз, апатит, циркон, титанит, гранат, ильменит. В меньшей степени при анализе минералов тяжелой фракции встречаются рутил, турмалин, брукит (рис. 6).

По составу терригенных минералов тяжелой фракции изученных образцов можно предположить, что источники сноса для образцов верхне- и нижненутовского подгоризонтов были единые. Минеральный состав указывает на поступление терригенного материала из нескольких комплексов. Гранат, рутил, биотит, ильменит/брукит, как и циркон, могут быть связаны с метаморфическими комплексами. Данные комплексы развиты западнее изучаемого региона и представлены мел-кайнозойскими образованиями аккреционных призм и отложениями осадочных прогибов (рис. 1). Циркон, титанит и турмалин, как правило, результат разрушения средних и кислых пород. Хромшпинелиды и пироксены свидетельствуют о размыве ультраосновных пород. Апатит, как правило, связан с основными породами, но также может являться результатом разрушения комплексов среднего и кислого состава. Продукты разрушения магматических пород среднего, кислого и основного состава, вероятно, связаны с также развитыми западнее вулканическими поясами мел-палеогенового возраста (рис. 1). Высокое содержание анатаза может свидетельствовать о том, что часть обломочного материала прошла через этап выветривания или была переотложена из древних кор выветривания, что находит отражение в признаках эрозии мощных толщ отложений на сейсмических разрезах.

Для оценки дальности переноса детритового материала широко применяют индексы ZTR (циркон-рутил-турмалин) и ATi (apatит-турмалин). Данные индексы основаны на факте, что рутил, циркон и турмалин в отличие от апатита стабильны к физическому и химическому выветриванию. Чем больше индексы ZTR и соответственно меньше индекс ATi, тем фиксируются более дальняя транспортировка материала, более длительная его переработка и более зрелые осадки [1, 2].

Для образцов нижненутовского горизонта №А 1644, П 2088 и Р 1672 индекс ZTR равен 30, 32 и 29, в то время как индекс ATi равен 76, 67 и 89 соответственно (табл. 1).

Это свидетельствует о достаточно близком источнике сноса терригенного материала для всех образцов. Для образца верхненутовских отложений №С 1222 характерно отсутствие высоких концентраций циркона, рутила, турмалина на фоне обилия неустойчивых минералов ($ZTR = 10$, $ATi = 90$), что указывает на незрелый осадок, поступивший с близлежащего источника. Это хорошо согласуется с представлениями о том, что в верхненутовское время, несмотря на трансгрессию моря, интенсивный рост Одоптинско-Шмидтовской зоны вывел ее выше базиса эрозии, что способствовало формированию локальных источников сноса [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ минералов тяжелой фракции методом КР-спектроскопии подтвердил общность источников сноса для нижненутовских и верхненутовских отложений и их формирование вблизи области питания, а также показал потенциальную применимость выделенных ассоциаций в качестве маркеров для стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин на северо-восточном шельфе Сахалина. Полученные выводы о положении областей сноса нутовских отложений и их возраста требуют дальнейшей проверки с привлечением U–Pb датирования циркона и других методов.

Список литературы

1. Morton A.C., Hallsworth C.R. Identifying provenance-specific features of detrital heavy mineral assemblages in sandstones // *Sedimentary Geology*. — 1994. — Vol. 90. — Pp. 241–256.
2. Morton A.C., Hallsworth C.R. Processes controlling the composition of heavy mineral assemblages in sandstones // *Sedimentary Geology*. — 1999. — Vol. 124. — Pp. 3–29.
3. Mange M.A., Wright D.T. (Eds.) *Heavy Minerals in Use. Developments in Sedimentology*, 58. Amsterdam: Elsevier, 2007. — 1283 p.
4. Nasdala L., Smith D.C., Kaindl R., Zemann M.A. Raman spectroscopy: Analytical perspectives in mineralogical research // *EMU Notes in Mineralogy*. — 2004. — Vol. 6. — Pp. 281–343.
5. Andò S., Garzanti E. Raman spectroscopy in heavy-mineral studies // *Sediment Provenance Studies in Hydrocarbon Exploration and Production* / Eds. R.A. Scott et al. Geological Society, London, Special Publications. — 2014. — Vol. 386. — Pp. 395–412.
6. Геология СССР. Т. XXXIII. Остров Сахалин. М.: «Недра». 1970. — 207 с.
7. Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И. и др. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. М.: «ГЕОС», 2002. — 225 с.
8. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: «Научный мир», 2010. — 276 с.
9. Шейн В.С., Игнатова В.А. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока. — М.: «Научный мир». — 2007. — 276 с.
10. Maruyama S., Isozaki Y., Kimura G., Terabayashi M. Paleogeographic maps of the Japanese Islands: plate tectonic synthesis from 750 Ma to present // *Island Arc*. — 1997. — Vol. 6. — Pp. 121–142.
11. Sengör A.M.C., Natal'in B.A. Palaeotectonics of Asia: fragments of a synthesis // *The Tectonic Evolution of Asia*. Cambridge: C.U.P. — 1996. — Pp. 486–640.
12. Zhabrev S. Stratigraphy and structure of the central East Sakhalin accretionary wedge (Eastern Russia) // *Russian Journal of Pacific Geology*. — 2011. — Vol. 5. — Pp. 313–335.
13. Khanchuk A.I. Pre-Neogene tectonics of the Sea-of-Japan region: a view from the Russian side // *Earth Science (Chikyū Kagaku)*. — 2001. — Vol. 55. — Pp. 275–291.
14. Khanchuk A.I., Kemkin I.V., Kruk N.N. The Sikhote-Alin orogenic belt, Russian South East: Terranes and the formation of continental lithosphere based on geological and isotopic data // *Journal of Asian Earth Sciences*. — 2016. — Vol. 120. — Pp. 117–138.
15. Zhao P., Li J., Alexandrov I., Ivin V., Jahn B. Involvement of old crustal materials during formation of the Sakhalin Island (Russian Far East) and its paleogeographic implication: constraints from detrital zircon ages of modern river sand and Miocene sandstone // *Journal of Asian Earth Sciences*. — 2017. — Vol. 146. — Pp. 412–430.
16. Abrajewitch A., Zhabrev S., Didenko A.N., Kodama K. Palaeomagnetism of the West Sakhalin Basin: evidence for northward displacement during the Cretaceous // *Geophysical Journal International*. — 2012. — Vol. 190. — Pp. 1439–1454.
17. Golozubov V.V., Kasatkin S.A., Grannik V.M., Nechayuk A.E. Deformation of the Upper Cretaceous and Cenozoic complexes of the West Sakhalin terrane // *Geotectonics*. — 2012. — Vol. 46. — Pp. 333–351.
18. Zharov A.E. South Sakhalin tectonics and geodynamics: A model for the Cretaceous–Paleogene accretion of the East Asian continental margin // *Russian Journal of Earth Sciences*. — 2005. — Vol. 7. ES5002.
19. Александров И.А., Ивин В.В., Малиновский А.И., Будницкий С.Ю. Первые данные по U/Pb датированию детритовых цирконов из терригенных пород Восточно-Сахалинского аккреционного террейна // *Геодинамика и тектонофизика*. — 2022. — № 13(2). — С. 0612. <https://doi.org/10.5800/GT-2022-13-2s-0612>
20. Гайнаншин Р.Н. Шельф о. Сахалин — новые горизонты / Р.Н. Гайнаншин, Е.А. Жуковская, М.В. Сначев [и др.]. // *Нефтяное хозяйство*. — 2018. — № 12. — С. 22–24.
21. Шегай В.И., Толстиков А.В. Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин с учетом новых сейсмических данных // *Геология нефти и газа*. — 2022. — № 4. — С. 39–51.
22. Lin Q., Wang J., Algeo T.J., Sun F., Lin R. Enhanced framboidal pyrite formation related to anaerobic oxidation of methane in the sulfate-methane transition zone of the northern South China Sea // *Marine Geology*. — 2016. — Vol. 379. — Pp. 100–108.
23. Mozley P.S., Carothers W.W. Elemental and isotopic composition of siderite in the Kuparuk Formation, Alaska: effect of microbial activity and water/sediment interaction on early pore-water chemistry // *Journal of Sedimentary Research*. — 1992. — Vol. 62. — Pp. 681–692.

References

1. Morton A.C., Hallsworth C.R. Identifying provenance-specific features of detrital heavy mineral assemblages in sandstones. *Sedimentary Geology*. 1994, vol. 90, pp. 241–256.
2. Morton A.C., Hallsworth C.R. Processes controlling the composition of heavy mineral assemblages in sandstones. *Sedimentary Geology*. 1999, vol. 124, pp. 3–29.

3. Mange M.A., Wright D.T. (Eds.) *Heavy Minerals in Use. Developments in Sedimentology*, 58. Amsterdam: Elsevier, 2007. 1283 p.
4. Nasdala L., Smith D.C., Kaindl R., Ziemann M.A. Raman spectroscopy: Analytical perspectives in mineralogical research. *EMU Notes in Mineralogy*. 2004, vol. 6, pp. 281–343.
5. Andò S., Garzanti E. Raman spectroscopy in heavy-mineral studies // *Sediment Provenance Studies in Hydrocarbon Exploration and Production* / Eds. R.A. Scott et al. *Geological Society*. London, Special Publications. 2014, vol. 386, pp. 395–412.
6. *Geology of the USSR*. Vol. XXXIII. Sakhalin Island. Moscow: Nedra, 1970. 207 p. (In Russ.)
7. Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I. et al. *Cenozoic of Sakhalin and Its Petroleum Potential*. Moscow: GEOS, 2002. 225 p. (In Russ.)
8. Kharakhinov V.V. *Oil and Gas Geology of the Sakhalin Region*. Moscow: Nauchnyy Mir, 2010. 276 p. (In Russ.)
9. Shein V.S., Ignatova V.A. *Geodynamics and Petroleum Potential of Sedimentary Basins of the Russian Far East*. Moscow: Nauchnyy Mir, 2007. 276 p. (In Russ.)
10. Maruyama S., Isozaki Y., Kimura G., Terabayashi M. Paleogeographic maps of the Japanese Islands: plate tectonic synthesis from 750 Ma to present. *Island Arc*. 1997, vol. 6, pp. 121–142.
11. Sengör A.M.C., Natal'in B.A. *Palaeotectonics of Asia: fragments of a synthesis*. The Tectonic Evolution of Asia. Cambridge: C.U.P., 1996. P. 486–640.
12. Zybrev S. Stratigraphy and structure of the central East Sakhalin accretionary wedge (Eastern Russia). *Russian Journal of Pacific Geology*. 2011, vol. 5, pp. 313–335.
13. Khanchuk A.I. Pre-Neogene tectonics of the Sea-of-Japan region: a view from the Russian side. *Earth Science (Chikyu Kagaku)*. 2001, vol. 55, pp. 275–291.
14. Khanchuk A.I., Kemkin I.V., Kruk N.N. The Sikhote-Alin orogenic belt, Russian South East: Terranes and the formation of continental lithosphere based on geological and isotopic data. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2016, vol. 120, pp. 117–138.
15. Zhao P., Li J., Alexandrov I., Ivin V., Jahn B. Involvement of old crustal materials during formation of the Sakhalin Island (Russian Far East) and its paleogeographic implication: constraints from detrital zircon ages of modern river sand and Miocene sandstone. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2017, vol. 146, pp. 412–430.
16. Abrajayevitch A., Zybrev S., Didenko A.N., Kodama K. Palaeomagnetism of the West Sakhalin Basin: evidence for northward displacement during the Cretaceous. *Geophysical Journal International*. 2012, vol. 190, pp. 1439–1454.
17. Golozubov V.V., Kasatkin S.A., Grannik V.M., Nechayuk A.E. Deformation of the Upper Cretaceous and Cenozoic complexes of the West Sakhalin terrane. *Geotectonics*. 2012, vol. 46, pp. 333–351.
18. Zharov A.E. South Sakhalin tectonics and geodynamics: A model for the Cretaceous–Paleogene accretion of the East Asian continental margin. *Russian Journal of Earth Sciences*. 2005, vol. 7, ES5002.
19. Alexandrov I.A., Ivin V.V., Malinovsky A.I., Budnitskiy S.Yu. First Detrital Zircon Geochronology Data for Clastic Rocks of the East Sakhalin Accretionary Terrane. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2022, vol. 13, no. 2s, p. 0612. (In Russ.) <https://doi.org/10.5800/GT-2022-13-2s-0612>
20. Gainanshin R.N. Shelf, Sakhalin Island — new horizons / R.N. Gainanshin, E.A. Zhukovskaya, M.V. Snachev [et al.]. *Oil industry*. 2018, no. 12, pp. 22–24. (In Russ.)
21. Shegay V.I., Tolstikov A.V. Features of the Structural and Tectonic Evolution of the Northeastern Shelf of Sakhalin Island Based on New Seismic Data. *Oil and Gas Geology*. 2022, no. 4, pp. 39–51. (In Russ.)
22. Zharov A.E. South Sakhalin tectonics and geodynamics: A model for the Cretaceous–Paleogene accretion of the East Asian continental margin. *Russian Journal of Earth Sciences*. 2005, vol. 7, ES5002.
23. Mozley P.S., Carothers W.W. Elemental and isotopic composition of siderite in the Kuparuk Formation, Alaska: effect of microbial activity and water/sediment interaction on early pore-water chemistry. *Journal of Sedimentary Research*. 1992, vol. 62, pp. 681–692.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Куликова — написание статьи, разработка методики, организация проведения работ.

П.Д. Котлер — написание статьи, интерпретация результатов.

Р.Н. Музафаров — разработка методики, проведение аналитических работ, обработка аналитических данных.

Е.А. Булгакова — формирование коллекции образцов, сопровождение исследований, постановка целей и задач, редактирование статьи.

М.В. Сначев — сопровождение исследований, интерпретация.

Р.Н. Гайнаншин — редактирование статьи, интерпретация данных.

С.Ф. Хафизов — редактирование статьи, интерпретация данных.

Anna V. Kulikova — writing an article, developing a methodology, organizing the work.

Pavel. D. Kotler — writing an article, interpreting the results.

Rafael N. Muzafarov — developing a methodology, conducting analytical work, processing analytical data.

Ekaterina A. Bulgakova — creation of samples collection, organization and management of the research, setting research goals and objectives, editing.

Michail V. Snachev — organization of research and support, editing.

Rustam N. Gainanshin — article editing, data interpretation.

Sergey F. Khafizov — article editing, data interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анна Викторовна Куликова* — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ИГиНГТ Казанского (Приволжского) федерального университета; Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН 420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18. e-mail: ak_cool@mail.ru

Павел Дмитриевич Котлер — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН; ИГиНГТ Казанского (Приволжского) федерального университета

Рафаэль Нургалиевич Музафаров — младший научный сотрудник, ИГиНГТ Казанского (Приволжского) федерального университета

Михаил Владимирович Сначев — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Екатерина Александровна Булгакова — руководитель программ по геологическому сопровождению проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Рустам Наилевич Гайнаншин — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта по экспертизе продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Фаизович Хафизов — доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Anna V. Kulikova* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior researcher, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University; Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences 18, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russia. e-mail: ak_cool@mail.ru

Pavel D. Kotler — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior researcher, Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

Rafael N. Muzaferov — Junior researcher, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

Michail V. Snachev — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Product development manager, Gazprom нефt company group

Ekaterina A. Bulgakova — Geological support program manager, Gazprom нефt company group

Rustam N. Gainanshin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Product expertise manager, Gazprom нефt company group

Sergey F. Khafizov — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration, Russian State University of Oil and Gas

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

КАЛИБРОВКА ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ МЕЖСКВАЖИННОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

А.М. Асланян¹, А.А. Лутфуллин², Р.А. Мингараев³, Д.Н. Гуляев^{3,*}, Б.В. Успенский⁴, Ю.В. Волков⁴

¹ООО «Нафта Колледж», РФ, Казань

²ПАО «Татнефть», РФ, Альметьевск

³ООО «Софойл», РФ, Казань

⁴Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

Электронный адрес: danila.gulyaev@sofoil.com

Введение. На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, где особенно остро встает вопрос о доизучении межскважинного пространства с целью довыработки остаточных запасов углеводородов для достижения проектной нефтеотдачи. Постоянно действующие геолого-гидродинамические модели, на основе которых чаще всего происходит выбор зон для уплотняющего бурения или проведения различных геолого-технических мероприятий, не всегда обладают высокой предсказательной способностью, в связи с этим остро встает вопрос о методах калибровки и улучшении предсказательной способности геолого-гидродинамических моделей.

Цель. Для улучшения предсказательной способности геолого-гидродинамических моделей выполнены мультискважинные гидродинамические исследования (гидропрослушивание), по результатам которых откалибрована проницаемость межскважинного пространства, что, в свою очередь, влияет на распределение остаточных запасов углеводородов.

Материалы и методы. Методом решения поставленной цели является проведение гидропрослушивания для сравнения фактических параметров межскважинного пространства и модельных. Далее на основании полученных результатов принимается решение о перекалибровке геолого-гидродинамической модели.

Результаты. По итогам перекалибровки петрофизической модели произведено распространение проницаемости в геолого-гидродинамической модели и выданы рекомендации по уплотняющему бурению на основе нового распределения остаточных запасов углеводородов. Фактически пробуренная скважина подтвердила наличие остаточных запасов в прогнозируемой зоне.

Заключение. Полученные результаты работ подтверждают, что данный подход может служить надежной основой для калибровки геолого-гидродинамических моделей с целью улучшения их прогнозной предсказательности.

Ключевые слова: гидропрослушивание, калибровка геолого-гидродинамической модели, распределение остаточных запасов, зоны уплотняющего бурения, переходная характеристика

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Асланян А. М., Лутфуллин А.А., Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Успенский Б.В., Волков Ю.В. Калибровка геолого-гидродинамических моделей на результаты межскважинного гидропрослушивания. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):18–26. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-18-26>

Статья поступила в редакцию 11.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELS CALIBRATION ON CROSS-WELL INTERFERENCE TESTING RESULTS

Artur M. Aslanyan¹, Azat A. Lutfullin², Ramil A. Mingaraev³, Danila N. Gulyaev^{3,*}, Boris V. Uspensky⁴, Yuri V. Volkov⁴

¹Nafta College, RF, Kazan

²PJSC Tatneft, RF, Almet'yevsk

³Sofoil LLC, RF, Kazan

⁴Kazan (Volga region) Federal University, RF, Kazan

E-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Introduction. Currently, most oil fields are in the late stages of development, where the issue of re-evaluating cross-well reservoir properties to enhance the recovery of residual hydrocarbon reserves and achieve the target final oil recovery factor becomes particularly acute. Permanent geological and hydrodynamic models, which are most often used to select areas for infill drilling or other production enhancement operations, do not always possess high predictive capability. Consequently, there is a pressing need for methods to calibrate and improve the predictive capability of geological and hydrodynamic models.

Aim. To improve the predictive capability of geological and hydrodynamic models, multi-well hydrodynamic tests (interference testing) were conducted. Based on the results, the permeability of the inter-well space was calibrated, which in turn affects the distribution of residual hydrocarbon reserves.

Materials and methods. The methods for achieving the set goal involve conducting pressure interference testing to compare the actual reservoir properties of the inter-well space with the model ones; subsequently, based on the obtained results, a decision of geological and hydrodynamic model recalibration is made.

Results. Following the recalibration of the petrophysical model, permeability was propagated in the geological and hydrodynamic model, and recommendations for infill drilling were issued based on the new distribution of residual hydrocarbon reserves. The actual drilled well confirmed the presence of residual reserves in the predicted zone.

Conclusion. The obtained results confirm that this approach can serve as a reliable basis for calibrating geological and hydrodynamic models to improve their predictive forecasting capability.

Keywords: interference testing, calibration of the geological and hydrodynamic model, distribution of residual reserves, infill drilling zones, transient response

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Aslanyan A.M., Lutfullin A.A., Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Uspensky B.V., Volkov Yu.V. Geological and hydrodynamic models calibration on cross-well interference testing results. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):18–26. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-18-26>

Manuscript received 11.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность процесса разработки большинства нефтегазовых месторождений сильно зависит от геологических неоднородностей в межскважинных интервалах, которые невозможно предсказать на основе данных геофизических и сейсмических исследований. В этих условиях центральную роль в проектировании и дальнейшем контроле разработки играют межскважинные исследования, из которых наиболее популярными являются химические трассеры и гидропрослушивание. Несмотря на то что оба исследования дают представление о межскважинной коммуникации, физика изучаемых свойств пласта разная. Трассеры дают представление о молекулярной межскважинной связности, в то время как гидропрослушивание дает представление о пьезодинамической связности. Отсутствие молекулярной связи по трассерам может не мешать сильной пьезодинамической связи. Ярким примером тому служит группа из нагнетательной и двух добывающих скважин, находящихся в узком канале. Между нагнетательной и ближайшей к ней добывающей скважине будет наблюдаться и молекулярная, и пьезодинамическая связь. Между нагнетательной и дальней добывающей скважине также будет наблюдаться сильная пьезодинамическая связь, в частности остановка закачки в нагнетательную скважину приведет к падению давления в обеих добывающих скважинах. Однако в течение длительного времени ни одна молекула закачиваемой воды

в удаленную добывающую скважину попасть не сможет.

Верно также и то, что наличие молекулярной связи не гарантирует наличие, столь же сильно, пьезодинамической связи. Например, трассеры успешно достигают добывающую скважину по узким каналам в массивной толще высокопроницаемого пласта, однако поддержка давления в таких условиях может оказаться весьма слабой, и выявить пьезодинамическую связь в таком интервале будет затруднительно.

Наиболее полное описание межскважинной связности дает комбинация из трассерных исследований и гидропрослушивания. Однако модель поддержания пластового давления в первую очередь должна быть откалибрована на результаты межскважинного гидропрослушивания.

Как правило, на этапе опытно-промышленных работ предшествующему созданию генеральной схемы разработки эта связка доступна.

Однако в процессе контроля разработки, особенно на поздних стадиях, в условиях падающей добычи, команды разработчиков часто ограничены и во времени, и в бюджете, и приходится выбирать наиболее практичный путь исследования межскважинных интервалов. На протяжении последних лет, как правило, таким исследованием были трассеры, что связано с появлением химических маркеров.

Что же касается гидропрослушивания, то оно заняло маленькую нишу бинарного анализа межскважинной связности, как правило, между скважинами с предустановленной

глубинной телеметрией (как минимум одна из них). Это быстрое, простое и дешевое исследование, которое, однако, очень часто трудноинтерпретируемо из-за сильной интерференции с меняющимися режимами окружающих скважин. Именно эта проблема является также и препятствием для попытки количественно оценить межскважинную связность и использовать эту информацию

ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ГДМ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА НА ОСНОВЕ МУЛЬТИСКВАЖИННОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ОТКАЛИБРОВАТЬ ПРОНИЦАЕМОСТЬ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ И СФОРМИРОВАТЬ БОЛЕЕ КОРРЕКТНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УВ.

в калибровке конкретных значений параметров геолого-гидродинамической модели (например, гидропроводности). Для того чтобы избежать интерференции, все окружение исследуемого участка необходимо остановить (что приводит к заметным потерям в добыче и многократно увеличивает итоговую стоимость исследования) или добиться стабильного или медленно меняющегося режима работы окружающих скважин, что на практике редко когда удается достичь. Это весьма досадно, так как для целей контроля заводнения и поддержания пластового давления именно гидропрослушивание дает прямую информацию.

Ответом на этот вызов является импульсно-кодовое гидропрослушивание (ИКГ), при котором возмущающая скважина меняет режим (добычи или закачки) согласно некоему заранее подготовленному коду, состоящему из последовательности циклов увеличения/уменьшения режима. Соответствующая запись давления в реагирующей скважине может быть дешифрована, несмотря на сильное зашумление от влияния окружающих скважин. В результате ИКГ позволяет давать количественную оценку межскважинной связности без необходимости остановки окружающего фонда, что значительно снижает итоговую стоимость исследования и, по сути, открывает дорогу к его массовому внедрению.

Концепция ИКГ была предложена и первые полевые работы были выполнены учеными Казанского госуниверситета под руководством профессора Николая Николаевича Непримерова [1–3].

Теоретические основы классического гидропрослушивания в нашей стране были заложены в работах [4–9].

ЦЕЛЬ

Целью данной работы является описание опыта калибровки геолого-гидродинамической модели на данные импульсно-кодового гидропрослушивания.

ЗАДАЧИ

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи.

1. Провести ИКГ в зоне потенциальной концентрации запасов:
 - a. составить дизайн предстоящего исследования ИКГ;
 - b. провести полевые работы на глубинной телеметрии;
 - c. проинтерпретировать результаты ИКГ и получить коридоры количественных значений параметров пласта в межскважинные интервалы, характеризующих межскважинную связность, коим является кривая переходной характеристики (ПХ).
2. Провести численное моделирование межскважинного влияния (в терминах кривой ПХ) в рамках существующего представления о распределении параметров пластов на основе пьезодинамического симулятора.
3. Сопоставить модельные параметры пластов со значениями, полученными из ИКГ.
4. В случае несоответствия провести перекалибровку петрофизических параметров пласта (в данной работе таковым являлось проницаемость) до достижения соответствия ПХ из ИКГ и по численной модели.
5. По итогам перекалибровки петрофизической модели произвести распространение проницаемости в геолого-гидродинамической 3D-модели (далее 3D-ГГМ).
6. На основе перекалиброванной 3D-модели оценить распределение остаточных запасов и предложить зоны уплотняющего бурения.
7. Сопоставить результаты бурения с прогнозом по перекалиброванной модели.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Была проведена калибровка геолого-гидродинамической модели на одном из месторождений Волго-Уральского бассейна на результаты, полученные при проведении ИКГ.

Для данной работы выбрана группа скважин вокруг нагнетательной скважины WI1 (рис. 1). По результатам интерпретации ИКГ определены первичные гидродинамические параметры, такие как гидропроводность и пьезопроводность. В табл. 1 представлены значения гидропроводности и пьезопроводности на калибровочном интервале скважин WI1–WI2 (целое решение и кросс-валидация). Интерпретация выполнена в программном продукте «Полигон» [10].

Для проверки достоверности полученных параметров в межскважинном интервале проведена процедура кросс-валидации, включающая в себя выбор разных временных интервалов, зарегистрированных в процессе исследования, проведение интерпретации в каждом из них и сопоставление полученных результатов [11–21]. Если расхождения целого решения и кросс-валидационных составляло не более 20 %, решение считалось устойчивым, а результаты достоверными. Максимальные расхождения в процессе кросс-валидации составили 16 %, что говорит о достоверности полученных параметров (гидропроводности и пьезопроводности) по ИКГ.

Далее необходимо провести численное моделирование межскважинного влияния (в терминах кривой переходной характеристики ПХ) в рамках существующего представления о распределении параметров пластов на основе пьезодинамического симулятора. Изначально представление о начальных и текущих запасах было интегрировано командой разработчиков в действующую геолого-гидродинамическую 3D-модель. На ее основе исследователями была построена численная многослойная 2D+ пьезодинамическая модель участка залежи, где проводилось исследование ИКГ. Это необходимый шаг для моделирования переходной

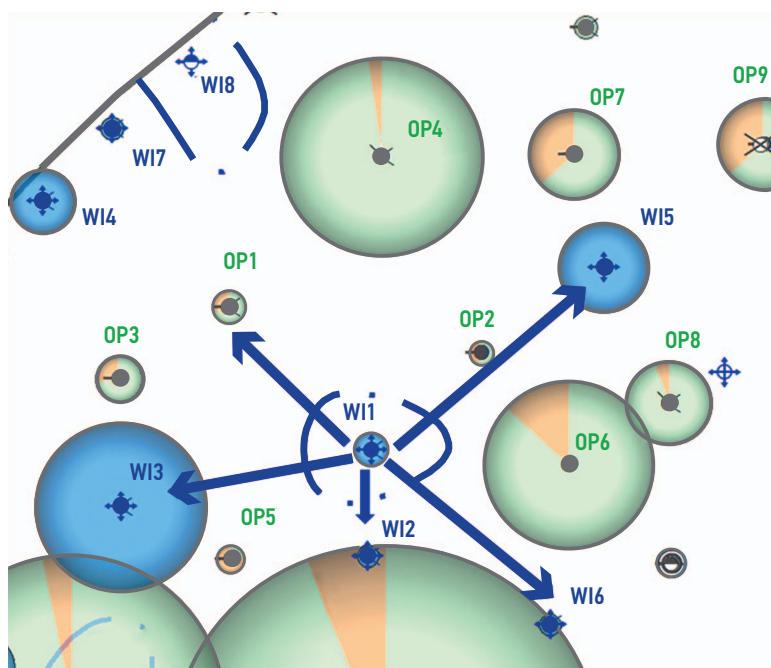


Рис. 1. Участок исследования ИКГ. Составлено авторами
Fig. 1. PCT survey area. Prepared by the authors

характеристики межскважинного интервала, которую невозможно получить в рамках грубой пространственно-временной сетки геолого-гидродинамической 3D-модели. Далее необходимо сопоставить модельные параметры пластов со значениями, полученными из ИКГ.

В табл. 2 сопоставление значений гидропроводности и пьезопроводности в межскважинных интервалах, полученных по итогам ИКГ и спрогнозированных в пьезосимуляторе, дает несоответствие свойств, полученных по итогам ИКГ и спрогнозированных в пьезосимуляторе.

В случае несоответствия необходимо провести перекалибровку петрофизических параметров пласта (в данной работе таковым

Таблица 1. Значения гидропроводности и пьезопроводности по ИКГ. Составлено авторами
Table 1. Reservoir transmissibility and diffusivity by PCT. Prepared by the authors

Параметр	Гидропроводность, мД*м/спз	Пьезопроводность, м ² /с
Целое решение	112	0,3
Валидационное решение (начальный временной интервал)	125	0,32
Валидационное решение (средний временной интервал)	107,5	0,28
Валидационное решение (конечный временной интервал)	117	0,32

Таблица 2. Сравнение значений гидропроводности и пьезопроводности по ИКГ и в геолого-гидродинамической модели. Составлено авторами
Table 2. Dynamic reservoir model and PCT obtained transmissibility and diffusivity values comparison. Prepared by the authors

	ИКГ		ГГДМ	
	Гидропроводность, мД*м/спз	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, мД*м/спз	Пьезопроводность, м ² /с
Целое решение	112	0,3	21,6	0,06

являлось проницаемость) до достижения соответствия ПХ из ИКГ и по численной модели. Выдвинуто предположение, что несоответствие значений гидропроводности и пьезопроводности в межскважинных интервалах, полученных по итогам ИКГ и спрогнозированных в пьезосимуляторе (табл. 2), вызвано неточностями в петрофизической модели проницаемости, и в рамках существующей литофациальной модели произведена коррекция зависимости проницаемости от пористости, результаты, которой представлена на рис. 2А и 2Б.

Как видно из рис. 2А и 2Б, после введения коррекции наблюдается хорошая сходимость

модельных и фактических значений проницаемости.

По итогам перекалибровки петрофизической модели произведено распространение проницаемости в геолого-гидродинамической 3D-модели.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Повторное распространение поля проницаемости привело к изменению карты распределения проницаемости по пластам, что хорошо видно на рис. 3 А, Б. Этот пример показывает, насколько чувствительна

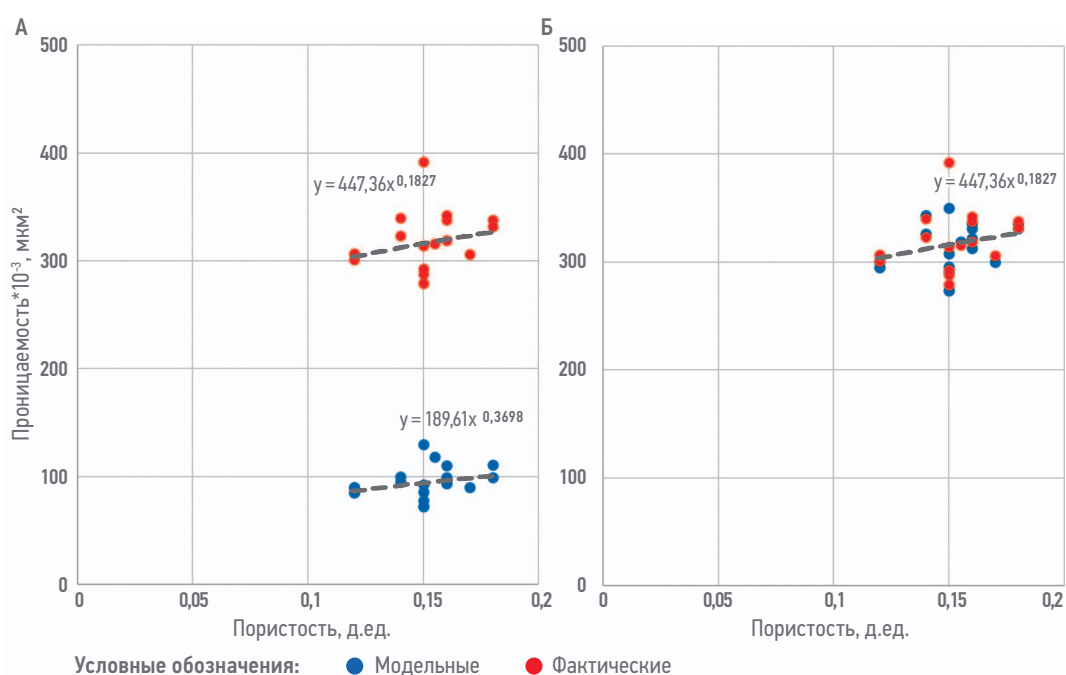


Рис. 2. Модельные (синий цвет) и фактические по ИКГ (красный цвет) значения проницаемости: А) до калибровки, Б) после калибровки. Составлено авторами

Fig. 2. Modeled (blue) and actual (red) permeability values from pulse-code interference testing: А) before calibration, Б) after calibration. Prepared by the authors

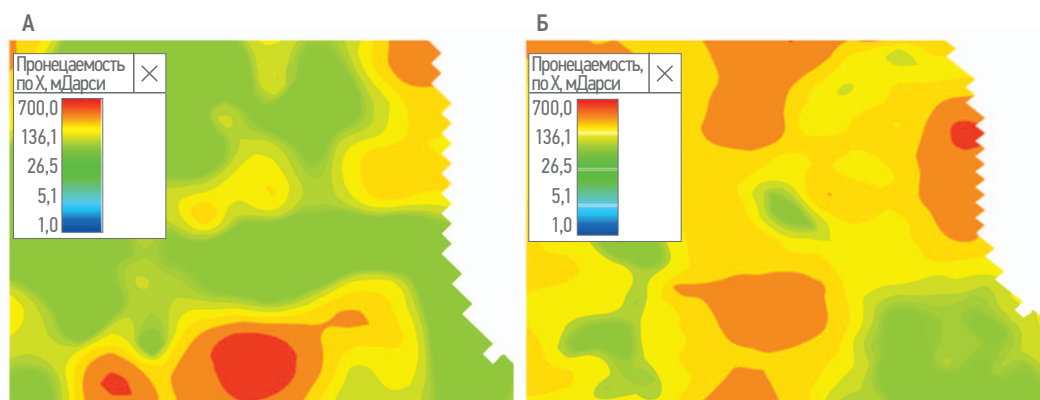


Рис. 3. Карта проницаемости: А) по проектной петрофизической модели, Б) по скорректированной петрофизической модели. Составлено авторами

Fig. 3. Permeability map: А) on the project petrophysical model, Б) on the calibrated petrophysical model. Prepared by the authors

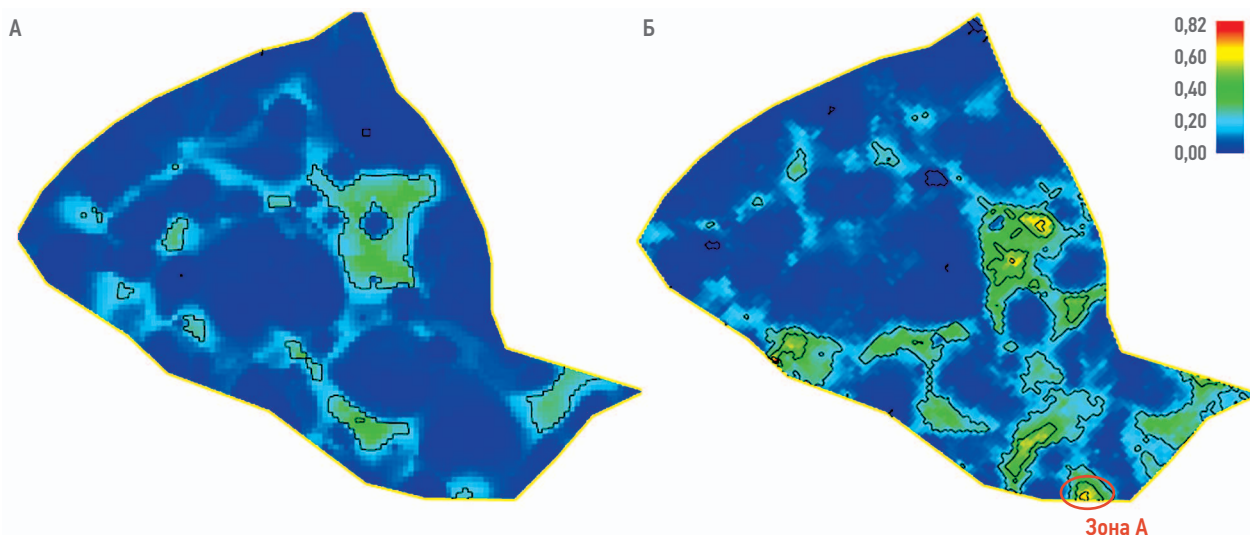


Рис. 4. Карта остаточных подвижных запасов: А) по проектной 3D-ГГМ, Б) по скорректированной 3D-ГГМ. Составлено авторами
Fig. 4. Map of remaining movable reserves: А) according to the project 3D geological and hydrodynamic model. Б) according to the calibrated 3D geological and hydrodynamic model. Prepared by the authors

модель проницаемости от пористости. Недостаточное качество лабораторных исследований кернов и нерепрезентативность керновых данных по межскважинному пространству не позволяет стандартным петрофизическим методам однозначно построить модель проницаемости в межскважинном интервале. Это дает особую ценность методам гидропрослушивания (как классическим, так и ИКГ).

На **рис. 4 А, Б** приведен контроль качества перекалибровки 3D-ГГМ. На основе перекалиброванной 3D-модели оценено распределение остаточных запасов и предложены зоны уплотняющего бурения. На **рис. 4 А, Б** показано изменение в картах распределения остаточных запасов до и после калибровки, а также на основе обновленной информации об остаточных подвижных запасах предложена для уплотняющего

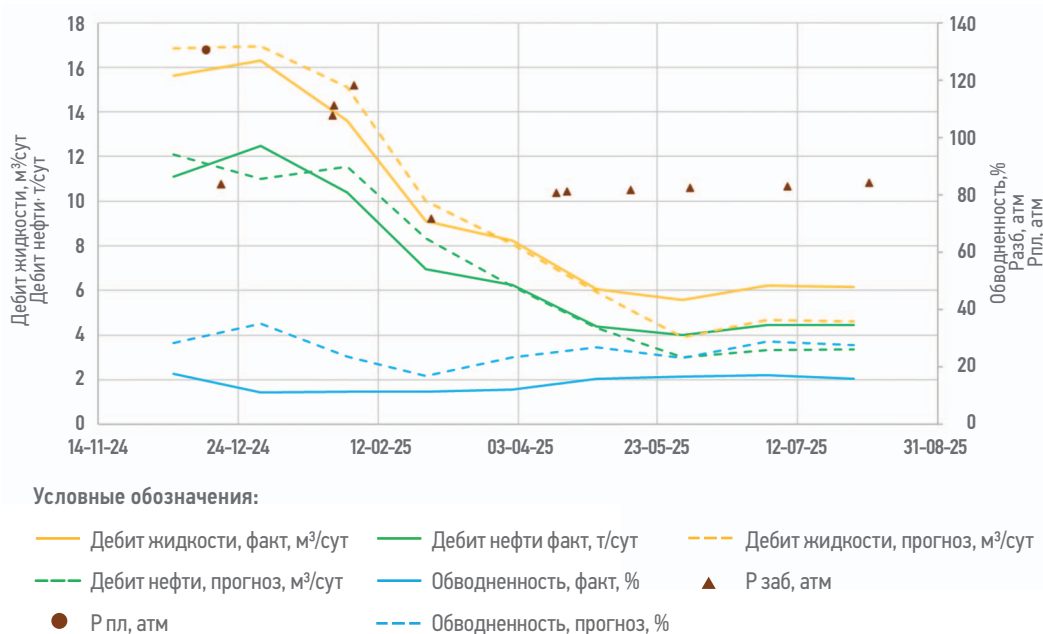


Рис. 5. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности по пробуренной в зоне А уплотняющей скважины в сравнении с прогнозом по скорректированной 3D-ГГМ. Составлено авторами

Fig. 5. Dynamics of oil production, liquid production, and water cut for the infill well drilled in zone A compared to the forecast based on the corrected 3D geological and hydrodynamic model. Prepared by the authors

бурения, в первую очередь зона А как самая приоритетная по экономическим и технологическим показателям.

Далее были сопоставлены результаты бурения с прогнозом по перекалиброванной модели.

По итогам бурения уплотняющей добывающей скважины в зоне А проводилось наблюдение за динамикой добычи нефти и сопоставление ее с прогнозом по скорректированной 3Д-ГГМ (рис. 5). Наблюдается высокая сходимости фактических и прогнозных показателей жидкости и нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Количественная калибровка геолого-гидродинамической модели на межскважинную связанность по итогам импульсно-кодowego гидропрослушивания позволяет уточнить текущее распределение запасов и повысить успешность по уплотняющему бурению и различным геолого-техническим мероприятиям. При этом ИКГ проводилось без остановки добывающего фонда, что существенно снижает затраты на это исследование и дает возможность массового ИКГ-сканирования залежей.

Список литературы

1. Непимеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки пластов. — Казань: Изд-во КГУ, 1961. — 213 с.
2. Непимеров Н.Н. Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений // Сб. «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений». — Казань: Изд-во «КГУ», 1964. — 8–12 с.
3. Непимеров Н.Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. — Казань: Изд-во «КГУ», 1978. — 216 с.
4. Чарный И.А. Основы подземной гидродинамики, М.: «Гостоптехиздат» — 1956. — 260 с.
5. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. — М.: «Гостоптехизд», 1959. — 467 с.
6. Ченалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. — Киев: Изд-во «ГИТЛ», 1961. — 286 с.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Л. Исследования пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. — М.: «Недра», 1964. — 272 с.
8. Баренблат П.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: «Недра», 1972. — 288 с.
9. Бузинов С.Н., Умрихин И.Л. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. — М.: «Недра», 1973. — 246 с.
10. ПО «Полигон» Руководство пользователя, ООО «Поликод», polykod.ru/polygon. — 2020.
11. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Mukhliev I., Krichevsky V., Zinurov L., Mingaraev R., Gulyaev D., Farakhova R. Mature Fields Oil Production Enhancement by Pulse Code Testing [электронный ресурс] // Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan, Kazakhstan. — 2022. — SPE-212156-MS. <https://doi.org/10.2118/212156-MS>
12. SPE-206493-MS. Comparative Analysis of Tracers Against Pressure Pulse Code Interference Testing based on the Numerical Simulations of the Synthetic Oilfields with Complicated Geology. Artur Mikhailovich Aslanyan, Rushana Rinatovna Farakhova, Danila Nikolayevich Gulyaev, Ramil Anvarovich Mingaraev, Ruslan Ildarovich Khafizov. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. Paper Number: SPE-206493-MS. Published: October 12, 2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>
13. SPE-201918-MS. Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests. Bulat Ganiev, Azat Lutfullin, Ildar Karimov, Ilmur Muhliev, Danila Gulyaev, Rushana Farakhova, Linar Zinurov, Ramil Mingaraev, Artur Aslanyan. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. Paper Number: SPE-201918-MS. Published: October 26, 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
14. SPE-200542-MS. Waterflood Analysis with Pulse-Code Pressure Interference Testing in Eastern Siberia Carbonate Reservoirs. Vasily Kim; Artur Aslanyan; Danila Gulyaev; Rushana Farakhova. Paper presented at the SPE Europe, Virtual, December 2020. Paper Number: SPE-200542-MS. Published: December 01, 2020. <https://doi.org/10.2118/200542-MS>
15. SPE-196338-MS. Localization of the Remaining Reserves of R Oilfield With Pulse Code Pressure Testing. Artur Aslanyan, Bulat Ganiev, Azat Lutfullin, Lenar Sagidullin, Ildar Karimov, Ilmur Mukhliev, Rushana Farakhova, Landysh Gainutdinova, Linar Zinurov. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, October 2019. Paper Number: SPE-196338-MS. Published: October 25, 2020. <https://doi.org/10.2118/196338-MS>
16. SPE-193712-MS. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Artur Aslanyan, Igor Kovalenko, Ilmur Ilyasov, Danila Gulyaev, Anton Buyanov, Kharis Musaleev. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, December 2018. Paper Number: SPE-193712-MS. Published: December 10, 2018. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>
17. OTC-28601-MS. Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing. Ali Sabzabadi, Rahim Masoudi, Dian Arsanti, Irina Aslanyan, Marat Garnyshev, Roza Minakhmetova, R. Karantharath, Artur Aslanyan, Rushaniya Farakhova, Danila Gulyaev. Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, March 2018. Paper Number: OTC-28601-MS. Published: March 20, 2018. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>
18. SPE-189258-MS. Carbonate Reservoir Waterflood Efficiency Monitoring with Cross-Well Pulse-Code Pressure Testing. N. Myakeshev, A. Aslanyan, R. Farakhova, L. Gainutdinova. Paper presented at the SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2017. Paper Number: SPE-189258-MS. Published: November 07, 2017. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>
19. SPE-187927-MS. Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. V. Taipova, R. Rafikov, A. Aslanyan, I. Aslanyan, R. Minakhmetova, A. Trusov, V. Krichevsky, R. Farakhova. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. Paper Number: SPE-187927-MS. Published: October 16 2017. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>
20. SPE-18155-MS. Application of Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing for 3D Model Calibration. A. Aslanyan, I. Aslanyan, R. Farakhova. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 2016. Paper Number: SPE-18155-MS. Published: September 26, 2016. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>
21. SPE-175550-MS. Assessing Macroscopic Dynamic Permeability Through Pressure and Noise Analysis. Arthur Aslanyan, Irina Aslanyan, Rushaniya Farakhova. Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, September 2015. Paper Number: SPE-175550-MS. Published: September 14, 2015. <https://doi.org/10.2118/175550-MS>

References

1. Nepimerov N.N., Sharagin A.G. Features of intra-reservoir formation development. Kazan: KSU, 1961, 213 p. (In Russ.).
2. Nepimerov N.N. Issues of improving oil field development. Theoretical and experimental research on oil field development. Kazan: KSU, 1964, P. 8–12. (In Russ.).

3. Nepimerov N.N. Three-dimensional analysis of oil recovery in cooled reservoirs. Kazan: KSU, 1978. 216 p. (In Russ.).
4. Charny I.A. Fundamentals of subsurface hydraulics. Moscow: Gostoptekhizdat, 1956. 260 p. (In Russ.).
5. Shchelkachev V.N. Development of oil- and water-bearing formations under elastic conditions. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. 467 p. (In Russ.).
6. Chekalyuk E.B. Fundamentals of piezometry of oil and gas reservoirs. Kiev: GITL, 1961. 286 p. (In Russ.).
7. Buzinov S.N., Umrikhin I.L. Studies of reservoirs and wells under elastic filtration regime. Moscow: Nedra, 1964. 272 p. (In Russ.).
8. Barenblatt G.I., Yentov V.M., Ryzhik V.M. Theory of nonstationary filtration of liquid and gas. Moscow: Nedra, 1972. 288 p. (In Russ.).
9. Buzinov S.N., Umrikhin I.L. Hydrodynamic methods for the study of wells and reservoirs. Moscow: Nedra, 1973. 246 p. (In Russ.).
10. Polygon Software. User Manual, «Policode» LLC. URL: <https://polykod.ru/polygon/> (accessed: 01.09.2025). (In Russ.).
11. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Mukhliev I., Krichevsky V., Zinurov L., Mingaraev R., Gulyaev D., Farakhova R. Mature Fields Oil Production Enhancement by Pulse Code Testing [электронный ресурс] // Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan, Kazakhstan. 2022. — SPE-212156-MS. <https://doi.org/10.2118/212156-MS>
12. SPE-206493-MS. Comparative Analysis of Tracers Against Pressure Pulse Code Interference Testing based on the Numerical Simulations of the Synthetic Oilfields with Complicated Geology. Artur Mikhailovich Aslanyan, Rushana Rinatovna Farakhova, Danila Nikolayevich Gulyaev, Ramil Anvarovich Mingaraev, Ruslan Ildarovich Khafizov. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. Paper Number: SPE-206493-MS. Published: October 12, 2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>
13. SPE-201918-MS. Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests. Bulat Ganiev, Azat Lutfullin, Ildar Karimov, Ilnur Muhliev, Danila Gulyaev, Rushana Farakhova, Linar Zinurov, Ramil Mingaraev, Artur Aslanyan. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. Paper Number: SPE-201918-MS. Published: October 26, 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
14. SPE-200542-MS. Waterflood Analysis with Pulse-Code Pressure Interference Testing in Eastern Siberia Carbonate Reservoirs. Vasily Kim; Artur Aslanyan; Danila Gulyaev; Rushana Farakhova. Paper presented at the SPE Europec, Virtual, December 2020. Paper Number: SPE-200542-MS. Published: December 01, 2020. <https://doi.org/10.2118/200542-MS>
15. SPE-196338-MS. Localization of the Remaining Reserves of R Oilfield With Pulse Code Pressure Testing. Artur Aslanyan, Bulat Ganiev, Azat Lutfullin, Lenar Sagidullin, Ildar Karimov, Ilnur Mukhliev, Rushana Farakhova, Landysh Gainutdinova, Linar Zinurov. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, October 2019. Paper Number: SPE-196338-MS. Published: October 25, 2020. <https://doi.org/10.2118/196338-MS>
16. SPE-193712-MS. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Artur Aslanyan, Igor Kovalenko, Ilnur Ilyasov, Danila Gulyaev, Anton Buyanov, Kharis Musaleev. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, December 2018. Paper Number: SPE-193712-MS. Published: December 10, 2018. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>
17. OTC-28601-MS. Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing. Ali Sabzabadi, Rahim Masoudi, Dian Arsanti, Irina Aslanyan, Marat Garnyshev, Roza Minakhmetova, R. Karantharath, Artur Aslanyan, Rushaniya Farakhova, Danila Gulyaev. Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, March 2018. Paper Number: OTC-28601-MS. Published: March 20, 2018. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>
18. SPE-189258-MS. Carbonate Reservoir Waterflood Efficiency Monitoring with Cross-Well Pulse-Code Pressure Testing. N. Myakeshev, A. Aslanyan, R. Farakhova, L. Gainutdinova. Paper presented at the SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2017. Paper Number: SPE-189258-MS. Published: November 07, 2017. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>
19. SPE-187927-MS. Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. V. Taipova, R. Rafikov, A. Aslanyan, I. Aslanyan, R. Minakhmetova, A. Trusov, V. Krichevsky, R. Farakhova. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. Paper Number: SPE-187927-MS. Published: October 16 2017. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>
20. SPE-181555-MS. Application of Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing for 3D Model Calibration. A. Aslanyan, I. Aslanyan, R. Farakhova. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 2016. Paper Number: SPE-181555-MS. Published: September 26, 2016. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>
21. SPE-175550-MS. Assessing Macroscopic Dynamic Permeability Through Pressure and Noise Analysis. Arthur Aslanyan, Irina Aslanyan, Rushaniya Farakhova. Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, September 2015. Paper Number: SPE-175550-MS. Published: September 14, 2015. <https://doi.org/10.2118/175550-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Асланиян — разработал методологию калибровки геолого-гидродинамических моделей на результаты промысловых исследований, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Лутфуллин — реализовал внедрение технологии в рамках ОПР, принял активное участие в организации бурения скважин для сверки результатов.

Р.А. Мингараев — принимал активное участие в разработке методологии проведения гидро-прослушиваний и в интерпретации результатов исследований, готовил текст статьи.

Д.Н. Гуляев — оказал экспертную поддержку в части интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований, активно участвовал в подготовке текста статьи.

Artur M. Aslanyan — developed the methodology for calibrating geological and hydrodynamic models based on field study results, developed the article concept, and finally approved the published version of the article.

Azat A. Lutfullin — implemented the technology deployment within the pilot project, actively participated in organizing well drilling for results verification.

Ramil A. Mingaraev — actively participated in developing the methodology for conducting pulse-code testing and in interpreting their results, prepared the text of the article.

Danila N. Gulyaev — provided expert support in interpreting the results of production logging, actively participated in preparing the text of the article.

Б.В. Успенский — оказал экспертную поддержку в части изучения геологических аспектов на исследуемом участке, участвовал в подготовке текста статьи.

Ю.В. Волков — оказал экспертную поддержку в части построения геологической модели на исследуемом участке, участвовал в подготовке текста статьи.

Boris V. Uspensky — provided expert support in studying the geological aspects of the tested area, participated in preparing the text of the article.

Yuri V. Volkov — provided expert support in building the geological model of the tested area, participated in preparing the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Михайлович Асланян — кандидат физико-математических наук, российский физик и математик, ректор ООО «Нафта Колледжа»
Scopus ID: 55775547100
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-0136-4176>
SPIN-код: 3995-9422
e-mail: info@sofoil.com

Азат Абузарович Лутфуллин — заместитель начальника департамента разработки месторождений ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Scopus ID: 35176057900
SPIN-код: 5631-6190

Данила Николаевич Гуляев* — заместитель руководителя отдела анализа разработки ООО «Софойл»
420107, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Спартаковская, д. 2а.
Scopus ID: 24471004200
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>
SPIN-код: 1296-5846
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Рамиль Анварович Мингараев — специалист по гидродинамическим исследованиям ООО «Софойл»
Scopus ID: 57220023415
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-3794-373X>
SPIN-код: 4971-6350

Борис Вадимович Успенский — заведующий кафедрой геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Scopus ID: 56609169400
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9460-0194>
SPIN-код: 6474-7324

Юрий Васильевич Волков — доцент кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Artur M. Aslanyan — Cand. Sci. (Phys.-Math.), physics and mathematics, a Russian physicist and mathematician, Rector of Nafta College
Scopus ID: 55775547100
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-0136-4176>
SPIN-code: 3995-9422
e-mail: info@sofoil.com

Azat A. Lutfullin — Deputy head of the Field Development Department at PJSC Tatneft named after V.D. Shashin
Scopus ID: 35176057900
SPIN-code: 5631-6190

Danila N. Gulyaev* — Deputy head of the Reservoir Analysis Department, Sofoil LLC
2A Spartakovskaya str., Kazan, 420107, Russia, Republic of Tatarstan.
Scopus ID: 24471004200
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>
SPIN-code: 1296-5846
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Ramil A. Mingaraev — Pressure transient analysis Specialist, Sofoil LLC
Scopus ID: 57220023415
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-3794-373X>
SPIN-code: 4971-6350

Boris V. Uspensky — Head of the Department of Oil and Gas Geology named after Academician A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University
Scopus ID: 56609169400
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9460-0194>
SPIN-code: 6474-7324

Yuri V. Volkov — Associate Professor of the Department of Oil and Gas Geology named after Academician A.A. Trofimuk, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЗАИМОВЛИЯНИЕ СКВАЖИН ПРИ ФОНТАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ: ОБЗОР МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И АНАЛИЗ ИХ ПРИМЕНИМОСТИ

© Коллектив авторов,
2026



Р.Р. Бахитов¹, И.А. Лакман^{2,*}, В.М. Тимирьянова², В.Б. Прудников², Л.Р. Абзалилова²

¹Группа компаний «Газпром нефть», Ирак, провинция Васит

²ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», РФ, Уфа

Электронный адрес: Lackmania@mail.ru

Введение. Проблема выявления и оценки взаимовлияния скважин является одной из ключевых в современной нефтегазовой отрасли и наименее изученной применительно к условиям фонтанной добычи нефти. Прогнозирование объемов добычи нефти в разрезе скважин, планирование ввода/вывода скважин из эксплуатации, изменение режима их работы невозможно без четкого понимания их взаимосвязи.

Цель: на основе опубликованных источников провести обзор и анализ применимости существующих моделей оценки взаимовлияния эксплуатационных параметров скважин под фонтанный способ добычи.

Методы. Отбор статей для обзора выполнялся в соответствии с методикой PRISMA по ключевым словам в базах Google Scholar и Elibrary. Полные тексты отобранных статей были вручную проверены на соответствие исследовательскому вопросу.

Результаты. В обзор вошли 25 публикаций, соответствующих поисковому запросу. Их анализ показал довольно широкий спектр применяемых методов и моделей: метод гидродинамического моделирования, экспериментальный метод, модель материального баланса, емкостно-резистентная модель (CRM), двумерная модель фильтрации, пространственно-авторегрессионные модели (SAR, SEM и др.), модель пространственно-временной авторегрессии скользящего среднего (STARMA), модель анализа временных рядов (TSA), модель векторной авторегрессии (VAR), байесовская модель векторной авторегрессии (BVAR). Каждая из них имеет свои недостатки, такие как трудоемкость реализации, высокая стоимость, вычислительная сложность, чувствительность к пропускам и выбросам в данных. Многие из них для оценки взаимосвязи скважин при фонтанном способе добычи требуют принятия определенных допущений и адаптации. Анализ преимуществ и недостатков позволил сделать вывод о том, что наиболее перспективной для оценки взаимного влияния дебитов нефти скважин при фонтанном способе ее добычи является модель векторной авторегрессии (VAR).

Заключение. Широкий перечень методов анализа взаимовлияния скважин позволяет подобрать метод с учетом существующих ограничений исследования, но во всех случаях они требуют адаптации под фонтанный способ добычи.

Ключевые слова: взаимовлияние скважин, добыча нефти, фонтанная добыча, обзор

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Бахитов Р.Р., Лакман И.А., Тимирьянова В.М., Прудников В.Б., Абзалилова Л.Р. Взаимовлияние скважин при фонтанном способе добычи нефти: обзор методов оценки и анализ их применимости. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):27–34. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-27-34>

Статья поступила в редакцию 12.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

INTERACTION OF WELLS IN FLOW PRODUCTION OIL: A REVIEW OF ASSESSMENT METHODS AND AN ANALYSIS OF THEIR APPLICABILITY

Renat R. Bakhitov¹, Irina A. Lakman^{2,*}, Venera M. Timiryanova², Vadim B. Prudnikov², Liya R. Abzalilova²

¹Gazprom oil company group, Iraq, Wasit Province

²Ufa University of Science and Technology, RF, Ufa

E-mail: Lackmania@mail.ru

Introduction. The problem of identifying and assessing the mutual influence of wells is one of the key issues in the modern oil and gas industry and the least studied in relation to the conditions of gushing oil production. Forecasting well production volumes, planning well commissioning/decommissioning, and changing their operating modes is impossible without a clear understanding of these interactions.

Aim. The objective of this review is to analyze the applicability of existing models for assessing the interaction of well operating parameters under flowing oil production, based on published sources.

Methods. Articles for the review were selected according to the PRISMA methodology using keywords in the Google Scholar and Elibrary databases. Available full-text articles were manually screened for relevance to the research question.

Results. The review included 25 publications that matched the search query. Their analysis revealed a fairly wide range of applied methods and models: the hydrodynamic modeling method, the experimental method, the material balance model, the capacitance-resistance model (CRM), the two-dimensional filtration model, spatially autoregressive models (SAR, SEM, etc.), the spatiotemporal autoregressive moving average model (STARMA), the time series analysis (TSA) model, the vector autoregressive (VAR) model, and the Bayesian vector autoregressive (BVAR) model. Each of them has its own disadvantages, such as labor intensity, high cost, computational complexity, and sensitivity to gaps and outliers in the data. Many of them require certain assumptions and adaptations to assess the well-to-well relationships during flowing production. An analysis of the advantages and disadvantages led to the conclusion that the vector autoregressive model is the most promising for assessing the mutual influence of well oil flow rates during flowing production.

Conclusion. A wide range of well interference analysis methods allows for selecting a method that takes into account existing research limitations, but in all cases they require adaptation to flowing production.

Keywords: well interference, oil production, flowing production, review

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interest.

For citation: Bakhitov R.R., Lakman I.A., Timiryanova V.M., Prudnikov V.B., Abzalilova L.R. Interaction of wells in flow production oil: a review of assessment methods and an analysis of their applicability. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):27–34. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-27-34>

Manuscript received 12.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Фонтанная добыча нефти базируется на естественной энергии пласта, которая обеспечивает вынос нефти на поверхность. Такой способ характеризуется высокой чувствительностью к состоянию пласта и параметрам эксплуатации. Оптимизация этих параметров играет ключевую роль для повышения эффективности добычи, продления срока службы скважин и поддержания безопасности работы. Вместе с тем при разработке многоскважинных месторождений необходимо учитывать взаимное влияние добычи из соседних скважин. Зоны разгрузки, формируемые каждой из них, могут пересекаться и создавать взаимную интерференцию, что отражается на изменении дебита каждой скважины. В результате наблюдаемые показатели добычи не всегда достоверно отражают динамику конкретной скважины, поскольку они зависят не только от ее собственных условий, но и от деятельности соседних скважин.

Особенно важно количественно оценить степень взаимосвязи между скважинами, так как это влияет на точность прогнозов производительности скважин и оценку запасов нефти, оптимальное планирование ввода или вывода скважин из эксплуатации, принятие решений о смене режима работы (например, перевод скважины в нагнетательный режим работы), анализ последствий мероприятий по интенсификации добычи нефти, разработку оптимальной сетки бурения и стратегий распределения добычи.

Таким образом, для комплексного анализа интерференции скважин необходимо

располагать верифицированной моделью пласта, способной прогнозировать его поведение при фонтанной добыче. В этом случае требуется исследовать существующие подходы к моделированию, применимые к фонтанному способу добычи нефти.

Целью проводимого обзора является анализ применимости существующих моделей оценки взаимовлияния эксплуатационных параметров скважин под фонтанный способ добычи на основе опубликованных источников.

МЕТОДЫ

В качестве методов отбора публикаций использовали инструменты, характерные для систематических обзоров, и, несмотря на то что целью обзора является Scope review (ознакомление с темой), был поставлен конкретный исследовательский вопрос «Какие математические методы и инструменты позволяют оценить взаимовлияние эксплуатационных параметров нефтедобывающих скважин при фонтанном способе добычи?» и использовалась методика отбора публикаций PRISMA.

В качестве источников рассматривались базы Google Scholar и Elibrary. Ключевые слова задавали на русском и английском языках: взаимосвязь (влияние, взаимовлияние, ассоциация, корреляция), добыча нефти (дебит, эксплуатационные параметры), модели (методы, уравнения), фонтанная добыча (способ добычи). В качестве операторов для поиска использовались OR и AND. Для соответствия запросу поиска найденные согласно ключевым словам полные тексты статей отсматривались вручную.

На первом этапе в результате поискового запроса было получено 96 публикаций, после удаления дубликатов осталось 82 публикации. На основе анализа текста аннотаций было отклонено 48 публикаций, а из оставшихся 34 статей доступны в полном тексте были только 32 рукописи. В результате ручного экспертного отбора в Scope review попало только 22 публикации, еще 4 были добавлены как описание уточняющего характера самих методов математического моделирования.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Метод гидродинамического моделирования выделяется среди прочих подходов к анализу взаимосвязи добычи на скважинах своей высокой надежностью [1]. В отличие от аналоговых, эмпирических методов и анализа кривых падения добычи нефти он учитывает пространственное (плановое и вертикальное) распределение неоднородности горных пород, их взаимодействия с флюидами (например, относительные проницаемости), а также реальные дебиты, давления и насыщенности [2]. Это позволяет оценивать несколько вариантов разработки, что невозможно учесть методами материального баланса. Однако создание таких моделей требует большого объема данных, которые часто недоступны, и сложной работы с профессиональным инженерным программным обеспечением [3]. Кроме того, в моделях неизбежно допущение, особенно в части механизмов фильтрации в пористых средах. Для нетрадиционных и трещиноватых коллекторов сложность и неопределенность возрастает, что снижает точность и требует дополнительных исследований.

Другим подходом по оценке распределения перетоков флюида между соседними добывающими скважинами является экспериментальный метод, основанный, например, на закачке трассеров и гидропрослушивании [4]. Но такие методы нефтедобывающая компания на практике не всегда может себе позволить, поскольку метод дорогостоящий, длительный и требующий устранения любых возмущений на динамику изменений перетока флюида, чего нельзя достичь при постоянной эксплуатации скважин.

Из-за трудоемкости и высокой стоимости гидродинамического моделирования в ряде случаев применяются более простые методы анализа взаимного влияния добычи нефти на соседних скважинах, которые обеспечивают достаточную оперативность и приемлемую точность. Так, например, теоретический подход, основанный на анализе распределения

фильтрационных потоков между скважинами, предполагает использование таких данных, как толщина пласта, среднее по толщине пласта поровое давление, проницаемость пласта, вязкость пластового флюида [5]. Данный подход имеет достаточно много допущений и ограничений, хотя и применяется на практике [6], однако опыт его применения сводится к месторождениям, на которых есть

ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ФОНТАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИВЕДЕН ВСЕСТОРОННИЙ ОБЗОР МЕТОДИК В ОТКРЫТОЙ ПЕЧАТИ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРИ МАЛОМ ОБЪЕМЕ ДАННЫХ ДОБЫЧИ ОБЫЧНО ИСПОЛЬЗУЮТ МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ; ПРИ БОЛЬШОМ ОБЪЕМЕ ДАННЫХ — КЛАССИЧЕСКИЙ ПОДХОД ГДМ; ПРИ ИСТОРИЧЕСКИХ ДАННЫХ НЕОБХОДИМО ИСПОЛЬЗОВАТЬ СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ.

как добывающие, так и нагнетательные скважины. Применение данного подхода к анализу оценки взаимосвязи скважин при фонтанном способе добычи отсутствует. Другие прокси-модели, способные дать соизмеримую с гидродинамическим моделированием точность в оценке взаимовлияния в добыче на скважинах, это модели материального баланса, емкостно-резистентные модели (CRM), двумерные модели фильтрации [7]. Но успешность их применения сводится к анализу динамики данных истории дебита, забойного и пластового давления, что требует их адаптации в условиях применения фонтанной добычи. Так, в емкостно-резистентной модели забойное давление является одним из входных параметров для оценки гидродинамического сопротивления динамики потока, а при фонтанной добыче давление на забое минимально (ниже пластового), поэтому традиционный подход с включением забойного давления в модель становится неадекватным и требуется адаптация модели за счет ее упрощения, как правило, при принятии такого давления за атмосферное [8]. Другой подход, основанный на использовании уравнений материального баланса, также требует адаптации под условия отсутствия забойного давления при фонтанной добыче [9]. Также используются методы динамических расчетов жидкости на скважине, выполняемые с использованием скоростей производства скважин и давления потока и ориентированные на количественную оценку влияния связи с компенсирующей скважиной [10].

Под степенью взаимодействия скважины с окружающими добывающими скважинами можно понимать долю ее приемистости,

приходящуюся на отток к заданной добывающей скважине (долю оттока) за счет оттока от остальных скважин. В соответствии с этим для исследования взаимного влияния добычи соседних скважин друг на друга при фонтанной добыче можно использовать анализ динамики дебита скважины в условиях действия давлений. Для такого упрощенного подхода к анализу взаимосвязей можно использовать модели анализа временных рядов (TSA). Как правило, традиционно TSA-модели применяются в задачах прогнозирования дебита на отдельных скважинах [11] или на всем месторождении [12]. Подробный обзор современных инструментов, применяемых для анализа взаимного влияния скважин, приведен в работе [13].

Для взаимного влияния используют модели взаимосвязанных систем уравнений с учетом лагов запаздывания — модели векторной авторегрессии (VAR). Данный тип моделей широко признан эффективным инструментом для взаимного влияния дебитов скважин друг на друга, особенно в системах заводнения и многоскважинных коллекторах [14–17]. Основной особенностью таких моделей является возможность учета лаговых переменных, позволяющих учитывать историческую память о протекающих в коллекторе процессах. Анализируя многомерные временные ряды дебитов, VAR-модель декодирует историю взаимодействий, где данные каждой скважины содержат следы воздействий со стороны других. Оценка взаимного влияния: модели VAR рассматривают дебиты и закачку различных скважин как взаимосвязанные временные ряды, что позволяет анализировать их взаимное влияние. Этот подход позволяет выявить линейные зависимости и количественно оценить влияние изменений в одной скважине на другие скважины в группе. Так, в исследовании Zhang R. и Jia H. (2021) [15] предлагается двухэтапный подход, состоящий из многомерного временного анализа для оптимизации данных закачки и добычи на основе анализа сетки скважин и VAR-моделирования для описания количественного влияния по этим данным. Авторы делают вывод, что анализ импульсных откликов позволяет определить вклад нагнетательной скважины в добычу и полезен при планировании и контроле мероприятий по заводнению. В другом исследовании Хасанова М.М. с соавторами (2021) [16] показано, что VAR-модели могут успешно применяться для прогнозирования добычи нефти в среднесрочной перспективе с учетом отсроченного влияния скважин друг на друга [16]. Существуют также

исследования, в которых применяются новые инструменты к анализу взаимного влияния дебита на добывающих скважинах, в основе которых лежит модель векторной авторегрессии, например применение нелинейных VAR с комбинацией нейросетевого подхода, [17]. Однако у этих моделей возникают вычислительные сложности и данные временных рядов не должны иметь пропусков, что невозможно в условиях реальной эксплуатации нефтяных скважин.

Также множество исследований по оценке взаимного влияния эксплуатационных параметров нефтедобывающих скважин друг на друга предлагают учитывать пространственную связность, определенную расстоянием между скважинами. Так, в исследовании Ahmadi R. с соавторами (2020) [18] предложен инновационный подход, основанный на пространственно-временных моделях, позволяющей оценивать взаимное воздействие дебитов группы близко расположенных скважин в пласте. В отличие от традиционных методов, которые рассматривают скважины по отдельности, новый метод позволяет одновременно анализировать динамику дебитов нескольких добывающих скважин в заданной территории. При этом учитывается разнообразие паттернов дебитов, возникающих на разных эксплуатациях скважин. Для этого используется модель пространственно-временной авторегрессии скользящего среднего STARMA, которая эффективно захватывает как временную динамику каждого объекта, так и пространственные взаимосвязи между скважинами. Важной частью методологии выступает предварительное разделение на месторождения на кластеры смежных скважин с помощью пространственной кластеризации, основанной на сходстве их дебитных моделей. Это позволяет более точно выявить зоны взаимного влияния и учитывать неоднородность пласта. Практическая эффективность предложенного подхода была подтверждена на базе реальных данных по 38 активным нефтедобывающим скважинам юго-западного региона Ирана, что демонстрирует его применимость и высокую точность при анализе совместной динамики скважин в условиях реального месторождения.

Также для оценки пространственной связности добычи на нефтяных месторождениях используют инструменты пространственной статистики, в основе которой лежит расчет глобального и локального индекса пространственной автокорреляции Морана, а также построение пространственных

авторегрессионных моделей (SAR, SEM и др.). Глобальный индекс Морана использовался в исследованиях нефтяных месторождений Montgomery J.B. и O'Sullivan F.M. (2017) [19], ElDawody S. с соавт. (2025) [20], Хасанова М.М. с соавт. (2023) [21]. Он также применим для анализа выработки других природных ресурсов [22]. В этих исследованиях отмечается, что выявление наличия пространственной автокорреляции может значительно повысить эффективность анализа, помогая выявлять коррелированные переменные. Это позволяет более точно понимать взаимосвязи между различными пространственными объектами или явлениями. Обнаруживая пространственную автокорреляцию для нефтегазовых проектов, лица, принимающие решения, могут лучше определять взаимосвязи переменных в пространстве, что приводит к более обоснованным и содержательным выводам в ходе анализа [20]. Однако использование инструментов пространственной статистики непосредственно для моделирования взаимного влияния скважин сложно как с точки зрения вычислительной (требуется большие вычислительные мощности, параллелизации алгоритмов) [23], так и с точки зрения простоты и наглядности интерпретации результатов моделирования. В связи с этим предпочтительно использовать пространственный автокорреляционный анализ лишь для выявления кластеров пространственно-связных скважин, для которых в дальнейшем будут рассчитаны модели векторной авторегрессии. Такой подход, заключающийся в предварительном выделении кластеров на основе пространственной связности, например, описан у Ahmadi R. с соавторами (2020) [18]. VAR-модель не учитывает физических процессов напрямую, поэтому ее выводы основаны на статистических связях, а не на физической причине взаимного влияния, именно поэтому модель предпочтительна для оценки взаимного влияния дебитов нефти скважин при фонтанном способе ее добычи. Верификация модели может быть проведена при ее эмпирическом применении или при ее сравнении с гидродинамической моделью. Однако, основным недостатком модели VAR является ее чувствительность к выбросам в данных, сложность оценки при использовании для ее обучения длинных временных рядов, частое получение неэффективных оценок коэффициентов модели в условиях гетероскедастичности и серийной корреляции признаков с остатками. Решить

эту проблему можно с использованием другого подхода к оценке коэффициентов, основанного на байесовской статистике, то есть использовать модель байесовской авторегрессии BVAR [24]. Байесовские модели векторной авторегрессии (BVAR) используют априорные распределения для сжатия оценок параметров, что помогает предотвратить переобучение — распространённую проблему стандартных векторных авторегрессий, возникающую из-за быстрого роста числа параметров по мере увеличения переменных и лагов. Это сжатие приводит к более стабильным и точным прогнозам, особенно в больших или многомерных системах, где стандартные векторные авторегрессии могут работать неэффективно или стать вычислительно невыполнимыми [25]. Эмпирические исследования неизменно показывают, что BVAR-модели превосходят стандартные VAR-модели при прогнозировании вне выборки, особенно при использовании информативных априорных данных и в больших системах [26].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Взаимное влияние скважин определяет распределение пластового давления и дебита по месторождению. Понимание этих взаимосвязей позволяет эффективно управлять режимами работы скважин, избегая перераспределения давления, которое может снизить общий объем добычи, помогает контролировать скорость падения пластового давления и обеспечивать стабильное фонтанирование, позволяет определить-ся со скважиной — кандидатом на перевод в режим нагнетания. Анализ литературных источников показал, что для определения взаимного влияния как на качественном, так и на количественном уровнях можно применять методы математического моделирования, причем в случае полной геологической информации — классические подходы гидродинамического моделирования, а в случае наличия только исторических динамических данных о добыче — статистических подходов (в том числе на основе пространственной статистики). Но все эти инструменты требуют адаптации под фонтанный способ добычи, с учетом того что ряд эксплуатационных параметров скважины, традиционно учитываемых в системе «нагнетание — добыча», не собирается.

Список литературы

1. Alisheva Z., AL-Dujaili A.N., Tileuberdi N., et al. Modeling and analysis of filtration processes in oil reservoirs of small fields by reserves // *Scientific Reports*. — 2025. — No. 15. — Pp. 115–155. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-96797-8>
2. Bayamirova R., Togasheva A., Saduakasov D., Zholbasarova A., Tabylganov M., Gusmanova A., Sarbopeeva M., Nauyryzova B., Nugumarov S. Reservoir Development and Well Operation Control Methods: Practical Application // *Processes*. — 2025. — No. 13. — Pp. 15–41. <https://doi.org/10.3390/pr13051541>
3. Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Adjustment of a reservoir model by the material balance method in the MBAL program. Setting up the integrated model in GAP // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. — 2024. — 335, no. 2. — Pp. 133–140. <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/2/4434>
4. Serres-Piole C., Preud'homme H., Moradi-Tehrani N., Allanic C., Jullia H., Lobinski R. Water tracers in oilfield applications: Guidelines // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2012. — No. 98–99. — Pp. 22–39.
5. Поташев К.А., Ахундов Р.Р., Мазо А.Б. Расчет расхода жидкости между скважинами в модели фильтрации нефтяного пласта с использованием линий тона // *Георесурсы*. — 2022. — Том 24, № 1. — С. 7–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3>
6. Potashev K.A., Baushin V.V., Mazo A.B., et al. Design of the Position of the Blocking Material in a Water-Flooded High-Permeability Interlayer of an Oil Reservoir for a Five-Spot Flooding Scheme // *Moscow University Geology Bulletin*. — 2024. — Vol. 79, no. 1. — Pp. 150–161. <https://doi.org/10.3103/s0145875224700169>
7. Косьянов В.П., Мусанов Е.Н., Гайдамак И.В. Применение инструментов прокси-моделирования для оценки эффективного коэффициента приемистости нефтяного месторождения // *Вестник ТюмГУ Физическое и математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. — 2022. — Том 8, № 3(31). — С. 85–105. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105>
8. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting // *Energies*. — 2018. — Vol. 11. — P. 3368. <https://doi.org/10.3390/en1123368>
9. Han G. Applicability of the flowing material balance method to heterogeneous reservoirs // *Petroleum Science and Technology*. — 2022. — Vol. 40, no. 6. — Pp. 641–658. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2006700>
10. Clarkson C.R., Benson A.L.L., Hamidreza H. Quantifying the Effects of Interwell Communication Using Dynamic Fluid-in-Place Calculations // *SPE Journal*. — 2024. — Vol. 29, no. 3. — Pp. 5384–5399. <https://doi.org/10.2118/217760-PA>
11. Fan, D., Sun, H., Yao, J., Zhang, K., Yan, X., & Sun, Z. Well production forecasting based on ARIMA-LSTM model considering manual operations // *Energy*. — 2021. — No. 220. — P. 119708. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119708>
12. Азбуханов А.Ф., Ланман И.А., Азаматов А.А., Садинова Л.Ф. Среднесрочное прогнозирование добычи нефти по месторождению на основе моделей SARIMAX // *Нефтяное хозяйство*. — 2020. № 2. — С. 84–88. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-84-88>
13. Хасанов М.М., Бахитов Р.Р., Ланман И.А. Обзор исследований по моделированию геологического строения и процессов разработки месторождения // *Нефтяное хозяйство*. — 2021. — № 10. — С. 46–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-46-51>
14. Min Ch., Wang Y., Min F., Yang H., Zhao W. Multisource data fusion for single-well production rate prediction // *Expert Systems with Applications*. — 2024. — No. 250. — P. 123955. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2024.123955>
15. Zhang R., Jia H. Production performance forecasting method based on multivariate time series and vector autoregressive machine learning model for waterflooding reservoirs // *Petroleum Exploration and Development*. — 2021. — Vol. 48, no. 1. — Pp. 201–211. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60016-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60016-2)
16. Хасанов М.М., Бахитов Р.Р., Ланман И.А., Мананов Т.Ф. Методика количественной оценки взаимовлияния скважин с учетом отсроченного эффекта // *Нефтяное хозяйство*. — 2021. — № 12. — С. 51–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-51-55>
17. Taherdangkoo R., Tatomir A., Taherdangkoo M., Qiu P., Sauter M. Nonlinear Autoregressive Neural Networks to Predict Hydraulic Fracturing Fluid Leakage into Shallow Groundwater // *Water*. — 2020. — No. 12. — P. 841. <https://doi.org/10.3390/w12030841>
18. Ahmadi R., Shahrabi J., Aminshahidy B. Forecasting multiple-well flow rates using a novel space-time modeling approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2020. — No. 191. — Pp. 107–127. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107027>
19. Montgomery J.B., O'Sullivan F.M. Spatial variability of tight oil well productivity and the impact of technology // *Applied Energy*. — 2017. — No. 195. — Pp. 344–355. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.03>
20. E-Dawody S., Essawy Y., Nassar K. Investigating Spatial Autocorrelation for Petroleum Projects // *Proceedings of the Canadian Society for Civil Engineering Annual Conference*. — 2024. — Vol. 3. CSCE 2024. Lecture Notes in Civil Engineering. — 2025. — Vol. 3. — Pp. 1–34. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-97697-1_34
21. Хасанов М.М., Бахитов Р.Р., Ланман И.А., Тимирьянова В.М. Пространственное моделирование взаимовлияния добывающих скважин // *Нефтяное хозяйство*. — 2023. — № 10. — С. 51–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-51-55>
22. Zhang C., Lv W., Liu G. et al. Multidimensional spatiotemporal autocorrelation analysis theory based on Multi-observation spatiotemporal Moran's I and its application in resource allocation // *Earth Sci Inform.* — 2025. — Vol. 18, no. 36. <https://doi.org/10.1007/s12145-024-01598-8>
23. Paudel A., Puri S. Accelerating Spatial Autocorrelation Computation with Parallelization, Vectorization and Memory Access Optimization: With a focus on rapid recalculation of COVID related spatial statistics for faster geospatial analysis and response // *22nd IEEE International Symposium on Cluster, Cloud and Internet Computing (CCGrid)*. — 2022. <https://doi.org/10.1109/ccgrid54584.2022.00064>
24. Miranda-Agrippino S., Ricco G. Bayesian Vector Autoregressions // *Bank of England Working Paper*. September 21. — 2018. — No. 756. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3253086>
25. Musyoki M., Alilah D., Angwenyi D. Updated Vector Autoregressive Model Incorporating New Information Using the Bayesian Approach // *Science Mundi*. — 2024. — Vol. 4, no. 2. — Pp. 178–197. <https://doi.org/10.51867/scimundi.mathematics.4.2.17>
26. Kuschnig N., Vashold L. BVAR: Bayesian Vector Autoregressions with Hierarchical Prior Selection in R. // *Journal of Statistical Software*. — 2019. — Vol. 100, no. 14. — Pp. 1–27. <https://doi.org/10.18637/jss.v100.i14>

References

1. Alisheva Z., AL-Dujaili A.N., Tileuberdi N. et al. Modeling and analysis of filtration processes in oil reservoirs of small fields by reserves. *Scientific Reports*. 2025, no. 15, pp. 115–155. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-96797-8>
2. Bayamirova R., Togasheva A., Saduakasov D., Zholbasarova A., Tabylganov M., Gusmanova A., Sarbopeeva M., Nauyryzova B., Nugumarov S. Reservoir Development and Well Operation Control Methods: Practical Application. *Processes*. 2025, no. 13, pp. 15–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.3390/pr13051541>
3. Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Adjustment of a reservoir model by the material balance method in the MBAL program. Setting up the integrated model in GAP. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2024, vol. 335, no. 2, pp. 133–140. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/2/4434>

4. Serres-Piole C., Preud'homme H., Moradi-Tehrani N., Allan C., Jullia H., Lobinski R. Water tracers in oilfield applications: Guidelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2012, no. 98–99, pp. 22–39.
5. Potashev K.A., Akhunov R.R., Mazo A.B. Calculation of fluid flow between wells in an oil reservoir filtration model using streamlines. *Georesursy*. 2022, vol. 24, no. 1, pp. 27–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3>
6. Potashev K.A., Baushin V.V., Mazo A.B., et al. Design of the Position of the Blocking Material in a Water-Flooded High-Permeability Interlayer of an Oil Reservoir for a Five-Spot Flooding Scheme. *Moscow University Geology Bulletin*. 2024, vol. 79, no. 1, pp. 150–161. (In Russ.) <https://doi.org/10.3103/s0145875224700169>
7. Kosyakov V.P., Musakaev E.N., Gaidamak I.V. Application of proxy modeling tools to estimate the effective injectivity of an oil field *Bulletin of Tyumen State University. Physical and Mathematical Modeling. Oil, gas, energy*. 2022, vol. 83, no. 31, pp. 85–105. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105>
8. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*. 2018, no. 11, pp. 33–68. <https://doi.org/10.3390/en1123368>
9. Han G. Applicability of the flowing material balance method to heterogeneous reservoirs. *Petroleum Science and Technology*. 2022, vol. 40, no. 6, pp. 641–658. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2006700>
10. Clarkson C.R., Benson A.L.L., Hamidreza H. Quantifying the Effects of Interwell Communication Using Dynamic Fluid-in-Place Calculations. *SPE Journal*. 2024, no. 29, pp. 5384–5399. <https://doi.org/10.2118/217760-PA>
11. Fan D., Sun H., Yao J., Zhang K., Yan X., & Sun, Z. Well production forecasting based on ARIMA-LSTM model considering manual operations. *Energy*. 2021, no. 220, pp. 119708. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119708>
12. Azbukhanov A.F., Lakman I.A., Agapitov A.A., Sadikova L.F. Medium-term forecasting of oil production by field based on SARIMAX models. *Oil industry [Neftyanoye khozyaystvo]*. 2020, no. 2, pp. 84–88. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-84-88>
13. Khasanov M.M., Bakhitov R.R., Lakman I.A. Review of research on modeling the geological structure and processes of field development. *Oil industry [Neftyanoye khozyaystvo]*. 2021, no. 10, pp. 46–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-46-51>
14. Min Ch., Wang Y., Min F., Yang H., Zhao W. Multisource data fusion for single-well production rate prediction. *Expert Systems with Applications*. 2024, no. 250, pp. 123955. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2024.123955>
15. Zhang R., Jia H. Production performance forecasting method based on multivariate time series and vector autoregressive machine learning model for waterflooding reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*. 2021, vol. 48, no. 1, pp. 201–211. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60016-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60016-2)
16. Khasanov M.M., Bakhitov R.R., Lakman I.A., Manapov T.F. Methodology for quantitative assessment of well interactions taking into account the delayed effect. *Oil industry [Neftyanoye khozyaystvo]*. 2021, no. 12, pp. 51–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-51-55>
17. Taherdangkoo R., Tatomir A., Taherdangkoo M., Qiu P., Sauter M. Nonlinear Autoregressive Neural Networks to Predict Hydraulic Fracturing Fluid Leakage into Shallow Groundwater. *Water*. 2020, no. 12, pp. 841. <https://doi.org/10.3390/w12030841>
18. Ahmadi R., Shahrahi J., Aminshahidy B. Forecasting multiple-well flow rates using a novel space-time modeling approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020, no. 191, pp. 107–127. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107027>
19. Montgomery J.B., O'Sullivan F.M. Spatial variability of tight oil well productivity and the impact of technology. *Applied Energy*. 2017, no. 195, pp. 344–355. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.03>
20. El-Dawody S., Essawy Y., Nassar K. Investigating Spatial Autocorrelation for Petroleum Projects. *Proceedings of the Canadian Society for Civil Engineering Annual Conference*. 2024;3. CSCE 2024. Lecture Notes in Civil Engineering. 2025. 697 p. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-97697-1_34
21. Khasanov M.M., Bakhitov R.R., Lakman I.A., Timiryanova V.M. Spatial modeling of production well connectivity. *Oil industry [Neftyanoye khozyaystvo]*. 2023, no. 10, pp. 51–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-51-55>
22. Zhang C., Lv W., Liu G. et al. Multidimensional spatiotemporal autocorrelation analysis theory based on multi-observation spatiotemporal Moran's I and its application in resource allocation. *Earth Sci Inform*. 2025, no. 3, pp. 1836. <https://doi.org/10.1007/s12145-024-01598-8>
23. Paudel A., Puri S. Accelerating Spatial Autocorrelation Computation with Parallelization, Vectorization and Memory Access Optimization: With a focus on rapid recalculation of COVID related spatial statistics for faster geospatial analysis and response. *22nd IEEE International Symposium on Cluster, Cloud and Internet Computing (CCGrid)*. 2022. <https://doi.org/10.1109/ccgrid54584.2022.00064>
24. Miranda-Agrippino S., Ricco G. Bayesian Vector Autoregressions. *Bank of England Working Paper*. 2018. 756 p. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3253086>
25. Musyoki M., Alilah D., Angwenyi D. Updated Vector Autoregressive Model Incorporating New Information Using the Bayesian Approach. *Science mundi*. 2024, vol. 4, no. 2, pp. 178–197. <https://doi.org/10.51867/scimundi.mathematics.4.2.17>
26. Kuschnig N., Vashold L. BVAR: Bayesian Vector Autoregressions with Hierarchical Prior Selection in R. *Journal of Statistical Software*. 2019, vol. 100, no. 14, pp. 1–27. <https://doi.org/10.18637/jss.v100.i14>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.Р. Бахитов — дизайн стратегии поиска источников обзора, подбор ключевых слов, критический анализ источников, написание текста обзора.

И.А. Лакман — поиск источников, обобщение результатов, написание текста обзора, редактирование.

В.М. Тимирьянова — поиск источников, отбор источников по критериям, критический анализ источников, написание текста обзора.

В.Б. Прудников — поиск источников, критический анализ источников, написание выводов.

Л.Р. Абзалилова — критический анализ источников, написание текста обзора, редактирование.

Rinat R. Bakhitov — design of the review source search strategy, keyword selection, critical analysis of sources, review writing.

Irina A. Lakman — source search, summary of results, review writing, editing.

Venera M. Timiryanova — source search, source selection based on criteria, critical analysis of sources, review writing.

Vadim B. Prudnikov — source search, critical analysis of sources, conclusion writing.

Liya R. Abzalilova — critical analysis of sources, review writing, editing.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ринат Радикович Бахитов — кандидат технических наук, управляющий директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Ирина Александровна Лакман* — кандидат технических наук, доцент кафедры статистики и бизнес-информатики, Уфимский университет науки и технологий
450076, Россия, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: Lackmania@mail.ru

Венера Маратовна Тимирьянова — доктор экономических наук, главный научный сотрудник, Уфимский университет науки и технологий

Вадим Борисович Прудников — кандидат технических наук, доцент кафедры статистики и бизнес-информатики, Уфимский университет науки и технологий

Лия Рашитовна Абзалилова — кандидат физико-математических наук, доцент кафедры статистики и бизнес-информатики, Уфимский университет науки и технологий

Rinat R. Bakhitova — Cand. Sci. (Techn.), Managing Director, Gazprom нефt company group

Irina A. Lakman* — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department of Statistics and Business Informatics, Ufa University of Science and Technology
32, Zaki Validi str., Ufa, 450076, Russia.
e-mail: Lackmania@mail.ru

Venera M. Timiryanova — Dr. Sci. (Economics), Chief Researcher Ufa University of Science and Technology

Vadim B. Prudnikov — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department of Statistics and Business Informatics, Ufa University of Science and Technology

Liya R. Abzalilova — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor of the Department of Statistics and Business Informatics, Ufa University of Science and Technology

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ КАПИЛЛЯРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ. ВЫЗОВЫ И РЕШЕНИЯ

А.Г. Борисов*, А.Д. Рябухин

Сколновский институт науки и технологий, РФ, Москва

© А.Г. Борисов,
А.Д. Рябухин, 2026



Электронный адрес: a.borisov@skoltech.ru

Введение. Ввиду сильного отличия карбонатных коллекторов от терригенных по структуре порового пространства и другим свойствам данные отложения требуют специальных подходов при изучении. По этой причине авторами в последние годы велись методические разработки в данном направлении. Данная работа является резюмирующей и обобщает накопленный опыт авторов в области капиллярных исследований керна карбонатных коллекторов.

Цель. Разработать практические рекомендации для лабораторий. Определить направления дальнейшего совершенствования методик исследования капиллярных свойств карбонатных отложений.

Материалы и методы. Для изучения капиллярных свойств карбонатных коллекторов в качестве основного инструмента использован метод полупроницаемой мембраны. Дополнительно привлекались следующие методы: центрифугирование (капиллярные свойства), газоволюметрический (открытая пористость), жидкостенасыщение (объем пор) и послойный ядерно-магнитный резонанс (распределение воды в образце). Для обобщения капиллярных кривых использовался метод капиллярных палеток. Исследования выполнялись преимущественно на известняках Восточной Сибири (Непско-Ботубинская антеклиз, нижний кембрий, осинский горизонт) и других регионов с трещинно-кавернозным и межкристаллическим типом пористости. Использовались образцы диаметром 38 мм и длиной 50–60 мм.

Результаты и выводы. В результате проведенной работы обобщен опыт капиллярных исследований карбонатных пород. Описаны основные проблемы и факторы, влияющие на качество результатов измерений. Обозначены направления дальнейшего развития методик. Даны практические рекомендации по выполнению экспериментов и обработке результатов.

Ключевые слова: керн, качество лабораторных работ, капиллярные свойства, карбонатные породы, насыщение, растворение, неоднородность, полупроницаемая мембрана, центрифуга

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы выражают благодарность Д.В. Сергеевой и А.З. Мухаметдиновой за предоставленные данные ЯМР.

Для цитирования: Борисов А.Г., Рябухин А.Д. Опыт изучения капиллярных характеристик трещинно-кавернозных карбонатных отложений. Вызовы и решения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):35–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-35-47>

Статья поступила в редакцию 02.02.2026

Принята к публикации 24.04.2026

Опубликована 30.06.2026

EXPERIENCE OF STUDY OF CAPILLARY CHARACTERISTICS OF FRACTURED-CAVERNOSE CARBONATE DEPOSITS. CHALLENGES AND SOLUTIONS

Alexander G. Borisov*, Anton D. Ryabukhin

Skolkovo Institute of Science and Technology, RF, Moscow

E-mail: a.borisov@skoltech.ru

Introduction. Due to the strong difference between carbonate reservoirs and terrigenous reservoirs in the structure of the pore space and other properties, these deposits require special approaches to study. For this reason, the authors have been conducting methodological work in this area in recent years. This work is a summary and summarizes the accumulated experience of the authors in the field of capillary core investigations of carbonate reservoirs.

Aim. To develop practical recommendations for laboratories. To determine the directions for further improvement of methods for studying capillary properties and carbonate deposits.

Materials and methods. The semipermeable membrane method (study of capillary properties) was used as the main method. The following methods were used as auxiliary methods: centrifugation (capillary properties), gas-volumetric (open porosity), liquid saturation (pore volume) and layered NMR (water distribution in the sample). The capillary palette method was used to generalize the capillary curves. The studies were carried out mainly on limestones of Eastern Siberia (Nepsko-Botubinskaya antecline, Lower Cambrian, Osinsky horizon) and other regions with fractured-cavernous and intercrystalline types of porosity. Samples with a diameter of 38 mm and length of 50–60 mm were used.

Results and conclusions. As a result of the work carried out, the experience of capillary studies of carbonate rocks was generalized. The main problems and factors affecting the quality of measurement results are

described. The directions of further development of the methods were outlined. Practical recommendations on performing experiments and processing the results are given.

Keywords: core, laboratory quality, capillary properties, carbonate rocks, saturation, dissolution, heterogeneity, restored-state cell, centrifuge

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Acknowledgments: the authors express their gratitude to D.V. Sergeeva and A.Z. Mukhametdinova for providing the NMR data.

For citation: Borisov A.G., Ryabukhin A.D. Experience of study of capillary characteristics of fractured-cavernose carbonate deposits. Challenges and solutions. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):35–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-35-47>

Manuscript received 02.02.2026

Accepted 24.04.2026

Published 30.06.2026

РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ

Повышение эффективности разработки месторождений требует глубокой предварительной научно-инженерной проработки,

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТРЕБУЕТ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, В Т.Ч. РЕЗУЛЬТАТОВ КАПИЛЛЯРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА КЕРНЕ. ПОСЛЕДНЕЕ СТАНОВИТСЯ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНЫМ В СИЛУ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КАПИЛЛЯРНЫХ МОДЕЛЕЙ, КОТОРЫЕ В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ДЕМОНИСТРИРУЮТ БОЛЕЕ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗА НАСЫЩЕНИЯ, ЧЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ.

позволяющей выбрать оптимальные подходы и параметры промысловых работ. В нефтегазовой отрасли роль такой проработки преимущественно играет геологическое и гидродинамическое моделирование. Это позволяет еще до начала разработки месторождения отработать множество сценариев и выбрать наиболее оптимальный вариант с точки зрения экономики, технологии и выполнения лицензионных обязательств. Развитие технологий моделирования за последние десятилетия существенно повысило достоверность прогноза добычи углеводородов. Вместе с тем повышение качества моделей влечет за собой повышение требований к качеству исходных данных: исследования керна, ГИС (геофизические исследования скважин), ГДИ (гидродинамические исследования) и т.д. До недавнего времени исследованиям капиллярных свойств пород на кернах

не уделялось должного внимания, особенно в карбонатных отложениях. Так происходило ввиду сложности исследований, преимущественной гидрофобности таких отложений и весьма низкого капиллярного давления по сравнению с терригенными коллекторами. Но активное внедрение капиллярных моделей, которые стали использоваться в качестве исходных данных для геологического и гидродинамического моделирования [1, 2], заставило пересмотреть отношение к капиллярным исследованиям и их качеству. В ситуации с карбонатными отложениями актуальности капиллярным моделям добавляет тот факт, что из-за высокой неоднородности пустотного пространства точность определения их насыщения, по данным электрических методов ГИС, крайне низка. В силу последнего нередко складывается ситуация, когда точность прогноза насыщения по капиллярной модели оказывается выше, чем по электрической [1].

Вместе с тем капиллярные модели также не лишены недостатков. Основным фактором качества капиллярной модели является качество её исходных данных — результатов экспериментов на кернах. В силу того что карбонатные коллекторы представляют собой породы сложного строения, в которых отсутствует упорядоченное пустотное пространство, равномерно распределенное по объему, возникает большое количество технических проблем при проведении исследований. В настоящее время при исследовании капиллярных свойств в основном применяется ОСТ 39-204-86 [3], который сильно устарел и не учитывает специфику карбонатных пород. Поэтому далее будут рассмотрены специфические вызовы, с которыми сталкиваются исследователи при изучении капиллярных свойств карбонатных пород.

УСЛОВИЯ КОРРЕКТНОЙ РАБОТЫ МЕТОДА ПОЛУПРОНИЦАЕМОЙ МЕМБРАНЫ

По сложившейся традиции в нефтегазовой петрофизике де-факто арбитражным методом получения кривых капиллярного давления (ККД) является метод полупроницаемой мембраны (ППМ). По мнению большинства исследователей, данный метод наиболее адекватно воспроизводит насыщение пород при капиллярно-гравитационном распределении флюидов в пласте. Однако этот метод, так же как и все остальные, не лишен особенностей и недостатков. Исходя из физических принципов данного метода, для получения корректных результатов измерений по методу ППМ необходимо выполнение следующих условий (рис. 1).

1. Все каналы образца должны иметь гидродинамическую связь с неконтактной поверхностью образца и ППМ.
2. В исследуемом образце породы не должно быть субкапиллярных и сверхкапиллярных каналов.
3. Наиболее крупные каналы должны иметь выход на неконтактную поверхность образца. В противном случае они будут дренироваться вместе с мелкими каналами и их объем будет приписан к объему последних.
4. Более крупные каналы должны иметь прямой выход на ППМ или через более мелкие каналы.

5. Капиллярный контакт образца с ППМ должен быть надёжным в течение всего эксперимента.
6. Капиллярное давление входа (P_e) ППМ должно быть выше всех капиллярных давлений, моделируемых в эксперименте. В противном случае будет происходить дренаж мембраны, что может привести к потере капиллярного контакта с образцом.

Если измерение насыщения выполняется не по массе, а по выходу флюида со стороны мембраны, то добавляются еще 2 условия:

7. Не должно быть прохода несмачивающего флюида через мембрану в свободном или растворённом виде. *К сожалению, такое явление имеет место быть при проведении экспериментов в системе «вода-газ», на режимах с высоким капиллярным давлением. В этом случае из-за существенной разницы давлений над мембраной происходит газация модели пластовой воды, а под мембраной — дегазация с образованием пузырьков. В результате происходит диффузионный перенос газа через мембрану и занижение измерений водонасыщенности в образце.*
8. В образце и в мембране не должно происходить фазовых переходов (испарения, конденсации). *К сожалению, полностью избавиться от данных явлений в системе «вода-газ» пока не представляется возможным, т.к. в зависимости от влажности подаваемого газа в порах будет происходить конденсация либо испарение.*

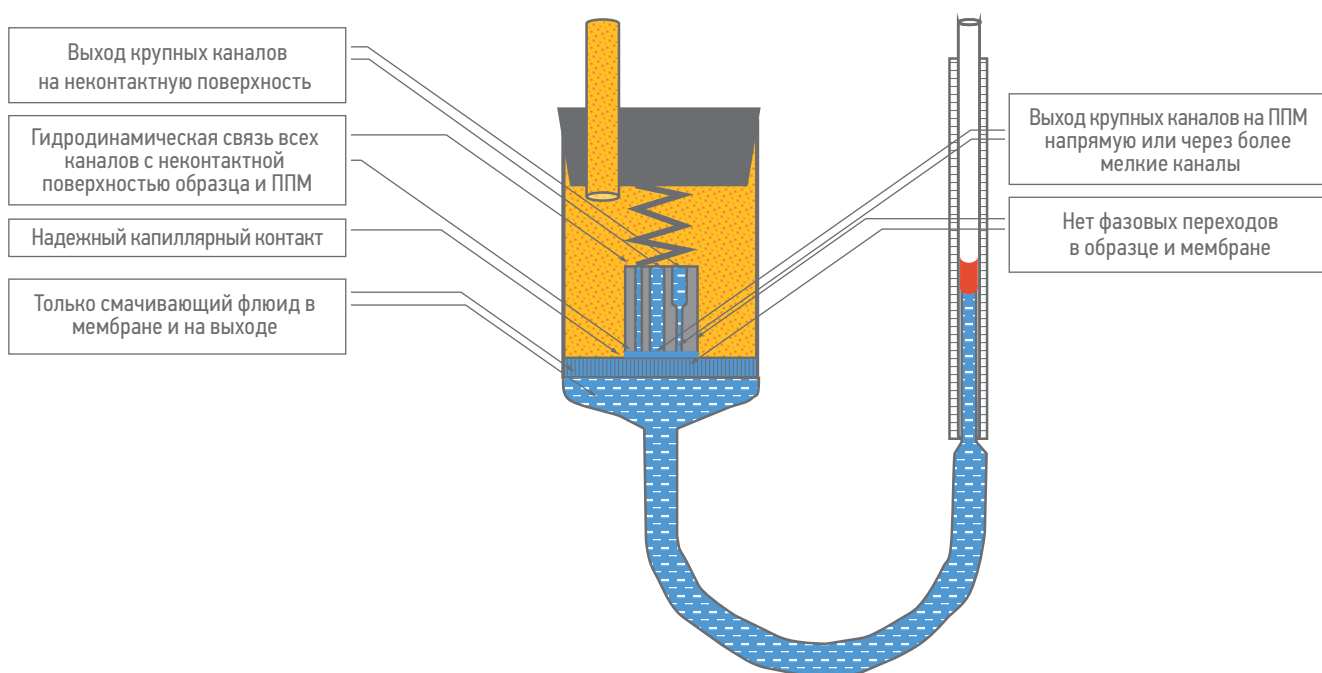


Рис. 1. Обязательные условия корректной работы метода ППМ. Составлено авторами
Fig. 1. Required conditions for the correct operation of the SPM method. Prepared by the authors

Как видно из вышеизложенного, для получения достоверного результата необходимо выполнение ряда условий. В терригенных коллекторах выполнению этих условий способствует то, что они сложены обломочным, как правило, сортированным материалом. В образце породы присутствует большое количество пересечений каналов. Тупиковые каналы практически отсутствуют. При камнерезной обработке получают ровные поверхности, на каждой из которых представлены практически все виды каналов. Вышеизложенные обстоятельства нивелируют несовершенство структуры порового пространства, что позволяет получить вполне достоверный результат.

ОБЩИЕ ВЫЗОВЫ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КАПИЛЛЯРНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Сильная неоднородность пород. В отличие от терригенных отложений карбонатные пласты представляют собой более сложные, менее упорядоченные системы (табл. 1), что усложняет не только их разработку, но и изучение. Анизотропия, разобщенность и неоднородность распределения пустот вносят сильные искажения в результаты исследования капиллярных свойств. Качество и результаты эксперимента сильно зависят от конкретного места отбора образца. Даже на одном образце могут быть получены разные результаты, если использовать разные выходные торцы (выходной торец — это торец, через который выходит

замещаемый флюид). Так, например, если в образце имеется система пустот, не связанная с выходным торцом или связанная с ним через более крупные каналы, то такие пустоты не будут дренироваться при исследовании методом полупроницаемой мембраны и будут неправильно дренироваться при исследовании методом центрифугирования (рис. 2).

Влияние на результаты исследований:

- приводит к сильным искажениям получаемых ККД;
- результаты экспериментов сильно зависят от конкретного места отбора образца и выбора выходного (контактного) торца.

Способы снижения влияния фактора:

- использовать образцы большого диаметра и малой высоты (таблеточной формы). Так, при увеличении диаметра образцов с 30 до 50 мм и снижении их высоты с 30 до 15 мм площадь контакта с мембраной увеличивается в 2,78 раза, а объем образца в 1,39 раза. Это существенно повышает достоверность исследований;
- использовать кубические образцы (для возможности выбора наиболее представительного торца);
- увеличивать количество образцов-дублеров в коллекциях;
- делать повторные измерения, меняя выходной торец (особенно если образцы кубической формы) с последующим осреднением результатов;
- снижать долю методов, использующих образцы малого объема (ртутная порометрия, микротомография);
- применять гибкие облегающие мембраны.

Таблица 1. Особенности пустотного пространства терригенных и карбонатных пород с трещинно-кавернозным и межкристаллическим типом пористости. Составлено авторами

Table 1. Features of the void space of terrigenous and carbonate rocks with fractured-cavernous and intercrystalline types of porosity. Prepared by the authors

Характеристика	Терригенный коллектор	Карбонатный коллектор
Генезис пустотного пространства	Межзерновые пустоты >поры глин> вторичная пористость (поры выщелачивания)	Каверны выщелачивания> трещины
Связанность пустотного пространства	Хорошая. Практически все пустоты имеют между собой гидродинамическую связь внутри образца	Плохая. В одном образце может присутствовать несколько несвязанных систем пустот
Анизотропия ФЕС	Слабая. Пониженная проницаемость перпендикулярно напластованию	Сильная. Повышенная проницаемость в направлении преимущественной ориентации трещин
Однородность структуры порового пространства	Высокая. Как правило, в пределах одного слоя распределение размеров поровых каналов выдержано благодаря сортировке обломочного материала	Низкая. Даже в пределах одного слоя распределение пустот хаотично и неравномерно
Плотность капилляров на единицу объема породы	Высокая. Неоднородность порового пространства компенсируется большим количеством каналов между порами. Влияние отдельных каналов на ФЕС незначительно	Низкая. Место отбора конкретного образца определяет попадание в него тех или иных капилляров. Сильное влияние отдельных каналов на результаты измерений ФЕС
Распределение воды в пустотном пространстве	Вода образует неразрывную фазу благодаря большому количеству субкапиллярных гидрофильных пор и пленочной воде на поверхности зерен	Вода образует прерывистую фазу из-за преимущественно гидрофобного характера поверхности пустотного пространства

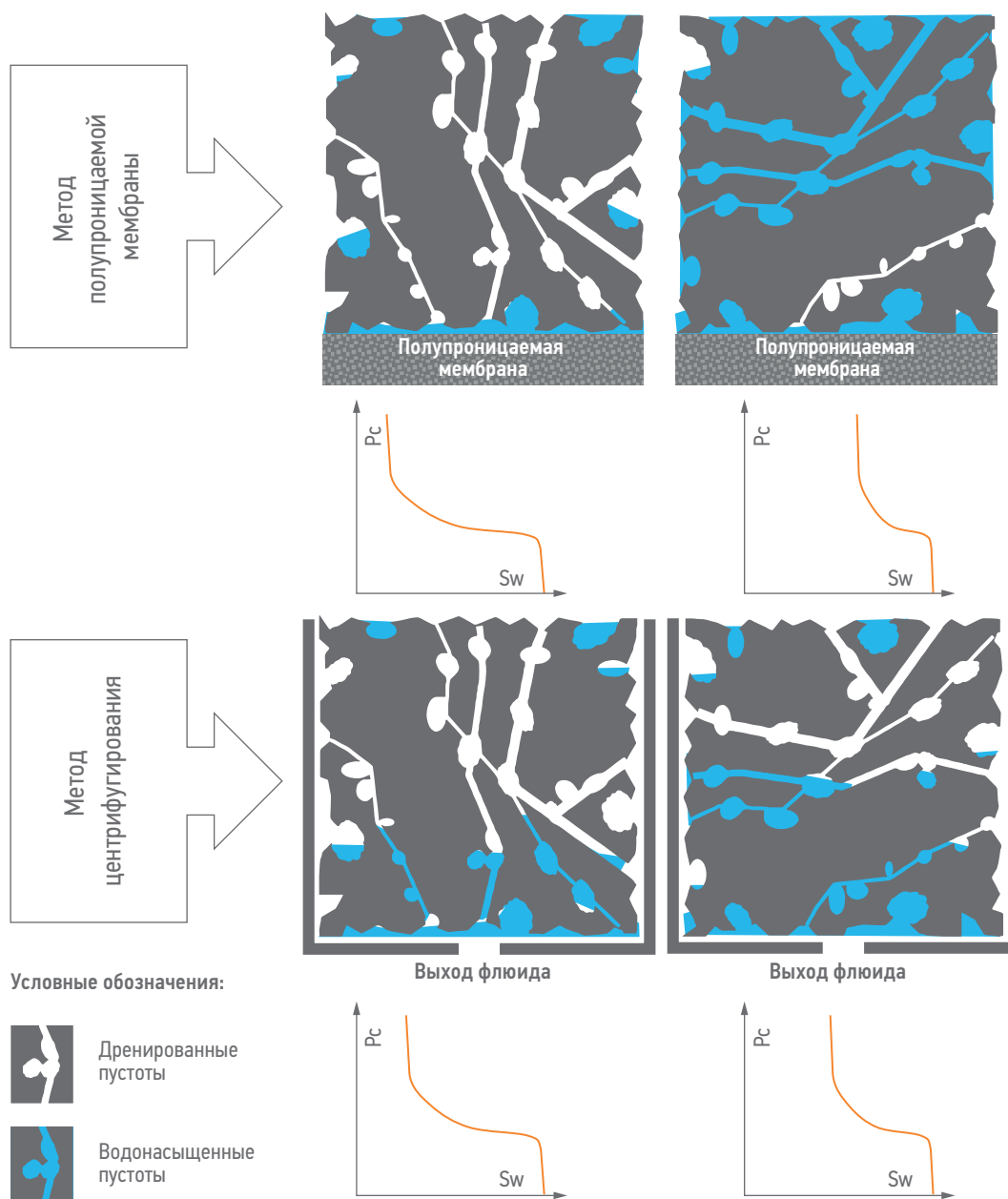


Рис. 2. Влияние выбора выходного торца на результат изучения капиллярных характеристик. Составлено авторами
 Fig. 2. The effect of the choice of the output end on the result of studying the capillary characteristics.
 Prepared by the authors

Девияция капиллярных свойств трещин.

Капиллярное давление трещин сильно зависит от их напряженного состояния (рис. 3), которое теряется при подъеме керна на поверхность. Визуально невидимые изменения раскрытости трещин приводят к существенному изменению их капиллярных свойств. В ненагруженном состоянии естественные трещины, как правило, обладают аномально низким капиллярным давлением. Однако в пластовых условиях стенки таких трещин зачастую находятся в плотно сомкнутом состоянии, что приводит к возникновению существенных капиллярных давлений. Также ошибкой будет полагать, что исследование

трещиноватых пород в стандартных условиях однозначно будет приводить к занижению неснижаемой водонасыщенности. Доля объема трещин, как правило, очень мала в структуре пустотного пространства образца. Вместе с тем опережающее дренирование трещин приводит к рассеиванию пустотного пространства на кластеры, часть которых может оказаться изолированными от выходного торца. Тогда при исследовании методом ППМ завышение водонасыщенности будет в кластерах, отсеченных от выходного торца. При исследовании методом центрифугирования завышение водонасыщенности будет во всех кластерах.

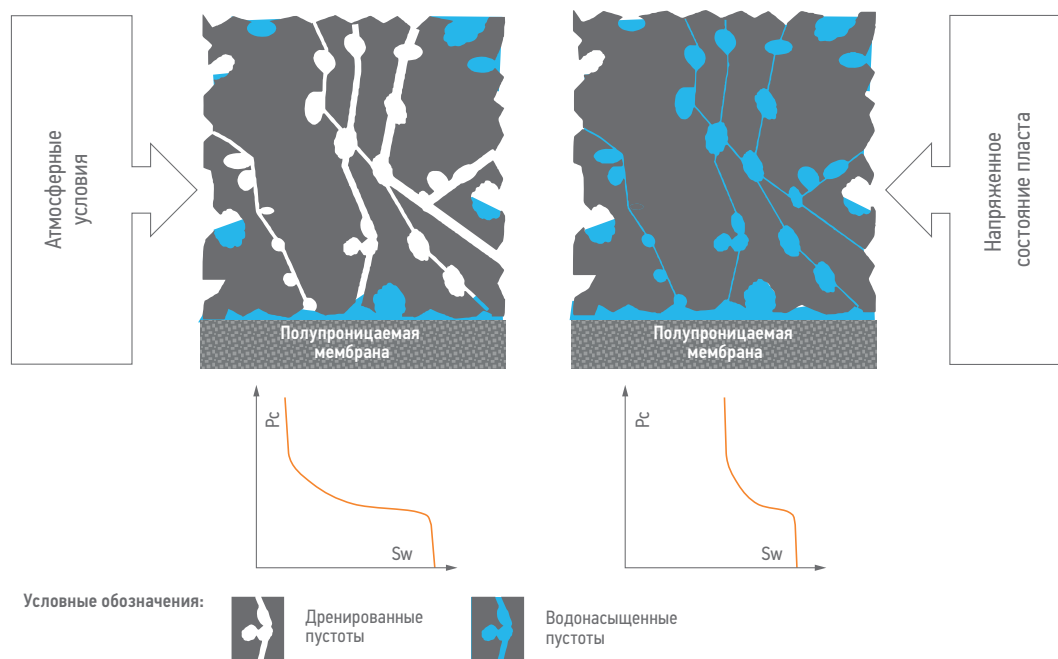


Рис. 3. Влияние напряженного состояния трещин на результат изучения капиллярных характеристик.
Составлено авторами

Fig. 3. Influence of the stress state of cracks on the result of studying capillary characteristics. Prepared by the authors

Влияние на результаты исследований:

- существенное снижение капиллярного давления в трещинах;
- искажение ККД из-за разобщения кластеров порового пространства.

Способы снижения влияния фактора:

- использовать обжимные кернодержатели и моделировать эффективное давление пласта;
- отбирать на эксперименты образцы без трещин;
- раскалывать образцы по трещинам и исследовать осколки раздельно (крайняя мера, применима только к методу ППМ, рекомендуется использовать, если трещина идет параллельно выходному торцу и делит образец на два капиллярно разобщенных кластера).

Наличие водорастворимых солей

в твердой фазе. Пластовые воды карбонатных коллекторов часто характеризуются высокими значениями минерализации, что в ряде случаев приводит к отложению солей в пустотном пространстве. Как было показано в работах [4, 5, 6], наличие водорастворимых солей в пустотном пространстве приводит не только к изменению фильтрационно-емкостных свойств, но и к искажению результатов их изменений. Так, в процессе эксперимента при фактическом увеличении ФЕС происходит кажущееся их снижение. Последнее приводит к получению заниженных и даже

отрицательных значений пористости и водонасыщенности (рис. 4).

Влияние на результаты исследований:

- изменение структуры пустотного пространства в процессе исследований (увеличение размеров пор и пористости);
- получение кажущихся (сильно заниженных и даже отрицательных) значений пористости и водонасыщенности (рис. 4).

Способы снижения влияния фактора:

- использовать предельно насыщенные растворы;
- применять методики ввода поправок за растворение солей, описанные в работах [4, 5, 6].

Ступенчатая форма ККД образцов.

Рубленая ступенчатая форма возникает на экспериментальных ККД из-за крупных неоднородностей пустотного пространства, а также из-за малого количества пустот и пересечений каналов. Как видно из табл. 1, карбонатные породы характеризуются низкой плотностью капилляров на единицу объема породы, что обуславливает сильное влияние единичных капилляров на результаты измерений. В отличие от образцов терригенных пород, где неоднородность порового пространства сглаживается за счет большого количества пересечений капилляров, в карбонатных образцах такой механизм практически не работает. В результате происходит капиллярное заземление существенных объемов воды

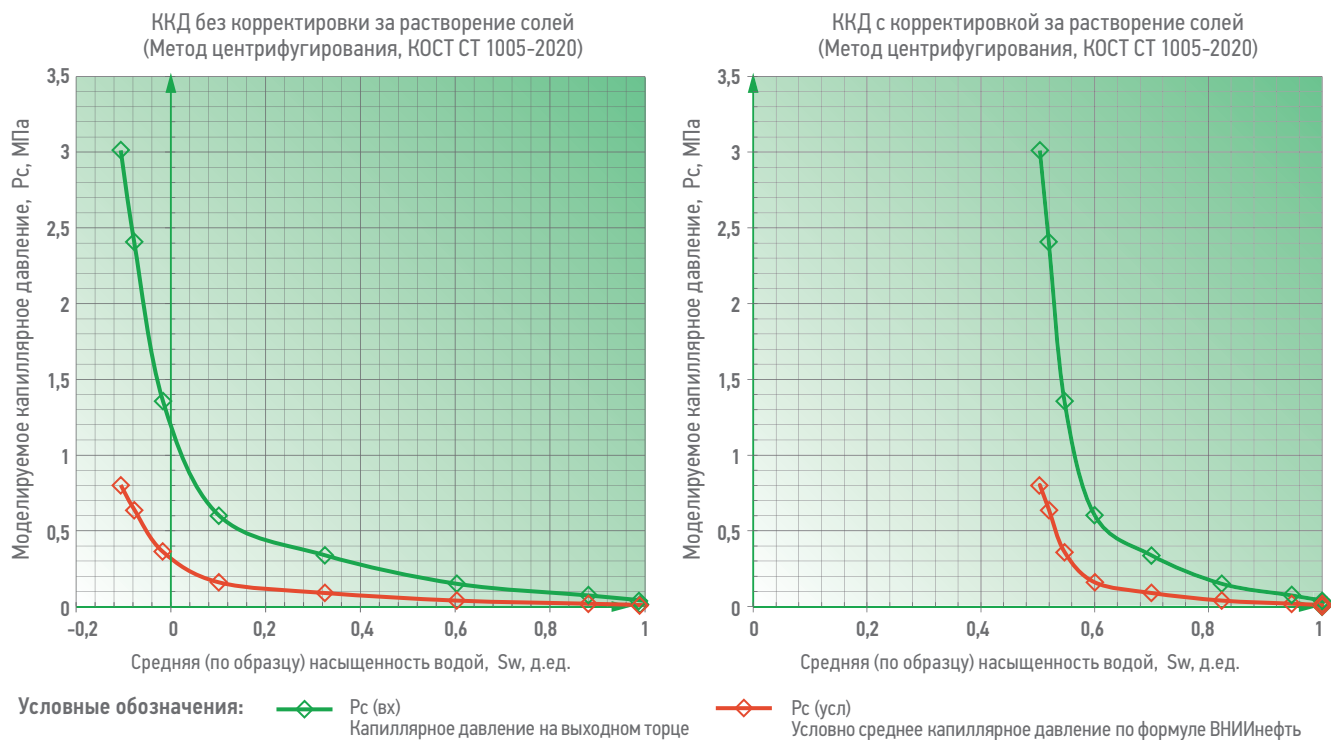


Рис. 4. ККД карбонатного образца (осинский горизонт), полученные методом центрифугирования до и после введения корректировок за растворение солей, по методике [5]. Составлено авторами

Fig. 4. CC of a carbonate sample (Osinsky horizon) obtained by centrifugation before and after the introduction of corrections for salt dissolution, according to the method [5]. Prepared by the authors

(явление капиллярно-подвижной водонасыщенности). При этом часть зацементированного

флюида может выйти на следующих режимах. Как следствие, кривые капиллярного

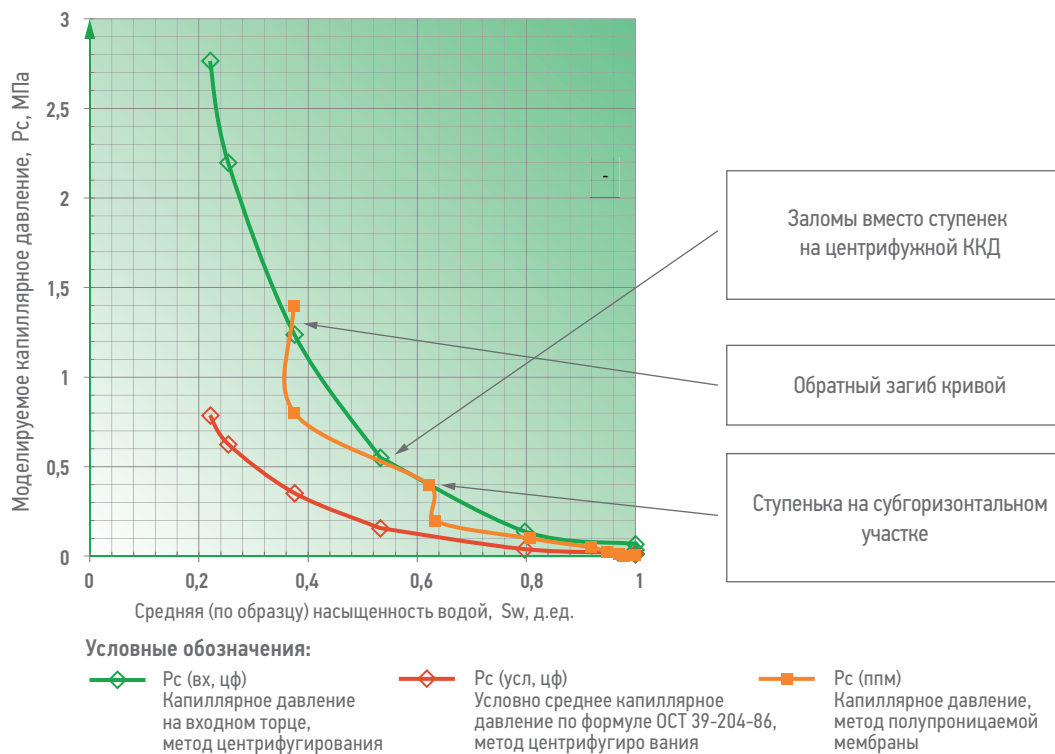


Рис. 5. Типичный вид ККД, полученных на одном и том же карбонатном образце (осинский горизонт) методами ППМ и центрифугирования. Составлено авторами

Fig. 5. Typical appearance of the CCs obtained on the same carbonate sample (Osinsky horizon) using the SPM and centrifugation methods. Prepared by the authors

давления отдельных образцов, получаются ступенчатыми. Наиболее ярко это проявляется на кривых, полученных методом полупроницаемой мембраны (рис. 5). На кривых, полученных методом центрифугирования, вместо ступенек наблюдаются заломы в силу особенностей центробежного вытеснения (рис. 5).

Резюмируя вышеизложенное, следует отметить, что ступенчатая форма ККД — это, как правило, свойство образца, а не пласта, так как зачастую ступеньки появляются в тех случаях, когда размеры неоднородностей порового пространства сопоставимы или превышают размеры образца. Поэтому представительность образца по отношению к пласту очень низка. Тем не менее встречаются случаи, когда появление ступенек вызвано наличием нескольких типов пустот (например, каверны и трещины). В таком случае повысить представительность результатов измерений можно, лишь существенно увеличив размер образца либо усреднив результаты исследований большого количества образцов с помощью капиллярной модели. Авторы в своей практике использовали метод капиллярных палеток [2], который за счет

гибкости математического аппарата позволяет обобщать ККД сложной формы (рис. 6).

Влияние на результаты исследований:

- сильно искаженная форма получаемых ККД, которая не является представительной для геологического объекта.

Способы снижения влияния фактора:

- увеличение объема образцов;
- расширение экспериментальной коллекции с включением образцов-дублеров;
- обобщение ККД образцов с помощью капиллярных моделей.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ МЕТОДОМ ПОЛУПРоницаемой мембраны

Низкая надежность капиллярного контакта образца с мембраной. Низкая и неравномерная плотность капилляров в карбонатных породах (табл. 1) обуславливает повышенные требования к качеству капиллярного контакта образца с полупроницаемой мембраной. Потеря контакта может произойти при дренировании капилляров на выходном торце образца (по причине их меньшего капиллярного давления) или при периодическом извлечении образцов из капилляриметра (для взвешивания). В этом случае дальнейший дренаж образца прекращается, что приводит к получению некондиционных данных. На кривых капиллярного давления это проявляется в виде завышенной остаточной водонасыщенности и появления вертикальных участков. В редких случаях появляются обратные загибы на ККД, т.е. повышение водонасыщенности с увеличением капиллярного давления (рис. 5). Причиной появления обратных загибов часто является дополнительное увлажнение образца в капилляриметре при отсутствии оттока воды через мембрану. Увлажнение может происходить как за счет капиллярной конденсации паров воды в порах, так и на начальной стадии режима дренирования, когда для создания надежного капиллярного контакта образца с ППМ на её поверхность наливается тонкий слой воды.

Влияние на результаты исследований:

- существенное искажение кривых капиллярного давления;
- завышение неснижаемой водонасыщенности;
- обратные загибы на ККД.

Способы снижения:

- усиливать прижим образца;
- увеличивать толщину контактных прокладок. Комбинировать различные материалы прокладок (фильтровальная

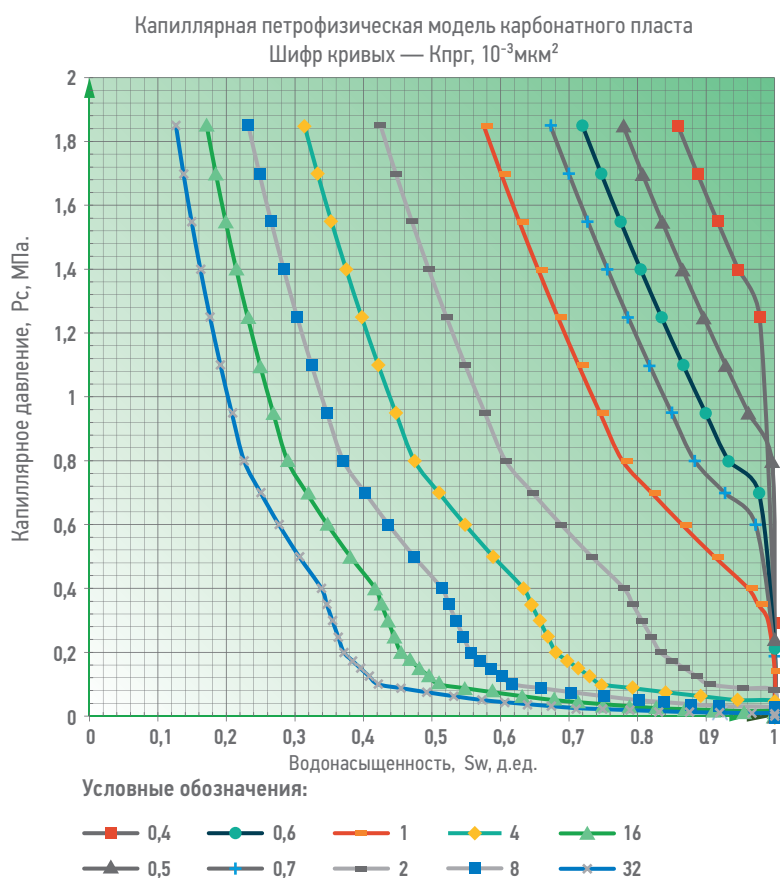


Рис. 6. ККД карбонатного объекта (Восточная Сибирь) осреднённые с помощью модели, построенной методом капиллярных палеток [2]. Составлено авторами
Fig. 6. CC of a carbonate object (Eastern Siberia) averaged using a model built using the capillary palette method [2]. Prepared by the authors

бумага, измельченный тальк, галенит, мука) для поддержания капиллярного контакта;

- применять гибкие мембраны;
- применять образцы с большой площадью выходного торца.

Неравномерность дренирования порового пространства. Долгое время неравномерное распределение флюидов в образце при исследовании капиллярных характеристик рассматривалось только применительно к центрифугированию. Считалось, что при исследовании методом ППМ распределение флюидов в образце происходит равномерно. Однако внедрение рентгеновской и магнитно-резонансной томографии в петрофизическую практику заставило пересмотреть данные представления. Исследования водонасыщенности образцов методом послойного ЯМР (рис. 8) после капилляриметрии показали, что в ряде случаев наблюдаются слабодренированные области возле выходного торца. Это говорит о том, что к завершению режима не все образцы перешли в равновесное состояние. В некоторых образцах процесс флюидозамещения не завершен и значения водонасыщенности образца не соответствуют капиллярному давлению.

Влияние на результаты исследований:

- существенное искажение кривых капиллярного давления;
- завышение неснижаемой водонасыщенности.

Способы снижения влияния фактора:

- использовать образцы таблеточной формы;

- использовать капилляриметр с возможностью замеров УЭС (удельного электрического сопротивления) образцов в процессе эксперимента для контроля завершения дренирования;
- применять послойный ЯМР или томографию для контроля равномерности дренирования;
- выполнять отбраковку выбросов с помощью капиллярных моделей.

Закупоривание пор мембран.

Использование высокоминерализованных моделей пластовых вод часто приводит к их перенасыщению и выпадению солей в поровом пространстве полупроницаемой мембраны. Последнее часто приводит к закупорке пор. В результате мембрана прекращает выполнять свою функцию и процесс флюидозамещения в образцах остается незавершенным. Растворенное железо (соли железа) повышают риск выхода мембраны из строя. Взаимодействие железа с кислородом приводит к образованию нерастворимых оксидов, которые закупоривают поры ППМ и могут привести к ее разрушению (рис. 7).

Влияние на результаты исследований:

- прекращение флюидозамещения в образце и, как результат, сильное завышение неснижаемой водонасыщенности и выход из строя мембраны.

Способы снижения влияния фактора:

- покрывать всю поверхность мембраны контактной прокладкой (фильтровальной бумагой), чтобы закупоривание пор происходило преимущественно в прокладке;

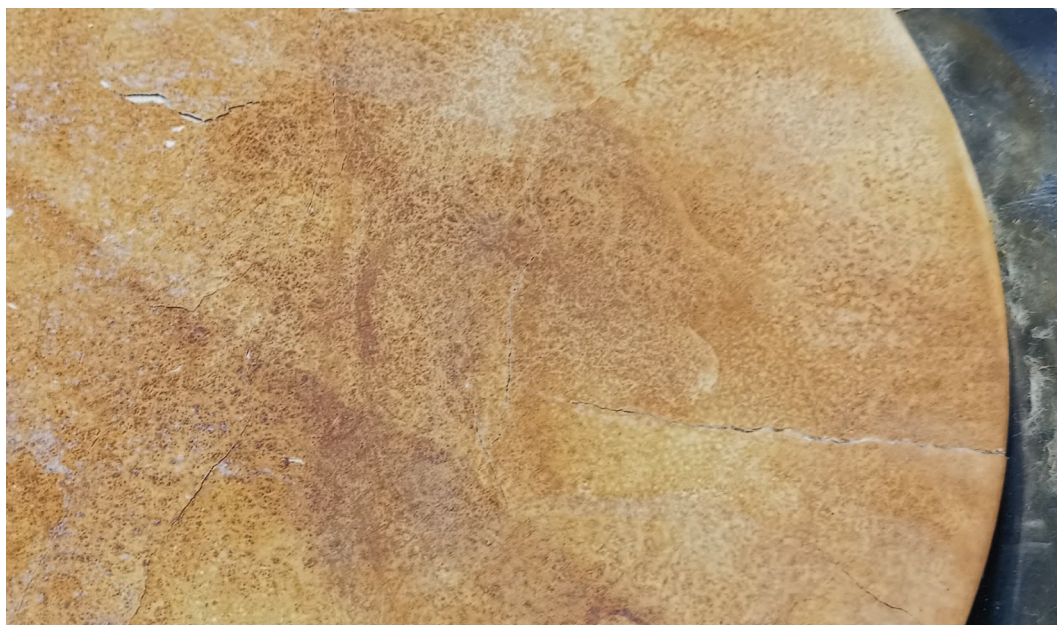


Рис. 7. Разрушение ППМ вследствие образования кристаллов нерастворимых оксидов. Составлено авторами
Fig. 7. Destruction of the SPM due to the formation of insoluble oxides crystals. Prepared by the authors

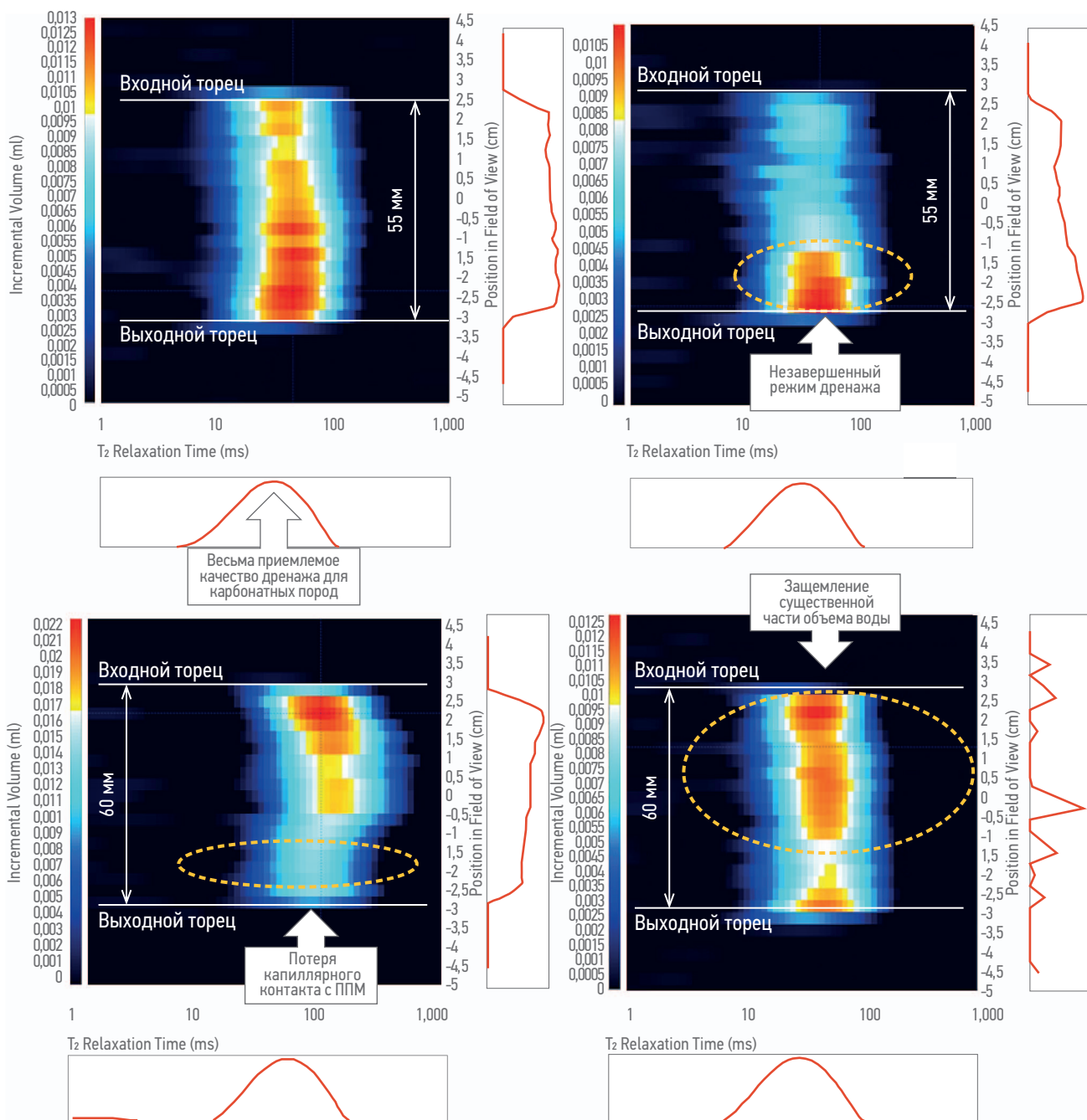


Рис. 8. Использование результатов послойного ЯМР для контроля качества дренажа образцов при исследовании карбонатных пород методом ППМ. Составлено авторами. Спектры предоставлены А. Мухаметдиновой и Д. Сергеевой

Fig. 8. Using the results of layer-by-layer NMR to control the quality of sample drainage during the study of carbonate rocks using the SPM method. Prepared by the authors. Spectra were provided by A. Mukhametdinova and D. Sergeeva

- не использовать модели вод, содержащие растворенное железо;
- использовать азот или инертные газы вместо воздуха.

Коррозия деталей капилляриметра.

Использование высокоминерализованных моделей пластовых вод также приводит к повреждению металлического оборудования. Следует помнить, что не все коррозионностойкие виды сталей выдерживают воздействие высокоминерализованных

рассолов. В ходе одного из экспериментов, проводимого авторами, агрессивная модель пластовой воды (минерализация 520 г/л) повредила проволоочный бандаж полупроницаемой мембраны, что привело к разгерметизации ее нижней части и выходу из строя.

Влияние на результаты исследований:

- выход из строя капилляриметра → прекращение флюидозамещения в образце → сильное завышение неснижаемой водонасыщенности.

Способы снижения влияния фактора:

- покрытие металлических деталей защитными составами;
- периодический осмотр металлических деталей и предупредительная замена;
- сразу после окончания эксперимента промывка деталей пресной водой (рассаливание мембраны).

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

Разрушение образцов при центрифугировании. В силу неоднородного строения карбонатных пород плотность и механическая нагрузка в них распределяется также неравномерно. Поскольку при центрифугировании образцам придаются ускорения, достигающие 5000 g и выше, возникают благоприятные условия для появления в них разрывных нарушений. Особое внимание здесь стоит уделить откалыванию мелких кусочков от образца. Такие разрушения часто незаметны визуально, но при этом потери массы образца сопоставимы с выходом существенной доли насыщающего флюида. В результате происходит существенное занижение определений водонасыщенности образца при определении ее по массовому методу.

Влияние на результаты исследований:

- некондиционные результаты исследований (как правило, это существенное занижение неснижаемой водонасыщенности).

Способы снижения влияния фактора:

- использовать обжимные кернодержатели;
- отбирать для экспериментов наиболее однородные образцы;
- выравнивать выходные торцы образцов;
- выполнять контрольные сопоставления значений водонасыщенности по массе и ЯМР;
- если кернодержатели центрифуги оборудованы мерными пробирками, то выполнять контрольные сопоставления значений водонасыщенности, определенных по массе и по пробиркам.

ВЫВОДЫ

Накопленный опыт проведения экспериментов показал:

1. Исследование капиллярных свойств карбонатных отложений представляет собой существенно более сложную задачу, чем исследование терригенных пород, в силу большого количества искажающих факторов.

2. Достоверность результатов капиллярных исследований трещинно-кавернозных отложений сильно зависит от правильности процесса флюидозамещения в образце. Неполное флюидозамещение по разным причинам (неоднородность образца, низкое качество капиллярного контакта, недостаточная выдержка и т.д.) приводит к искажению получаемых ККД.
3. Традиционные статистические методы плохо снижают погрешность измерений водонасыщенности, т.к. в зависимости от преобладающего искажающего фактора идут в одном направлении (при нарушении дренажа — в сторону увеличения, при растворении минералов — в сторону уменьшения).
4. Для адекватного ввода поправок и отбраковки результатов необходимо выполнение попутных измерений (томография, послойный ЯМР).
5. Опыт совмещения капиллярных исследований с послойным ЯМР показал высокую эффективность в выявлении некондиционных экспериментов и точек ККД. Преимуществом данного подхода является возможность контроля распределения воды в образце без необходимости введения в нее контрастных добавок. К ограничениям данного подхода относятся случаи, когда: образец сильно неоднороден; в образце присутствуют ферромагнитные минералы или когда эксперимент выполняется в системе «нефть–вода».
6. При наличии в твердой фазе водорастворимых солей необходимо вводить поправки за растворение, даже если используется модель, максимально близкая к пластовой воде

В свете накопленного опыта наиболее эффективными и технически реализуемыми способами повышения качества капиллярных исследований в карбонатных отложениях представляются следующие мероприятия:

1. использование образцов с большой площадью выходного торца (однако использование образцов слишком большого диаметра может сделать невозможным применение других методов контроля таких как томография и ЯМР. Так, при использовании релаксометра Geospec 2-53 необходимо ограничить диаметр образцов до 50 мм);
2. контроль качества экспериментов с помощью томографических методов (рентгеновская и магнитно-резонансная томография, послойный ЯМР);
3. увеличение количества независимых измерений (за счет расширения коллекций образцов и смены выходных торцов)

с последующим осреднением и отбраковкой выбросов с помощью капиллярных петрофизических моделей.

Однако следует заметить, что применить все рекомендации одновременно на текущем этапе развития лабораторной техники не представляется возможным.

Поэтому при выполнении экспериментов следует исходить из конкретной ситуации и технических возможностей имеющегося оборудования.

Для повышения качества лабораторных определений требуется разработка стандарта по исследованию капиллярных свойств карбонатных пород. Данный стандарт должен содержать:

1. требования к пробоподготовке (камерные работы, способы снижения разрушения, растворения и разбухания

минералов, контроль однородности, выбор и качество выходных торцов, насыщение, предварительные исследования и т.д.);

2. требования к выполнению экспериментов (последовательность работ, попутные замеры, критерии завершения режимов, меры по контролю качества, параллельные исследования, требования к качеству капиллярного контакта, материалам, флюидам, стабильности термобарических условий и т.д.);
3. алгоритмы обработки данных (расчет значений водонасыщенности по разным методам, ввод поправок, использование попутных замеров, контроль качества результатов, построение капиллярных моделей для обобщения результатов экспериментов).

Список литературы

1. Егорова А.Д., Исанова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Крестя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. Капиллярная модель — комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов // Георесурсы. — Том 25, № 2. — С. 150–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>
2. Борисов А.Г., Медведский Р.И. Метод капиллярных палеток для создания моделей ачимовских отложений // Газовая промышленность. — 2010. — № 12. — С. 27–32.
3. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. — М.: Миннефтепром, 1986. — 26 с.
4. Борисов А.Г., Рябухин А.Д., Никитина Е.А., Баишев В.А. Определение емкостных и плотностных свойств карбонатных отложений, содержащих водорастворимые соли // Сборник тезисов Международной научно-практической конференции «Карбонатные отложения 2024». — Казань, 2024. — С. 117–122.
5. Борисов А.Г., Рябухин А.Д., Никитина Е.А., Баишев В.А. Изучение капиллярных характеристик отложений, содержащих водорастворимые соли // Сборник материалов конференции «Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК) 2024» — Москва, 2024. — С. 156–160.
6. Единович А.Н., Борисов А.Г. Исследование пород, содержащих водорастворимые соли // Сборник тезисов конференции «Проблемы развития газовой промышленности Сибири». — Тюмень, 2012. — С. 17–18.

References

1. Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kristya E.E., Bronskova E.I., Dorofeev N.V., Konortseva E.A., Kalmykov G.A. Capillary model — complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesources*. 2023, vol. 25, no. 2, pp. 150–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>
2. Borisov A.G., Medvedskiy R.I. Capillary pallet method for making models of achimovskaya formation deposits/ *Gas industry*. 2010, no. 12, pp. 27–32.
3. OST 39-204-86 Oil. The method of laboratory determination of the residual water saturation of oil and gas reservoirs based on saturation versus capillary pressure. Moscow: Minnefteprom, 26 p.
4. 3. Borisov A.G., Ryabukhin A.D., Nikitina E.A., Baishev V.A. Determination of the capacitance and density properties of carbonate deposits containing water-soluble salts/ *Carbonate deposits*, 2024: Collection of abstracts of the International Scientific and Practical Conference, Kazan, August 14–15, 2024.
5. Borisov A.G., Ryabukhin A.D., Nikitina E.A., Baishev V.A. Study of capillary characteristics of sediments containing water-soluble salts. Russian Industrial Energy Conference (ROEC) 2024: *Proceedings of the conference*, Moscow, October 15–17, 2024.
6. Edinovich A.N., Borisov A.G., Research of rocks containing water-soluble salts *Problems of development of the Siberian gas industry: A collection of conference abstracts*. Tyumen, May 21–25, 2012.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Г. Борисов — научно-методическое руководство экспериментами, анализ результатов, подготовка текста и графики.

А.Д. Рябухин — выполнение экспериментов, обработка результатов.

Alexander G. Borisov — scientific and methodological guidance of experiments, analysis of results, preparation of text and graphics.

Anton D. Ryabukhin — performing experiments, processing results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Борисов* — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий Лабораторией петрофизики нетрадиционных коллекторов, Сколковский институт науки и технологий
121205, Россия, г. Москва, территория инновационного центра Сколково, б-р Большой, д. 30, стр. 1.
e-mail: a.borisov@skoltech.ru

Антон Дмитриевич Рябухин — ведущий инженер лаборатории петрофизики нетрадиционных коллекторов, Сколковский институт науки и технологий

Alexander G. Borisov* — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Head of Unconventional Petrophysics Laboratory of Skolkovo Institute of Science and Technology
30, bldg. 1, Bolshoy Boulevard, 121205, territory of innovation center Skolkovo, Moscow, Russia.
e-mail: a.borisov@skoltech.ru

Anton D. Ryabukhin — Lead engineer of Unconventional Petrophysics Laboratory of Skolkovo Institute of Science and Technology

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ДЕКОНВОЛЮЦИОННОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ БЕЗ ОСТАНОВКИ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,
2026



А.М. Асланян¹, Л.И. Муртазина², Д.Н. Гуляев^{3,*}

¹ООО «Нафта Колледж», РФ, Казань

²ООО «Поликод», РФ, Казань

³ООО «Софойл», РФ, Казань

Электронный адрес: danila.gulyaev@sofoil.com

Введение. На сегодняшний день практически для всех нефтегазодобывающих компаний актуальным является вопрос поддержания добычи из текущего фонда скважин. Понимание как текущего пластового давления и его распределения по площади объектов разработки, так и динамики пластового давления в прошлом является одним из важнейших источников информации при анализе разработки месторождений для выявления возможности поддержания добычи. При этом стандартный подход определения пластового давления требует остановки скважин, что приводит к потерям добычи.

Цель. Для повышения эффективности мероприятий по разработке месторождений и уточнения информации о текущем пластовом давлении были выполнены расчеты пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции, проводимой на основе результатов длительного мониторинга забойного давления и дебита группы скважин в процессе их эксплуатации.

Материалы и методы. Методами достижения поставленной цели является использование математического алгоритма мультискважинной деконволюции для количественной оценки влияния работы каждой из скважин в группе на забойное давление в центральной скважине исследования. После получения такой взаимосвязи становится возможным математически останавливать центральную скважину и получать ее пластовое давление без фактической ее остановки.

Результаты. Технология опробована на терригенном месторождении с газовой шапкой, эксплуатирующемся горизонтальными скважинами. На основе результатов длительного мониторинга забойного давления выполнена мультискважинная деконволюция, рассчитано пластовое давление и выполнен его прогноз. По результатам последующего мониторинга пластовое давление было рассчитано повторно, и расхождение прогнозного и фактического значений составило чуть более 1 %. Дополнительно оценены свойства пласта и призабойной зоны, размер области дренирования и определена межскважинная интерференция.

Заключение. Полученные результаты подтверждают, что подход авторов может служить хорошей основой для мониторинга пластового давления в условиях, когда необходимые для проведения исследований стандартными подходами становятся фактически невозможными из-за потерь добычи, например в горизонтальных скважинах, вскрывающих низкопроницаемые пласты.

Ключевые слова: пластовое давление, мультискважинная деконволюция, анализ истории работы скважин, длительный мониторинг давления, разработка месторождений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Асланян А.М., Муртазина Л.И., Гуляев Д.Н. Деконволюционное пластовое давление без остановки скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):48–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-48-57>

Статья поступила в редакцию 12.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

DECONVOLUTION-BASED FORMATION PRESSURE WITHOUT WELL SHUT-INS

Artur M. Aslanyan¹, Liliya I. Murtazina², Danila N. Gulyaev^{3,*}

¹Nafta College LLC, RF, Kazan

²Polikod LLC, RF, Kazan

³Sofoil LLC, RF, Kazan

E-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Introduction. To date, for almost all oil and gas producing companies, the issue of maintaining production from the current wells is relevant. Understanding both the current reservoir pressure and its distribution across the development targets, as well as the dynamics of reservoir pressure in the past, is one of the most important sources of information when analyzing field development to identify opportunities for maintaining production. At the same time, the standard approach to determining reservoir pressure requires shutting in wells, which leads to production deferment.

Aim. To improve the efficiency of field development and clarify information on current reservoir pressure, reservoir pressure calculations were performed using multiwell deconvolution, conducted based on the results of long-term monitoring of bottomhole pressure and flow rate of a group of wells during their production.

Materials and methods. The method for achieving this objective is to use a mathematical algorithm for multiwell deconvolution to quantitatively assess the impact of production of each well in the group on the bottomhole

pressure in the central well. Once this relationship is established, it becomes possible to mathematically shut-in the central well and obtain its reservoir pressure without actually shutting it in.

Results. The technology was tested on a terrigenous field with a gas cap, produced by horizontal wells. Based on long-term bottomhole pressure monitoring, multiwell deconvolution was performed, reservoir pressure was calculated, and its prediction was made. Based on subsequent monitoring, reservoir pressure was recalculated, and the discrepancy between the predicted and actual values was just a bit over 1 %. Additionally, the reservoir and near-wellbore zone properties, drainage area size, and cross-well pressure interference were assessed.

Conclusion. The obtained results confirm that the authors' approach can serve as a solid basis for reservoir pressure monitoring in conditions where studies required by standard approaches becomes almost impossible due to production deferment, such as in case of horizontal wells, producing from low-permeability formations.

Keywords: formation pressure, multiwell deconvolution, well production history analysis, long-term pressure monitoring, field development

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Aslanyan A.M., Murtazina L.I., Gulyaev D.N. Deconvolution-based formation pressure without well shut-ins. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):48–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-48-57>

Manuscript received 12.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность разработки подавляющего большинства нефтегазовых месторождений, находящихся на любой стадии, кроме начального разбуривания нового месторождения очень сильно зависит от поддержания добычи текущим фондом скважин. Успешность поддержания текущей добычи существенно зависит от возможности выявления причин её снижения. Частой причиной является снижение пластового давления. Повысить эффективность работы системы поддержания пластового давления невозможно без понимания динамики пластового давления и межскважинной интерференции. Рассмотрим, как задача оценки пластового давления решалась при разработке нефтяной оторочки, разбуренной горизонтальными скважинами.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Месторождение расположено в Западной Сибири, продуктивные пласты являются песчаниками неомского возраста, добыча ведется в подгазовой зоне с подстилающей водой, ниже по разрезу расположены водонасыщенные пласты. Разрез пласта можно изучить на примере планшета с результатами геофизических исследований разведочной скважины (ГИС) на рис. 1.

Положение скважин друг относительно друга, неоднородность их дебита и схематичная карта начальных нефтенасыщенных толщин приведены на рис. 2.

Основной фонд скважин пробурен в 2019–2021 годах. По состоянию на момент проведения исследования началось некоторое снижение добычи.

ЦЕЛЬ

Основная цель исследования заключалась в уточнении причин снижения добычи нефти и поиске возможностей повышения добычи.

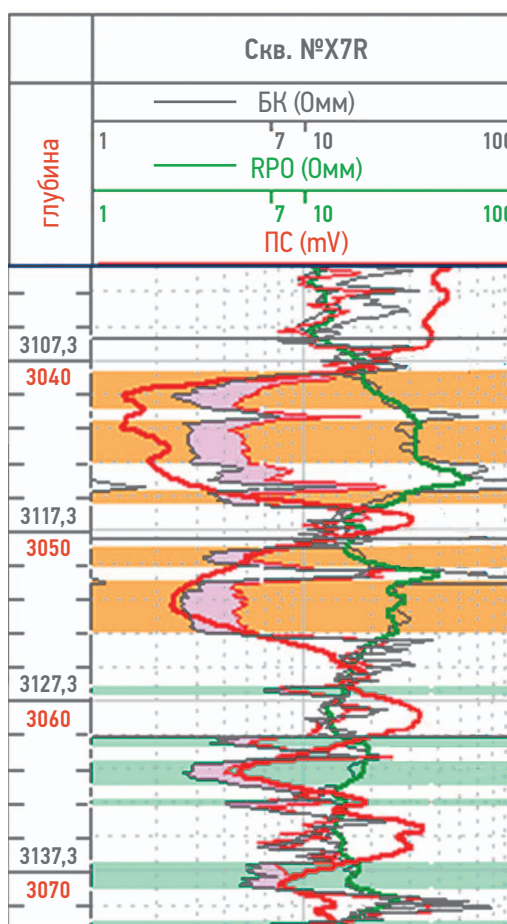


Рис. 1. Результаты интерпретации ГИС в разведочной скважине. Составлено авторами

Fig. 1. Well logging results at exploration well. Prepared by the authors

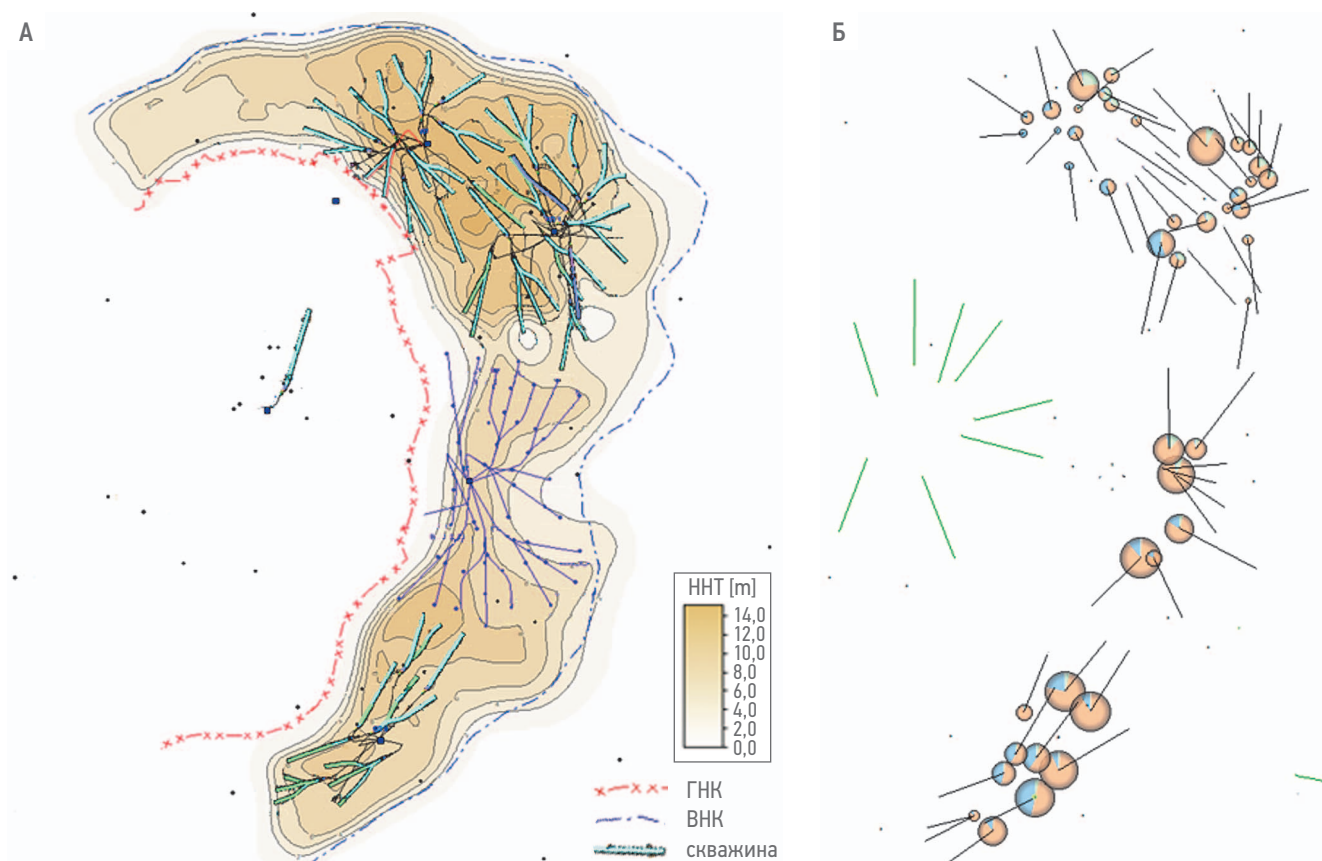


Рис. 2. А) Схематичная карта нефтенасыщенных толщин. Б) положение скважин и их текущий дебит. Составлено авторами
Fig. 2. A) Schematic map of oil-saturated thicknesses, Б) well locations and their current flow rate. Prepared by the authors

ЗАДАЧИ

Для достижения цели необходимо было решить следующие задачи исследования.

1. Восстановить историю пластового давления и коэффициента продуктивности тестовой скважины.
2. Подготовить прогноз динамики пластового давления в районе тестовой скважины при условии работы скважин в текущем режиме.

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕКУЩЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ, ПРОВОДИМОЙ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МОНИТОРИНГА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА ГРУППЫ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

3. Оценить свойства пласта в анализируемом районе и параметры тестовой скважины.
4. Оценены размер области дренирования исследуемой группы скважин и связность пласта.
5. Количественно оценить межскважинную интерференцию.

6. Подготовить рекомендации для повышения добычи.

МЕТОД

Было принято решение провести серию исследований с применением мультискважинной деконволюции, хорошо себя показавшей в разных геологических и промысловых условиях [1–18]. Рассмотрим его результаты на участке вокруг скважины XX14G.

Положение скважин приведено на **рис. 3**. Черным показана траектория стволов скважин, красным — тестовая скважина. Видно, что большинство скважин многозабойные. История забойного давления в тестовой скважине и история работы скважин приведены на **рис. 4**.

Синей линией показана история забойного давления в тестовой скважине, черным цветом с зеленой заливкой показана история суммарного дебита всех добываемых флюидов в забойных условиях, зеленой линией — дебит нефти, голубым — дебит воды, синим — обводненность, оранжевым — отношение газового фактора к газосодержанию. Видно, что ко всем скважинам происходит подтягивание газа из газовой шапки, у некоторых

скважин начался рост обводнения, но нигде еще не произошло критического обводнения. При этом за последние полтора года началось некоторое снижение дебита нефти. Данная динамика дебитов и давления проанализирована с помощью математических алгоритмов мультискважинной деконволюции. Основой деконволюции служит переходная характеристика — изменение давления в скважине от времени, возникающее как реакция на её работу с единичным дебитом. В процессе деконволюции проводится подбор переходных характеристик таким образом, что свертка фактической истории работы скважин с их переходными характеристиками даёт минимальные расхождения фактической и расчётной кривых забойного давления. Для исключения неоднозначности такого решения требуется, чтобы в анализируемый интервал было задействовано много достаточно сильных изменений режимов работы скважин, что обеспечивается при помощи большой длительности периода мониторинга истории работы скважин. Достоверность полученного решения определяется методом кросс-валидации. При поиске решения часть информации, как правило, в конце анализируемого периода, не используется. Далее на основе полученного решения и исторических дебитов во время кросс-валидации рассчитывается забойное давление и сравнивается с фактическим. При хорошем соответствии решение признаётся достоверным и пригодным для подготовки анализа и прогнозов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Таким образом, после количественного определения интерференции становится возможным математически остановить центральную скважину в произвольный момент времени в прошлом и получить ее пластовое давление с учетом влияния окружающих скважин. С помощью многократного повторения данной процедуры восстанавливается история пластового давления. Кроме того, предполагая, что выявленные функции влияния будут иметь тот же тренд изменения в будущем, который они имели в конце анализируемого периода, становится возможным расчет прогнозного изменения давления при заданном дебите скважин. На **рис. 5** показана история забойного давления и общего дебита забойных условий, а также восстановленная история пластового давления и его прогноз в предположении работы анализируемых скважин с постоянным дебитом.

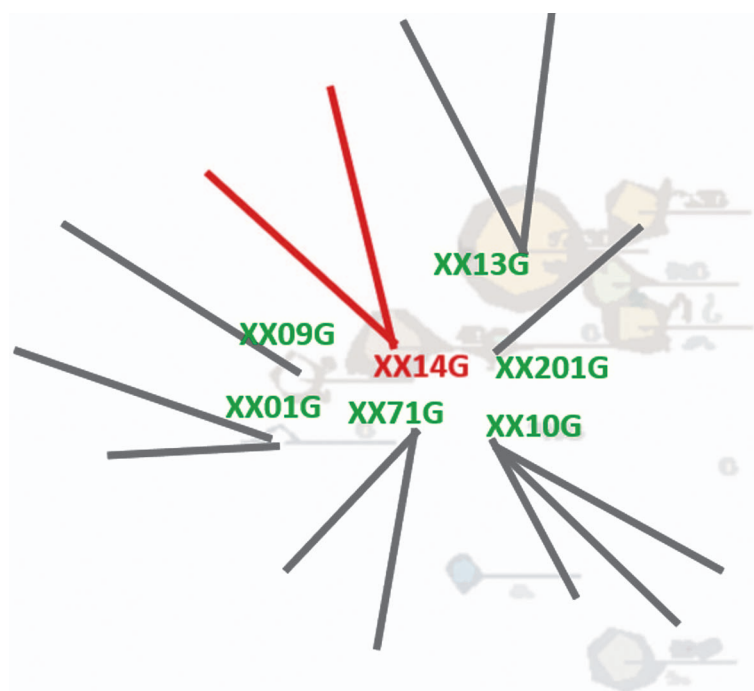


Рис. 3. Положение скважин в анализируемом районе. Составлено авторами
Fig. 3. Well placement at the tested area. Prepared by the authors

Видно, что, несмотря на наличие аквифера и газовой шапки, пластовое давление в анализируемом районе снижается и будет продолжать снижение при текущем темпе отборов. Отметим, что полученное с помощью деконволюции пластовое давление было сопоставлено со стандартным гидродинамическим исследованием по технологии регистрации кривой восстановления давления (КВД), проведенным в июле 2023 года, и полностью совпало = 116,1 атм относительно верхних дыр перфорации. Прогнозное пластовое давление через 6 месяцев работы составило 104,2 атм.

Зная дебит скважины, ее пластовое и забойное давление, можно рассчитать историю продуктивности и оценить ее динамику. В данном случае продуктивность скважины не снижалась во времени и составляла $7,4 \text{ м}^3/(\text{атм} \times \text{сут})$. Еще одним критерием достоверности найденного решения является сопоставление переходной характеристики тестовой скважины с обычным гидродинамическим исследованием. На ранних и средних временах исследования они должны хорошо соответствовать друг другу при условии нормализации на дебит скважины. На поздних временах они существенно отличаются, так как переходная характеристика очищена от влияния ближайших соседних скважин. На **рис. 6** показано данное сопоставление. Переходная характеристика может быть проинтерпретирована так же, как обычное



Рис. 4. История работы скважин анализируемого участка. Составлено авторами
Fig. 4. Wells production history. Prepared by the authors

гидродинамические исследования, только его большая длительность позволяет достоверно определить дренируемый анализируемой группой скважин объем. Результаты интерпретации переходной характеристики приведены в таблице 1.

Можно видеть, что, несмотря на большое отрицательное значение геометрического скин-фактора, обусловленное наличием двух горизонтальных стволов скважины, интегральный скин-фактор не сильно отрицательный. Частично это обусловлено кольматацией

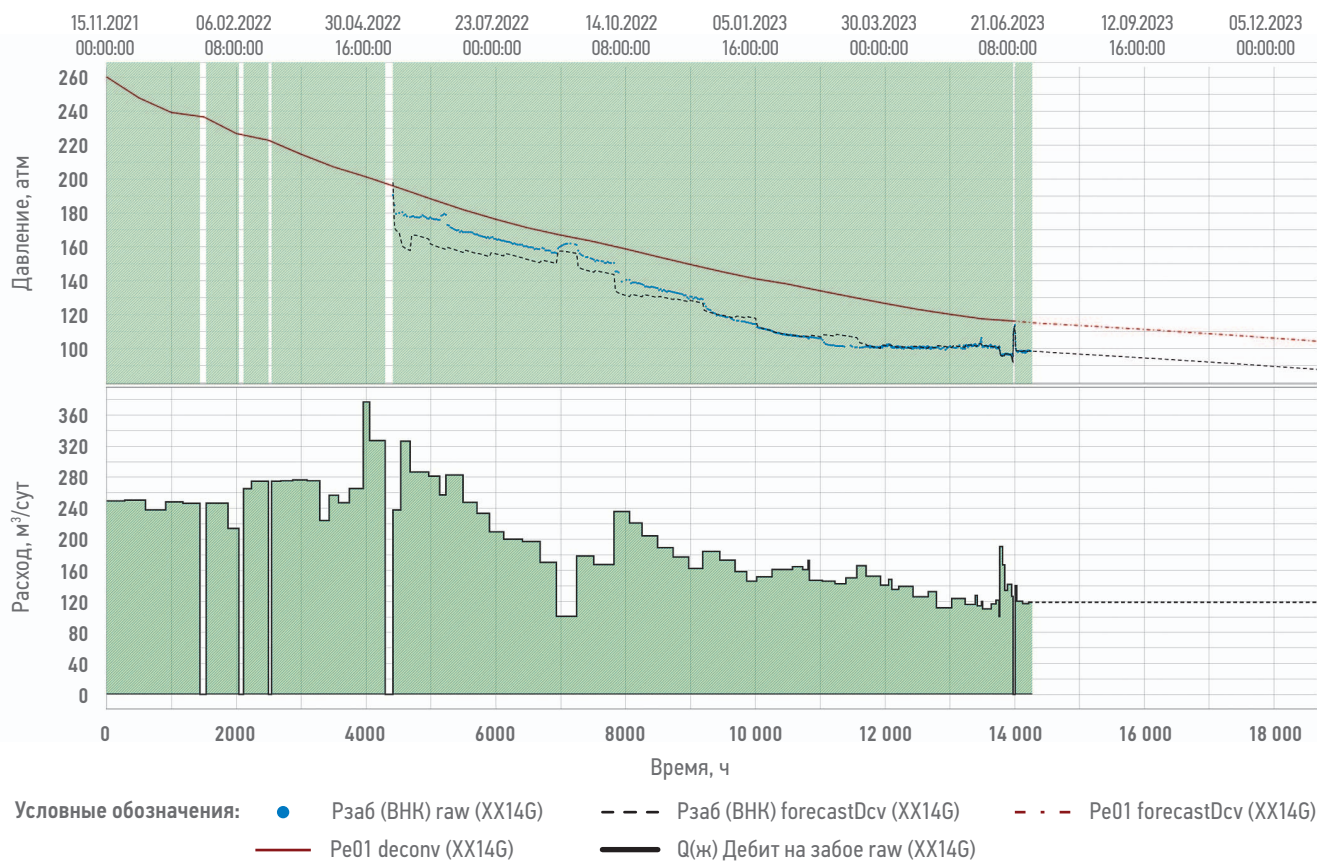


Рис. 5. Восстановленная история и прогноз пластового давления тестовой скважины. Составлено авторами
Fig. 5. Reconstructed formation pressure history and forecast for tested well. Prepared by the authors

пласта в призабойной зоне, а частично тем, что весь флюид, поступающий из невоскрытых горизонтальным стволом прослоев, вынужден двигаться по вертикали, через существенно более низкую проницаемость пласта. Кроме того, газ, поступающий из газовой

шапки, создает дополнительное фильтрационное сопротивление для нефти в призабойной зоне, что выглядит для гидродинамики как дополнительный скин-фактор и скрывает линейный режим течения к горизонтальному стволу.

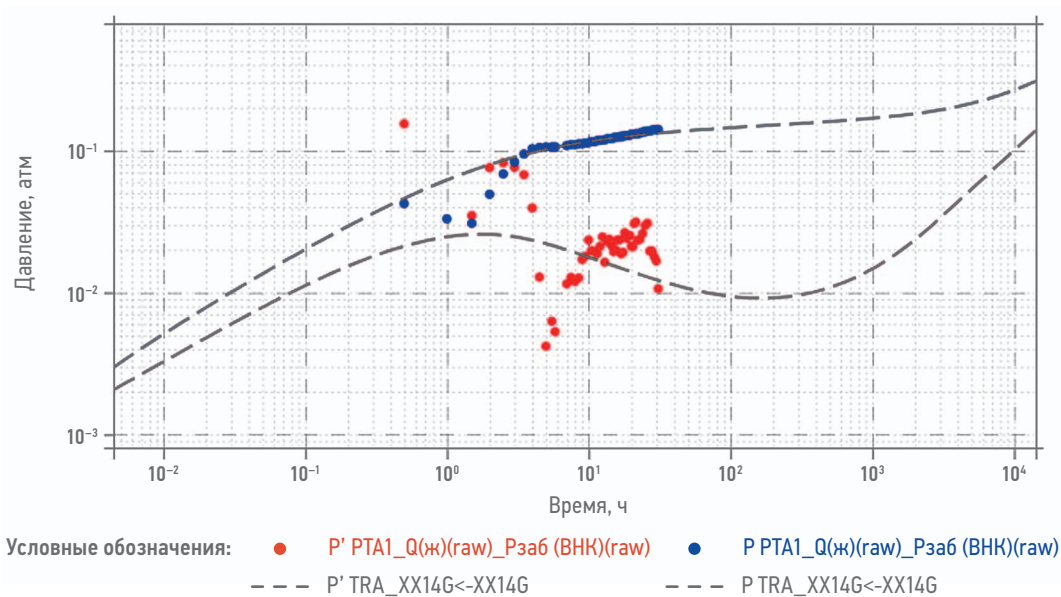


Рис. 6. Интерпретация переходной характеристики и ее сопоставление с КВД в 2023 г. Составлено авторами
Fig. 6. Pressure transient response interpretation and comparison with PBU in 2023. Prepared by the authors

Таблица 1. Результаты интерпретации переходной характеристики. Составлено авторами
Table 1. Pressure transient response interpretation results. Prepared by the authors

Свойства	Аббр.	Значение	По ГИС	Ед. изм.
Толщина пласта	H_{net}	15,9	← 15,9	м
Гидропроводность по нефти	σ	1018,6	1357,5	мД·м/сПа
Интегральный скин-фактор	S_T	-1,28		
Механический скин-фактор	S_M	+6		
Геометрический скин-фактор	S_G	-7,28		
Проницаемость	k	20,5	27,32	мД
Длина горизонтального ствола	L	1523,39	2550	м
Коэффициент вертикальной анизотропии	k_z / k_r	0,3		
Продуктивность	J_t	7,4		м³/(сут·атм)
Пластовое давление @ 21.06.2023	P_e	116,1		атм
Дренируемый объем	V	17,7		млн.м³

По результатам исследований было рекомендовано проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ). На **рис. 7** приведена динамика работы скважины и восстановленного пластового давления на протяжении последующих двух лет.

Отметим, что фактическое пластовое давление через 6 месяцев работы (на 01.01.2024

составило 105,3 атм) и отличие фактического от прогнозного давлений составило всего 1,1 атм. Разница обусловлена тем, что при расчете прогнозного давления дебит скважин предполагался постоянным, а на самом деле он несколько снизился. Также отметим, что в 2025 году недропользователем была выполнена рекомендованная

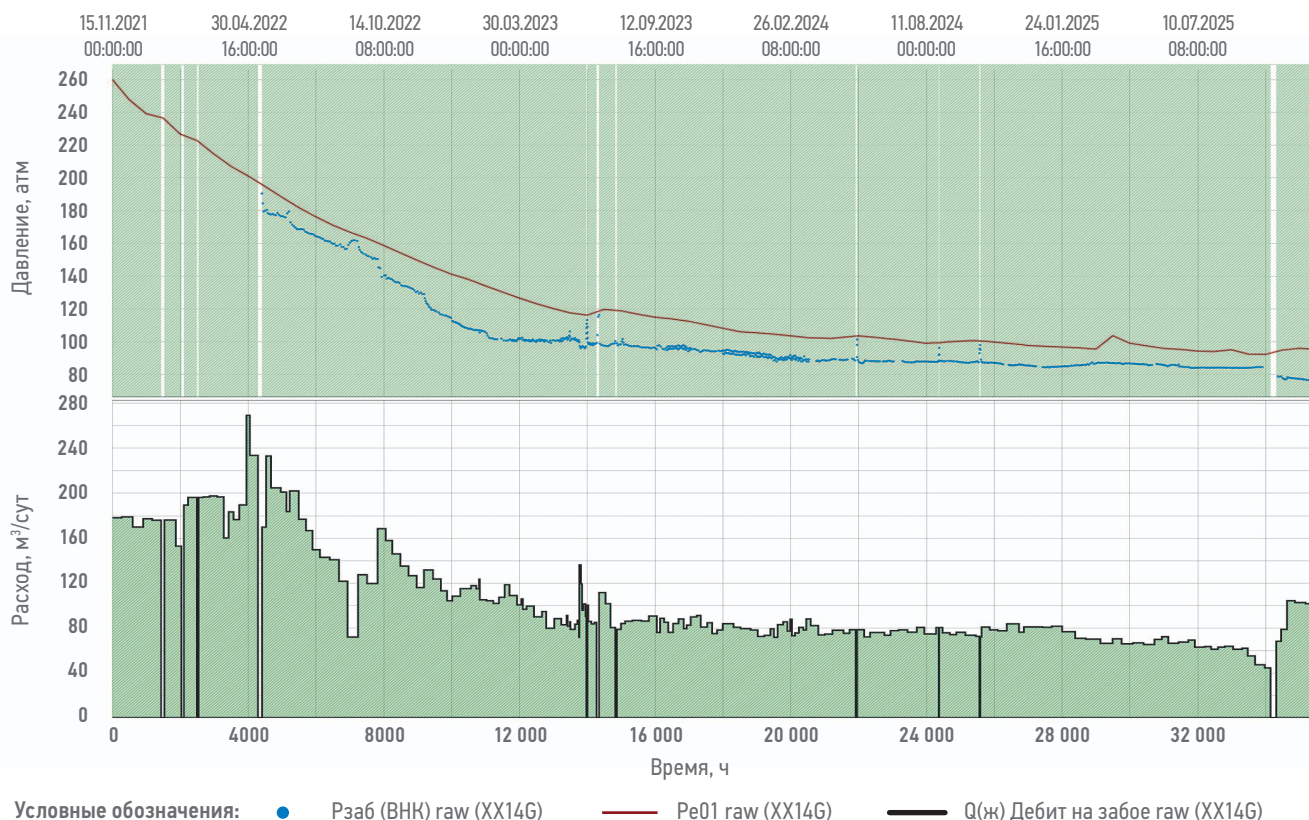


Рис. 7. Восстановленная история и прогноз пластового давления при последующем анализе. Составлено авторами
Fig. 7. Reconstructed formation pressure history for farther production period. Prepared by the authors

по результатам анализа обработка призабойной зоны, что привело к росту дебита в 1,5 раза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам работы можно сделать следующие выводы.

1. Технология расчета пластового давления на основе мультискважинной деконволюции подтвердила свою работоспособность в условиях разработки подгазовых зон горизонтальными скважинами.
2. В процессе анализа получено, что основной причиной снижения дебита является падение пластового давления, несмотря на наличие газовой шапки и аквифера.
3. Установлено, что, несмотря на постоянство коэффициента продуктивности скважины во времени, имеется потенциал повышения добычи за счет обработки призабойной зоны. Проведение стимуляции позволило увеличить дебит скважины, несмотря на продолжающееся снижение пластового давления.
4. Уточнена проницаемость пласта и работающая длина горизонтальных стволов тестовой скважины.
5. Снижение давления частично обусловлено интерференцией с соседними добывающими скважинами, дальнейшее уплотнение сетки скважин на проанализированном участке нецелесообразно, так как все запасы на участке охвачены выработкой текущим фондом скважин.

Список литературы

1. Морозовский Н.А., Солтанов Ю.К., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Сурмашева Л.В., Наумов А.С., Ворон К.А., Асланян А.М., Асланян И.Ю. Упреждающее управление заводнением при добыче из нефтяной оторочки с использованием анализа данных на основе машинного обучения // Труды конференции общества инженеров-нефтяников в Абу-Даби. — 2025. — V. 3, p. D041S154R006. <https://doi.org/10.2118/230036-MS>
2. Жоламан А., Ергалиев К., Жарылгасов Ю., Кричевский В., Сурмашева Л., Фарахова Р. Оценка эффективности заводнения с помощью мультискважинного ретроспективного анализа давления // Труды конференции общества инженеров-нефтяников в Омане. — 2024. — p. D031S033R003. <https://doi.org/10.2118/218600-MS>
3. Эл Харти Н., Рассули Э., Эл Лавати Х., Асланян А., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Оценка эффективности заводнения тяжелой нефти с помощью комплексных поперечных испытаний скважин и расширенного анализа добычи // Труды конференции общества инженеров-нефтяников в Дахране. — 2024. — p. D031S104R007. <https://doi.org/10.2523/IPTC-23218-MS>
4. Ким В.У., Гуляев Д.Н., Ворон К.А., Прилуцкий А.А., Шуганов И.Н. Оптимизация закачки для увеличения добычи нефти путем количественной оценки межскважинных помех на основе машинного обучения // Труды конференции общества инженеров-нефтяников в Баку. — 2023. — p. D031S021R003. <https://doi.org/10.2118/217622-MS>
5. Кричевский В.М., Мингараев Р.А., Никонорова А.Н., Зинуров Л.А. Диагностика геометрии трещины авто-ГРП с помощью гидродинамических исследований // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 8 (2). — С. 90–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96>
6. Асланян А. Математические аспекты мультискважинной деконволюции и ее сопоставление с емкостно-резистивной моделью // Препринт arXiv: 2203.01319. — 2022. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.01319>
7. Писарев Д.Ю., Шарипов И.Ф., Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи за счет оптимизации выбора скважин-кандидатов для МУН // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников. — 2021. — p. D031S009R001. <https://doi.org/10.2118/206498-MS>
8. Исмагилов Р.Ф., Черных И.А., Чухлов А.С., Никулин С.Е., Гуляев Д.Н., Зинуров Л.А. Оптимизация системы поддержания пластового давления на низкопроницаемом карбонатном месторождении // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников. — 2021. — p. D031S016R005. <https://doi.org/10.2118/206507-MS>
9. Мальцев А.К., Кудлаева Н.В., Асланян А.М., Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Сурмашева Л.В., Соловьева В.В. Оценка эффективности работы скважин с многозабойным заканчиванием при разработке подгазовых водоуплавающих объектов с помощью оптоволоконного мониторинга температуры и давления // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников. — 2021. — p. D041S021R006. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
10. Беляков А.А., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Никонорова А.Н., Исибаев Р.В. Эффективность новой технологии восстановления пластового давления без остановки скважин и потерь добычи // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников. — 2021. — SPE-206490-MS. <https://doi.org/10.2118/206490-MS>
11. Курнаван А., Эрани Р., Асланян А., Гуляев Д., Джоши С., Фердьянто Г. Характеристика коллектора и добычи методом мультискважинного деконволюционного анализа давления для оптимизации стратегии разработки месторождения Пематанг Лантих, Джамби // Труды конференции общества инженеров-нефтяников Азиатско-Тихоокеанского региона. — 2021. — p. D012S032R071. <https://doi.org/10.2118/205810-MS>
12. Шиламбаев Б., Балимбаев Б., Асланян А.М., Фарахова Р.Р., Зинуров Л.А., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М. Анализ эффективности заводнения на месторождении с разноамплитудными разломами с помощью мультискважинного ретроспективного тестирования и трассерных исследований // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников. — 2021. — SPE-207025-RU. <https://doi.org/10.2118/207025-MS>
13. Ямалов И., Овчаров В., Акимов А., Гадельшин Е., Асланян А., Кричевский В., Гуляев Д., Фарахова Р. Системный подход к тестированию методов анализа полевых данных на примере ретроспективного тестирования нескольких скважин // Труды Азиатской конференции по разработке шельфовых месторождений общества инженеров-нефтяников в Куала-Лумпуре. — 2020. — p. D041S037R002. <https://doi.org/10.4043/30101-MS>
14. Асланян А. Планирование мероприятий по оптимизации заводнения по результатам МРТ-анализа долгосрочных записей забойной телеметрии // Труды Каспийской технической конференции общества инженеров-нефтяников. — 2020. — SPE-202566-RU. <https://doi.org/10.2118/202566-MS>
15. Гуляев Д., Кричевский В., Фарахова Р., Зинуров Л. Оценка эффективности мультискважинного ретроспективного тестирования для анализа межскважинной интерференции и прогнозов динамики пластового и забойного давлений // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников в Москве. — 2019. — SPE-196839-RU. <https://doi.org/10.2118/196839-MS>

16. Аибазаров М., Калиев Б., Муталиев Г., Виньяти Е. Оценка оптимального расстояния между скважинами на газоконденсатном месторождении с использованием анализа истории работы скважин с помощью мультискважинной деконволюции // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников в Москве. — 2019. — SPE-196925-RU. <https://doi.org/10.2118/196925-MS>
17. Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Мусалеев Х.З., Маргарит А.С., Асмандияров Р.Н., Котезшек В.С., Каешков И.С., Биккулов М.М. Анализ межскважинного взаимодействия с помощью мультискважинной деконволюции для повышения эффективности системы поддержания пластового давления // ПРОнефть. Профессионально о нефти. — 2019. — № 3. — С. 56–61. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-56-61>
18. Асланян А., Коваленко И., Ильясов И., Гуляев Д., Буянов А., Мусалеев К. Исследование заводнения высоковязкого насыщенного пласта с ретроспективным тестированием в нескольких скважинах и межскважинным тестированием импульсно-кодовым давлением // Труды Российской конференции общества инженеров-нефтяников в Москве. — 2018. — р. D011S003R004. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

References

1. Morozovskiy N.A., Soltanov J.K., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M., Surmasheva L.V., Naumov A.S., Voron K.A., Aslanyan A.M., Aslanyan I.Y. Preemptive Water Management for Oil Rim Production Using Machine Learning-Driven Data Analysis. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Society of Petroleum Engineers. 2025, vol. 3, p. D041S154R006. <https://doi.org/10.2118/230036-MS>
2. Zholaman A., Yergaliyev K., Zharylgassov Y., Krichevsky V., Surmasheva L., Farakhova R. Evaluating Waterflood Efficiency with Multiwell Retrospective Pressure Analysis. EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers. 2024, p. D031S033R003. <https://doi.org/10.2118/218600-MS>
3. Al Harty N., Rassuli E., Al Lawati H., Aslanyan A., Gulyaev D.N., Nikonorova A.N. Assessing the Heavy Oil Waterflood Efficiency through Integrated Crosswell Testing and Advanced Production Analysis. International Petroleum Technology Conference. 2024, p. D031S104R007. <https://doi.org/10.2523/IPTC-23218-MS>
4. Kim V.U., Gulyaev D.N., Voron K.A., Prilutskiy A.A., Shigapov I.N. Injection Optimization for Oil Production Increase by Quantitative Assessment of Crosswell Interference Based on Machine Learning. Annual Caspian Technical Conference, Society of Petroleum Engineers. 2023, p. D031S021R003. <https://doi.org/10.2118/217622-MS>
5. Krichevsky V.M., Mingaraev R.A., Nikonorova A.N., Zinurov L.A. Diagnostics of auto-hydraulic fracture geometry using hydrodynamic studies. PRONEFT. Professionally about oil. 2023, no. 8 (2), pp. 90–96. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96>
6. Aslanyan A. Mathematical aspects of Multiwell Deconvolution and its relation to Capacitance Resistance Model. arXiv preprint arXiv:2203.01319. 2022. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.01319>
7. Pisarev D.Y., Sharipov I.F., Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Nikonorova A.N. Oil Production Enhancement by EOR Candidates Optimization. Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers. 2021, p. D031S009R001. <https://doi.org/10.2118/206498-MS>
8. Ismagilov R.F., Chernykh I.A., Chukhlov A.S., Nikulin S.E., Gulyaev D.N., Zinurov L.A. Optimization of the Reservoir Pressure Maintenance System in a Low-Permeability Carbonate Field. Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers. 2021, p. D031S016R005. <https://doi.org/10.2118/206507-MS>
9. Maltsev A.K., Kudlaeva N.V., Aslanyan A.M., Krichevsky V.M., Gulyaev D.N., Surmasheva L.V., Solovyeva V.V. Evaluating efficiency of multilateral producing wells in bottom water-drive reservoir with a gas cap by distributed fiber-optic sensors and continuous pressure monitoring. Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers. 2021, p. D041S021R006. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
10. Belyakov A.A., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M., Nikonorova A.N., Iskibaev R.V. Efficiency of a new technology for restoring reservoir pressure without shutting down wells and losing production. Annual Caspian Technical Conference, Society of Petroleum Engineers. 2021, SPE-206490-MS. <https://doi.org/10.2118/206490-MS>
11. Kurniawan A., Erany R., Aslanyan A., Gulyaev D., Joshi S., Ferdianto G. Reservoir And Production Characterization Through Multi-well Pressure Deconvolution Analysis to Optimize Field Development Strategy in Pematang Lantih Field, Jambi. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. 2021, p. D012S032R071. <https://doi.org/10.2118/205810-MS>
12. Shilnbaev B., Balimbaev B., Aslanyan A.M., Farakhova R.R., Zinnurov L.A., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M. Analysis of waterflooding efficiency at a field with different-amplitude faults using multi-well retrospective testing and tracer studies. Annual Caspian Technical Conference, Society of Petroleum Engineers. 2021, SPE-207025-RU. <https://doi.org/10.2118/207025-MS>
13. Yamalov I., Ovcharov V., Akimov A., Gadelshin E., Aslanyan A., Krichevsky V., Gulyaev D., Farakhova R. Systematic Approach in Testing Field Data Analysis Techniques with an Example of Multiwell Retrospective Testing. Offshore Technology Conference Asia. 2020, p. D041S037R002. <https://doi.org/10.4043/30101-MS>
14. Aslanyan A. Planning of waterflood optimization activities based on the results of MRI analysis of long-term downhole telemetry records. Annual Caspian Technical Conference, Society of Petroleum Engineers. 2020, SPE-202566-RU. <https://doi.org/10.2118/202566-MS>
15. Gulyaev D., Krichevsky V., Farakhova R., Zinurov L. Evaluation of the effectiveness of multiwell retrospective testing for the analysis of interwell interference and forecasts of reservoir and bottomhole pressure dynamics. Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers. 2019, SPE-196839-RU. <https://doi.org/10.2118/196839-MS>
16. Aibazarov M., Kaliyev B., Mutaliev G., Vignati E. Estimation of the optimal distance between wells in a gas condensate field using well history analysis with multiwell deconvolution. Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers. 2019, SPE-196925-RU. <https://doi.org/10.2118/196925-MS>
17. Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M., Musaleev Kh.Z., Margarit A.S., Asmandiyarov R.N., Kotezhek V.S., Kaeshkov I.S., Bikkulov M.M. Analysis of interwell interaction using multiwell deconvolution to improve the efficiency of the reservoir pressure maintenance system. PRONEFT. Professionally about oil. 2019, no. 3, pp. 56–61. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-56-61>
18. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Buyanov A., Musaleev K. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. International Heavy Oil Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. 2018, p. D011S003R004. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Асланян — разработал методологию расчета пластового давления на основе мультискважинной деконволюции, разработал концепцию статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

Artur M. Aslanyan — developed the methodology for calculating formation pressure based on multiwell deconvolution, developed the concept of the article, approved the published version of the article.

Л.И. Муртазина — принимала активное участие в разработке методологии проведения анализа с применением мультискважинной деконволюции и в интерпретации результатов исследований, готовила текст статьи.

Д.Н. Гуляев — оказал экспертную поддержку в части интерпретации результатов истории работы скважин, активно участвовал в подготовке текста статьи.

Liliya I. Murtazina — actively participated in the development of the methodology for conducting analysis using multiwell deconvolution and in the interpretation of testing results, prepared the text of the article.

Danila N. Gulyaev — provided expert support in interpreting the results of well operation history, actively participated in preparing the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Михайлович Асланян — кандидат физико-математических наук, российский физик и математик, ректор, ООО «Нафта Колледж»
Scopus ID: 55775547100
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-0136-4176>
SPIN-код: 3995-9422

Artur M. Aslanyan — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Russian physicist and mathematician, Rector, Nafta College LLC
Scopus ID: 55775547100
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-0136-4176>
SPIN-code: 3995-9422

Лилия Ильясовна Муртазина — специалист в отделе разработки месторождений, ООО «Поликод»

Liliya I. Murtazina — Specialist in the field development department of Polikod LLC

Данила Николаевич Гуляев* — заместитель руководителя отдела анализа разработки, ООО «Софойл»
Россия, 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Спартакoвская, д. 2а.
Scopus ID: 24471004200
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>
SPIN-код: 1296-5846
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Danila N. Gulyaev* — Deputy Head of the Reservoir Analysis Department, Sofoil LLC
2A, Spartakovskaya str., 420107, Russia, Republic of Tatarstan, Kazan.
Scopus ID: 24471004200
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>
SPIN-code: 1296-5846
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СКВАЖИНЕ С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

И.В. Коваленко^{1,*}, А.С. Зыков¹, Р.А. Гарифуллина¹, Е.П. Канонирова^{1,2}

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Постепенное развитие технологии бурения и заканчивания скважин приводит к необходимости параллельного развития технологии гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В условиях снижения качества запасов корректируется целеполагание данных исследований, и на текущий момент времени на первый план выходит понимание эффективности строительства и эксплуатации скважин с гидроразрывом пласта.

Цель. Развитие классического подхода к гидродинамическим исследованиям применительно к скважине с гидроразрывом пласта.

Материалы и методы. Используются новые понятия: комплексный фильтрационный параметр, комплексный емкостной параметр, безразмерная инвариантная связь между данными параметрами для последующего использования при интерпретации данных.

Результаты. Разработан новый подход к интерпретации данных, позволяющий проводить интерпретацию в условиях отсутствия позднего псевдоразрывного режима фильтрации на скважине с гидроразрывом пласта.

Заключение. Разработана новая методология обработки скважинных данных, позволяющая существенно сократить время исследования и существенно повысить информативность гидродинамических исследований на скважинах с гидроразрывом пласта.

Ключевые слова: комплексный фильтрационный параметр, комплексный емкостной параметр, безразмерная инвариантная связь

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Коваленко И.В., Канонирова Е.П., Зыков А.С., Гарифуллина Р.А. Развитие методологии гидродинамических исследований применительно к скважине с гидроразрывом пласта. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):58–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-58-65>

Статья поступила в редакцию 23.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

DEVELOPMENT OF WELL TESTING METHODOLOGY FOR HYDRAULIC FRACTURING WELL

Igor V. Kovalenko^{1,*}, Alexey S. Zykov¹, Radmila A. Garifullina¹, Elizaveta P. Kanonirova^{1,2}

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²University of Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The gradual advancement of well drilling and completion technologies necessitates the parallel development of well testing technology. With declining reserve quality, the goal-setting of well testing is being adjusted, and understanding the efficiency of well construction and operation with hydraulic fracturing is currently becoming paramount.

Objective. Developing a classical approach to well testing as applied to hydraulically fractured wells.

Materials and methods. New concepts are used: complex flow parameter, complex capacitance parameter, and a dimensionless invariant relationship between these parameters for subsequent use in data interpretation.

Results. A new approach to data interpretation has been developed, enabling interpretation in the absence of late pseudoradial flow in hydraulically fractured wells.

Conclusion. A new well data processing methodology has been developed, significantly reducing survey time and significantly increasing the information content of well testing in hydraulically fractured wells.

Keywords: complex filtration parameter, complex capacitive parameter, dimensionless invariant relationship

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kovalenko I.V., Kanonirova E.P., Zykov A.S., Garifullina R.A. Development of well testing methodology for hydraulic fracturing well. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):58–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-58-65>

Manuscript received 23.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью применения гидродинамических исследований в рамках нефтегазовой отрасли является необходимость в получении количественной оценки текущего энергетического состояния и фильтрационных возможностей разрабатываемого пласта, а также изучение динамики продуктивности эксплуатируемых скважин для оптимизации плана разработки и оценки эффективности уже принятых технологических решений [1]. Являясь основным диагностическим инструментом для пластовых систем, именно они позволяют осуществлять запись основных гидродинамических параметров (дебит, забойное давление и т. д.) в нестационарных условиях при инициации последовательной смены характера работы скважины с возможностью интерпретации получаемой информации для определения значимых параметров работы скважины и характеристик пласта. Развитие и усложнение типов заканчивания скважин всерьез оказало влияние на развитие методов интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС), а также в значительной мере повысило важность их практического применения, обусловив это усложнением моделей фильтрационных систем, идентификация развития и описание которых требуют формирования новых подходов и методологий.

На текущий момент в силу повышения частоты запуска в разработку активов со сложной, с точки зрения добычи флюида, геологической природой одним из наиболее перспективных и востребованных вариантов заканчивания скважин выступает гидроразрыв пласта. Его реализация в значительной степени меняет фильтрационную модель притока и может оказать существенное увеличение продуктивности скважины за счет снижения общего фильтрационного сопротивления [2].

Традиционное исследование работы скважины после инициации разрыва пласта, аналогично другим конфигурациям системы «скважина–пласт», сводится к анализу диагностического графика, построенного в рамках записанных дебита и забойного давления за заданный период времени. Ключевым

при этом является проявление дополнительных режимов фильтрации (билинейный и линейный), проявляющихся в изменении угла наклона диагностической кривой [3]. Вторым критическим параметром исследования является его преждевременная остановка в низкопроницаемых пластах. При недостижении псевдорadiaльного режима попытка произвести оценку пластового давления или фильтрационных характеристик часто невозможно или приводит к ошибочным выводам. Как правило, для оценки основных гидродинамических параметров наиболее предпочтительным является увеличение времени исследования скважины для обеспечения смены основного направления линий тока от начального режима до окончательной радиальной конфигурации. Время выхода на соответствующие режимы в значительной степени варьируется в зависимости от пьезопроводности и модели границ пласта и может занимать от нескольких недель до многих месяцев, что в масштабах реального месторождения экономически недопустимо.

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГРП В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ЦЕЛЮ ДИАГНОСТИКИ ПЛАСТОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИН РАЗРАБОТАН НОВЫЙ ПОДХОД НА ОСНОВЕ ОБЕЗРАЗМЕРИВАНИЯ ДАННЫХ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПРОВОДИТЬ ИНТЕРПРЕТАЦИЮ В УСЛОВИЯХ ОТСУТСТВИЯ ПОЗДНЕГО ПСЕВДОРАДИАЛЬНОГО РЕЖИМА ФИЛЬТРАЦИИ.

Рассмотрение вопроса оценки параметров пласта, а также его энергетического состояния при анализе диагностических кривых скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) в условиях отсутствия возможности для фиксации псевдорadiaльного режима ранее рассматривали в работе Швеиц Е.С. [4]. Ученой была получена зависимость продолжительности исследования и записи кривой снижения давления (КСД) от диапазона проницаемостей, характерных для коллектора. Обобщив данные фактических исследований пласта ЮС₂, автор подтвердила снижение

требуемого времени выхода на радиальный режим притока скважины с ГРП по мере роста среднего значения проницаемости пласта и снижения полудлины трещины. Характерное время выхода на радиальный режим для пласта ЮС₂, таким образом, составило порядка 2-х суток. Однако диагностика радиального режима по кривым КПД в рамках коллекторов с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) может потребовать кратного увеличения времени исследования, невыполнение которого может значительно снизить качество диагностики пластового давления.

Данная проблема подробно освещается в работе [5]. В условиях низкой достоверности оценки пластового давления (Рпл) в рамках классических методов ГДИС авторы предлагают новый подход к экспресс-оценке давления по данным КПД, при записи которых скважина так и не вышла на радиальный режим притока. Ученые использовали последнюю замеренную точку на записанной кривой падения давления после ГРП как значение максимального верхнего ограничения интервала возможных значений Рпл, в то время как для ограничения интервала значений «снизу» выступал последний замер давления с забойного датчика перед началом процедуры разрыва пород, получая тем самым потенциальный диапазон возможных значений искомой функции. Однако, как отмечают сами авторы, такой подход также не имеет высокой достоверности и может быть использован только для получения быстрой и приблизительной оценки пластового давления. Использование замеров забойных манометров в дополнение к данным КПД также рекомендуют авторы статьи [6], ссылаясь на активное развитие исследований в данном направлении со стороны ведущих добывающих компаний страны.

На текущий момент также предлагаются альтернативные подходы к оценке пластового давления, не требующие длительной остановки скважины. Так, в статье [7] описан метод косвенного определения пластового давления по данным фактических режимов работы скважины. Для фактических замеров забойного давления решается система уравнений относительно дебитов на соответствующих режимах. При этом минимизация отклонения расчетных значений дебитов от фактических обеспечивается за счет применения алгоритма многокритериальной оптимизации неизвестных параметров — продуктивности и пластового давления. Справедливость применения данного метода доказана в работе [8] на примере ретроспективного анализа значений

фактических замеров пластового давления для ряда скважин и расчетных, полученных в рамках применения описанного ранее подхода. Сходимость с фактическими данными составила в среднем 92 %. Однако применение данного метода ограничивается строгим подбором скважин-кандидатов для оценки давления. Главным требованием при их отборе является отсутствие проблем с техническим состоянием скважины за весь период эксплуатации.

Оценкой динамики пластового давления при анализе замеров в скважинах с ГРП в условиях сложного геологического строения занимался Jianyi Liu [9]. В рамках статьи автором была предложена новая математическая модель для анализа динамики давления в карбонатных коллекторах, где гидроразрыв пласта направлен на формирование трещины, соединяющей карстовую пещеру как геологическую формацию, аккумулировавшую в себе нефтяной флюид и скважину. Особенность данной модели заключена в том, что в рамках ее рассмотрения на привычных кривых давления и его производной также наблюдаются режимы, связанные с откликом давления на наличие в резервуаре пещер. Особенно четко это видно по резкому падению производной давления с последующим ростом при тангенсе угла наклона, близким к единице (влияние границ пещеры).

В условиях эксплуатации скважин с ГРП в низкопроницаемых коллекторах требуется формирование новых подходов к диагностике пластовых характеристик и интерпретации параметров трещин. А также остро встает вопрос минимизации времени простоя скважины на исследовании.

АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС В СКВАЖИНАХ С ТРЕЩИНОЙ ГРП

Детальный обзор развития методов гидродинамических исследований скважин и подходов к их интерпретации в исторической ретроспективе представлен в работе Juneghani et al. [10]. В работах [11–16] авторы подробно рассматривают существующие аналитические методы и численные модели, направленные на анализ изменения давления при отработке скважин и определение статических и динамических свойств пластовой системы. Поскольку наиболее актуальной на данный момент является интерпретация исследований, длительность которых недостаточна для выхода на режим радиального притока, основное содержание указанных

выше статей сводится к рассмотрению классических методов интерпретации кривых падения и восстановления давления — методов типовых кривых и производной Бурде, а также их модификаций.

Билинейный режим одновременной фильтрации флюида в трещине и в пласте на диагностическом билוגарифмическом графике определяется наклоном прямой в одну четвертую и обрабатывается следующими безразмерными переменными [1]:

$$P_D = \frac{2,45083}{\sqrt{F_{CD}}} t_{Dx_f}^{1/4}, t_{Dx_f} = \frac{0,00036kt}{\phi \mu c_t x_f^2}, \quad (1)$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}, P'_D = \frac{1}{4} P_D.$$

Данный режим относится к очень ранним временам исследований скважин, и зачастую он либо не прослеживается ввиду высокой проводимости трещин, либо скрыт эффектом влияния ствола скважины. Визуально билинейный режим представлен на **рис. 1**.

Линейный режим фильтрации флюида в пласте к трещине на диагностическом билוגарифмическом графике определяется наклоном прямой в одну вторую и обрабатывается следующими безразмерными переменными [1]:

$$P_D = \sqrt{\pi t_{Dx_f}}, t_{Dx_f} = \frac{0,00036kt}{\phi \mu c_t x_f^2}, P'_D = \frac{1}{2} P_D. \quad (2)$$

В подавляющем большинстве случаев на скважинах с гидроразрывом пласта регистрируется только линейный режим, в то время как для регистрации позднего псевдорadiaльного режима требуется недопустимо большое количество времени. Визуально линейный режим представлен на **рис. 2**.

Как видно из уравнения (2), существенным ограничением линейной аппроксимации эллиптической фильтрации вокруг линейного стока (трещины ГРП) является то, что невозможно однозначно определить проницаемость и длину трещины только лишь с использованием данного режима. Требуется достижение позднего псевдорadiaльного режима фильтрации, что экономически нецелесообразно. Поэтому для однозначной интерпретации на «линейном» режиме требуется «уйти» от линейной аппроксимации и рассмотреть данный эллиптический режим в более визуально чувствительных координатах с точным решением.

НОВЫЕ МЕТОДЫ ОБЕЗРАЗМЕРИВАНИЯ ДАННЫХ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ С ГРП

Для рассмотрения эллиптического режима фильтрации предлагается ввести новые безразмерные координаты: комплексный фильтрационный параметр и комплексный емкостной параметр, а также безразмерную инвариантную связь между комплексным фильтрационным параметром и комплексным емкостным параметром.

Комплексный фильтрационный параметр (обозначим X) является безразмерным перепадом давления на неустановившемся режиме фильтрации и по физическому смыслу отражает радиус исследования скважины в безразмерном виде и равен:

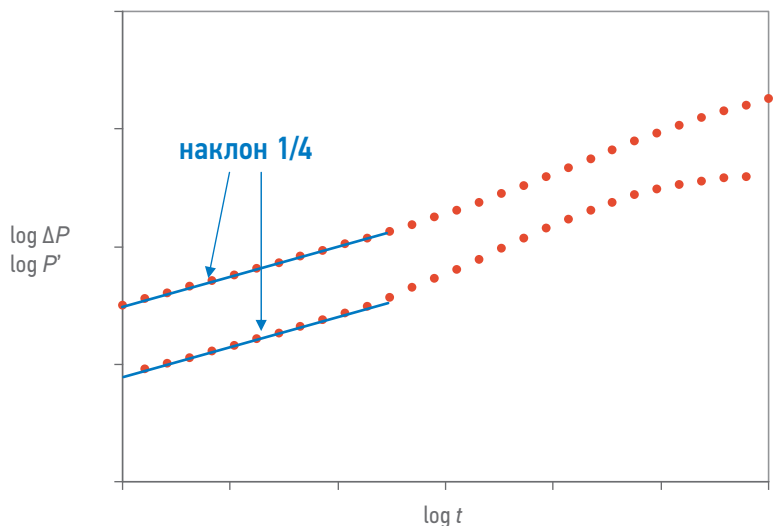


Рис. 1. Билинейный режим фильтрации. Составлено авторами
Fig. 1. Bilinear filtering regime. Prepared by the authors

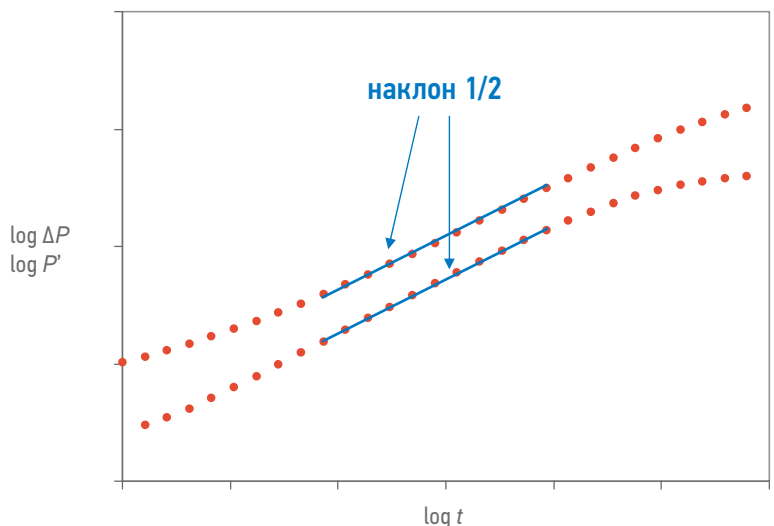


Рис. 2. Линейный режим фильтрации. Составлено авторами
Fig. 2. Linear filtering regime. Prepared by the authors

$$X = P_D = 0,00864 \frac{kh \Delta P_i}{\mu B Q} \quad (3)$$

Комплексный емкостной параметр (обозначим Y) отражает площадь исследования вокруг трещины гидроразрыва пласта в безразмерном виде, которую охватило возмущение давления, и оно равно:

$$Y = \frac{QBt}{24\phi c_t h L^2 \Delta P_i} \quad (4)$$

Учитывая то, что геометрия площади возмущения во время исследования скважин должна зависеть от геометрии стока скважины, спровоцировавшего данное возмущение, то между комплексным фильтрационным параметром и комплексным емкостным параметром должна существовать единая связь, что в дальнейшем было подтверждено с помощью многократного гидродинамического моделирования с ПО «ТНавигатор» и ПО «Сапфир» (рис. 3).

В силу рассмотрения нестационарного режима фильтрации воспользуемся методом последовательной смены стационарных состояний и представим его как серию установившихся режимов:

$$Q = \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{F_i} \quad (5)$$

где F_i — суммарное безразмерное падение давления в i -й момент времени.

Тогда

$$F_i = \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \quad (6)$$

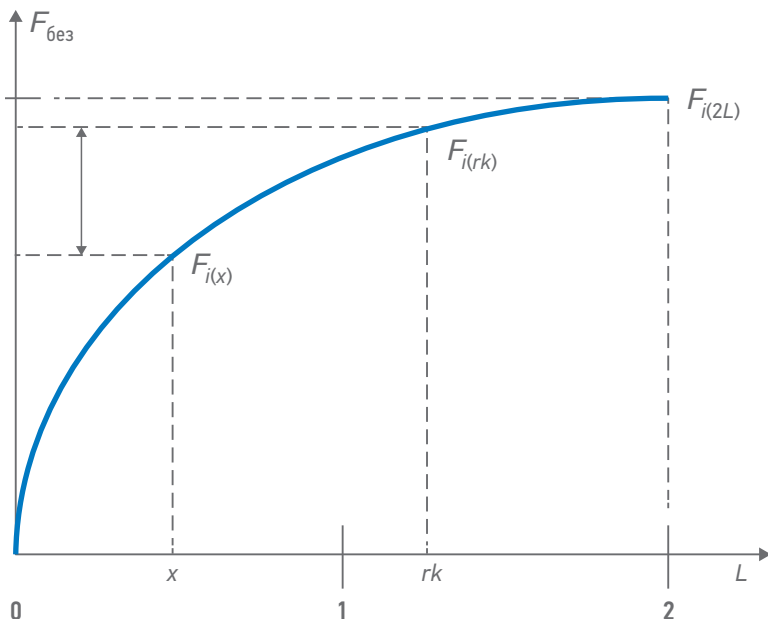


Рис. 3. Профиль безразмерного перепада давления. Составлено авторами
Fig. 3. Profile of the dimensionless pressure drop. Prepared by the authors

Безразмерный перепад давления F_i соответствует некоторому радиусу исследования (рис. 3) в измерении длины линейного стока (обозначается R_L), и можно представить эквивалентную область исследования (обозначаем S_L^2) в размерности квадрата линейного стока L^2 .

$$S_L^2 = f_1(R_L) = f_2(F_i) = f_2 0,00864 \left(\frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \right) \quad (7)$$

Безразмерный перепад давления в некоторой точке внутри радиуса исследования равен

$$\Delta F_i = F_{i(rk)} - F_{i(x)} \quad (8)$$

Размерное падение давления в некоторой точке x составит

$$\Delta P_{(x)} = [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{\Delta P_{irk}}{F_{i(rk)}} \quad (9)$$

Проинтегрируем точечные изменения давления

$$\int_0^{rk} [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{\Delta P_{irk}}{F_{i(rk)}} L'_{эн}(r) dr = \Delta P_{cp} S_{иссл} \quad (10)$$

Количество добытого флюида равняется

$$\begin{aligned} \frac{QBt}{24} &= \phi c_t h \Delta P_{cp} S_{иссл} = \\ &= \phi c_t h \Delta P_{irk} \int_0^{rk} [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{L(r)}{F_{i(rk)}} dr. \end{aligned} \quad (11)$$

Та же область исследования относится к интегральной части уравнения (11):

$$S_{энв} = \int_0^{rk} [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{L(r)}{F_{i(rk)}} dr = \frac{QBt}{24\phi c_t h \Delta P_{irk}} \quad (12)$$

Метрическую длину линейного стока можно рассчитать, соотнеся эквивалентную площадь исследования в измерении m^2 с эквивалентной площадью в измерении L^2 и найдя интегральную составляющую уравнения (12):

$$\frac{S_{энв, m^2}}{S_{энв, L^2}} = \frac{\left(\frac{QBt}{24\phi c_t h \Delta P_{irk}} \right)}{\int_0^{rk} [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{L(r)}{F_{i(rk)}} dr} = L^2 \quad (13)$$

Если радиус исследования пропорционален области исследования, то можно записать

$$\int_0^{rk} [F_{i(rk)} - F_{i(r)}] \frac{L(r)}{F_{i(rk)}} dr = S_D \left(0,00864 \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \right) \quad (14)$$

где S_D — функция, связывающая безразмерный перепад давления с эквивалентной площадью исследования.

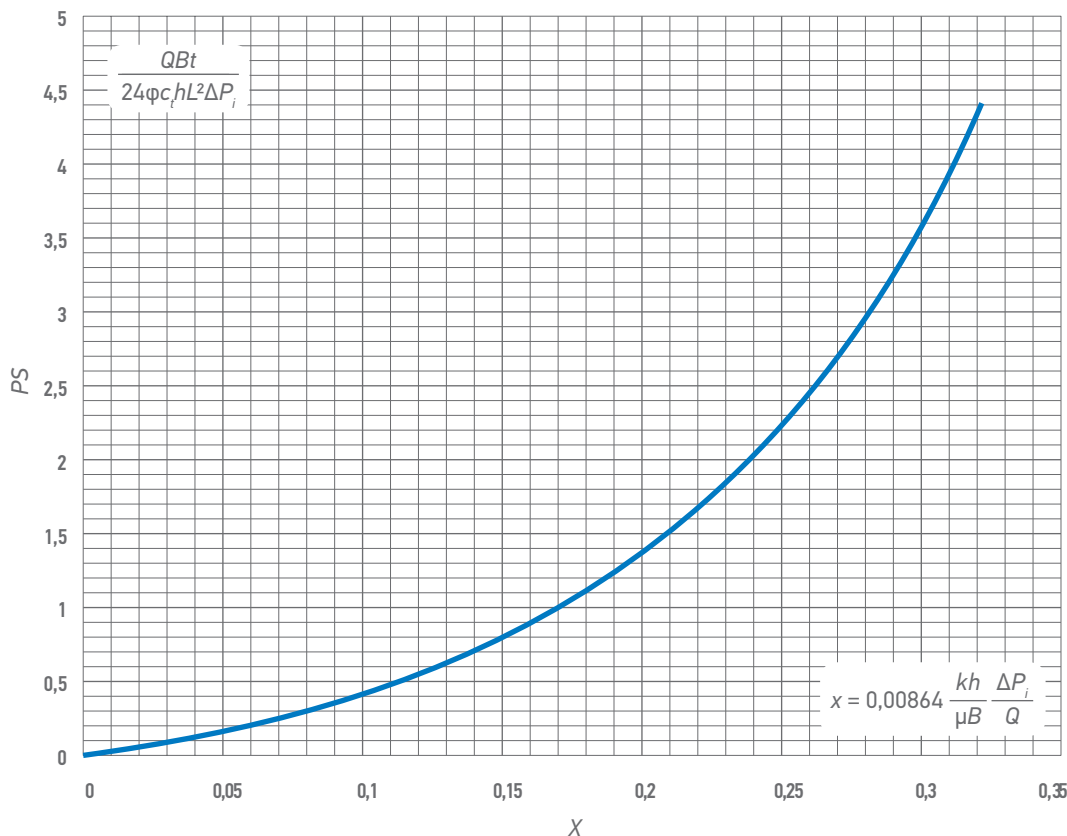


Рис. 4. Единая безразмерная функция эквивалентной площади исследования вокруг линейного стока (трещины ГРП бесконечной проводимости). Составлено авторами

Fig. 4. Dimensionless function of the equivalent research area around a linear drain (infinite conductivity fracturing crack). Prepared by the authors

Тогда

$$\frac{\left(\frac{QBt}{24\phi c_f h \Delta P_{irk}} \right)}{S_D \left(0,00864 \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \right)} = L^2. \quad (15)$$

Тогда

$$S_D \left(0,00864 \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \right) = \frac{QBt}{24\phi c_f h L^2 \Delta P_{irk}}. \quad (16)$$

По результатам гидродинамического моделирования в ПО «Навигатор» и ПО «Сапфир» был найден вид данной функции и подтверждено, что вид безразмерной инвариантной связи постоянен вне зависимости от размерных свойств фильтрационной системы (рис. 4).

Функция «SD» представляет собой зависимость безразмерно радиуса исследования, изменяющегося во времени при нестационарной фильтрации жидкости, и безразмерной площади исследования, которую охватило возмущение давления. Данная функция заменяет упрощенное описание эллиптического режима фильтрации линейной аппроксимацией и позволяет проводить однозначную интерпретацию без привлечения данных

позднего псевдорадиального режима фильтрации.

Для практических целей можно использовать упрощенное (полиномиальное) представление этой функции на интервале (0; 0,4):

$$S_D(x) = 774,12 x^5 - 125,58 x^4 + 10,94 x^3 + 18,784 x^2 + 2,4017 x, \quad (17)$$

где $x = 0,00864 \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q}.$

Для интерпретации можно применять следующее выражение:

$$L = \sqrt{\frac{\left(\frac{QBt}{24\phi c_f h \Delta P_{irk}} \right)}{S_D \left(0,00864 \frac{kh}{\mu B} \frac{\Delta P_i}{Q} \right)}} = \text{const}. \quad (18)$$

Определяемые параметры содержат проницаемость и полудлину трещины гидроразрыва. Последовательность интерпретации заключается в таком итеративном подборе значения проницаемости пласта, при которой длина линейного стока (трещина ГРП бесконечной проводимости) будет константой во времени, что отвечает ее физическому смыслу.

ВЫВОД

При нестационарной фильтрации флюида к трещине гидроразрыва пласта бесконечной проводимости имеется инвариантная связь между комплексным фильтрационным параметром, являющимся безразмерным перепадом давления, и комплексным

емкостным параметром, являющимся безразмерной площадью исследования. Это позволяет проводить однозначную интерпретацию данных гидродинамических исследований скважин с трещиной гидроразрыва пласта в условиях отсутствия позднего псевдорadiaльного режима фильтрации.

Список литературы

1. Мангазеев П.В., Паннов М.В., Кулагина Т.Е., Камардин М.Р. Гидродинамические исследования скважин. Yukos EP, 2003. — 711 с.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Оценки продуктивных свойств пласта и скважины по гидродинамическим исследованиям. Пособие. Изд-во «РГУНИГ им. Губкина», 2003. — 69 с.
3. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. Москва: изд-во «Наука», 1998. — 304 с.
4. Швеи Е.С. Анализ результатов исследований методом кривой падения давления после гидроразрыва пласта // Вестник кибернетики. — 2023. — Т. 22, № 2. — С. 68–74. <https://doi.org/10.35266/1999-7604-2023-2-68-74>
5. Бобренева Ю., Давлетбаев А., Махота Н., Камалова, З. Оценка пластового давления по данным датчиков до и после испытаний на закачку в низкопроницаемые пласты. 2017. <https://doi.org/10.2118/187763-RU>.
6. Ишкин Д.З., Муллагаллин И.З., Нигаметьянова Г.А., Салимгареева Э.М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2022. — Вып. 2(37). — С. 175–185. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13>
7. Харисов М.Н., Юнусова Е.А., Майский Р.А. Алгоритм косвенного определения пластового давления с использованием методов интеллектуального анализа данных в задачах сбора, подготовки и транспортировки нефти и нефтепродуктов. 2018. С. 40–48. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012048>
8. Грищенко В., Харисов М., Акупов Р., Мухаметшин В., Кулешова Л. Косвенное определение пластового давления путем изменения режимов работы разведочных и добывающих скважин // Серия конференций IOP: Наука о Земле и окружающей среде. 2022. — № 1021. — С. 012048. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012048>
9. Лю Дж., Лю З., Гу С. и др. Новая модель анализа переходных процессов давления в скважинах для гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах с трещиноватыми полостями // Геомеханика. Геофизика. Геоэнергетика. Георесурсы. 2024. — № 10. — С. 69. <https://doi.org/10.1007/s40948-024-00784-8>
10. Джунегани М.Р.А., Моради С., Завелане М.Р. и др. Всесторонний обзор аналитических решений и достижений в области анализа переходных процессов давления в обычных резервуарах // J Petrol Explor Prod Technol. 2025. — № 15. — С. 101. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2>
11. Роланд Н. Хорнер. Современный анализ результатов испытаний скважин, Petroway inc., 1995, 267 с.
12. Доминик Бурде. Анализ результатов испытаний скважин: использование моделей предварительной интерпретации. Elsevier, 2002, 380 с.
13. Доминик Бурде. Испытание и интерпретация скважин, 384 с.
14. Коваленко И.В. Гидродинамическое моделирование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта с учетом потерь давлений на конвергенцию линий тока // Нефтепромысловое дело. — 2023. — № 2 (650). — С. 26–28.
15. Коваленко И.В. Инвариант связи фильтрационных и емкостных параметров на неустановившемся режиме фильтрации к скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта как инструмент интерпретации данных гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. — 2022. — № 8 (644). — С. 13–20.
16. Коваленко И.В. Установившийся дебит горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. // Нефтепромысловое дело. — 2022. — № 10 (646). — С. 62–65.

References

1. Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina T.E., Kamardinov M.R. *Hydrodynamic Studies of Wells*. Yukos EP, 2003, 711 p. (In Russ.).
2. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Estimations of Reservoir and Well Productive Properties Based on Hydrodynamic Studies*. Manual. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003. 69 p. (In Russ.).
3. Shagiev R.G. *Research of Wells by KVD*. Moscow: Nauka Publishing House, 1998. 304 p. (In Russ.).
4. Shvets E.S. Analysis of Research Results by the Pressure Drop Curve Method after Hydraulic Fracturing. *Bulletin of Cybernetics*, 2023, vol. 22, no. 2, pp. 68–74. <https://doi.org/10.35266/1999-7604-2023-2-68-74>
5. Bobreneva Yu & Davletbaev Alfred & Makhota, N. & Kamalova Z. (Estimation of Reservoir Pressure from the Sensor Data Before and After Injection Tests in Low-Permeability Formations, 2017. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/187763-RU>
6. Ishkin D.Z., Mullagalin I.Z., Nigametyanova G.A., Salimgareeva E.M. Assessment of the well drainage zone and the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system in a low-permeability reservoir based on the analysis of mini-hydraulic fracturing in sealing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Actual problems of oil and gas*. 2022, issue 2(37), pp. 175–185. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art13>
7. Kharisov M.N., Yunusova E.A., and Maisky R.A. Algorithm for indirect determination of reservoir pressure using Data Mining methods *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*. 2018, pp. 40–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012048>
8. Grishchenko V., Kharisov M., Akupov R., Mukhametshin V., Kuleshova L. Indirect determination of reservoir pressure by changing operating modes of exploration and recovery wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2022, no. 1021, p. 012048. (In Russ.). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1021/1/012048>
9. Liu, J., Liu, Z., Gu, C. et al. A novel pressure transient analysis model for fracturing wells in fracture–cavity carbonate reservoirs. *Geomech. Geophys. Geoenerg. Georesour.*, 2024, no. 10, p. 69. <https://doi.org/10.1007/s40948-024-00784-8>
10. 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. *J Petrol Explor Prod Technol*, 2025, no. 15, p. 101. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2>
11. Roland N. Horner. *Modern Well Test Analysis*, Petroway inc., 1995. 267 p.
12. Dominique Bourdet. *Well Test Analysis: The Use of Advance Interpretation Models*. Elsevier, 2002, pp. 27–29, 32–33. 380 p.

13. Dominique Bourdet. *Well Testing and Interpretation*, 384 p.

14. Kovalenko I.V. Hydrodynamic modeling of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, taking into account pressure losses due to the convergence of current lines. *Oilfield business*, 2023, no. 2 (650), pp. 26–28. (In Russ.).

15. Kovalenko I.V. Invariant of the relationship of filtration and capacitive parameters in an unsteady filtration mode to wells with multistage hydraulic fracturing. formation as a tool for interpreting hydrodynamic research data. *Oilfield business*, 2022, no. 8 (644), pp. 13–20. (In Russ.).

16. Kovalenko I.V. Steady flow rate of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing. *Oil and Gas Business*, 2022, no. 10 (646), pp. 62–65. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Коваленко — разработка теоретической основы новой методологии интерпретации скважин с гидравлическим разрывом пласта.

А.С. Зыков — проверка и тестирование новой методологии интерпретации скважин с гидравлическим разрывом пласта.

Р.А. Гарифуллина — проверка и тестирование новой методологии интерпретации скважин с гидравлическим разрывом пласта.

Е.П. Канонирова — проверка и тестирование новой методологии интерпретации скважин с гидравлическим разрывом пласта.

Igor V. Kovalenko — development of the theoretical basis for a new methodology for interpreting hydraulically fractured wells.

Aleksey S. Zykov — validation and testing of a new methodology for interpreting hydraulically fractured wells.

Radmila A. Garifullina — validation and testing of a new methodology for interpreting hydraulically fractured wells.

Elizaveta P. Kanonirova — validation and testing of a new methodology for interpreting hydraulically fractured wells.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Игорь Викторович Коваленко* — кандидат технических наук, руководитель программы развития продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»
625000, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Алексей Сергеевич Зыков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Радмила Артуровна Гарифуллина — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Елизавета Петровна Канонирова — аспирантка кафедры моделирования физических процессов и систем Школы естественных наук Тюменского государственного университета, специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Igor V. Kovalenko* — Cand. Sci. (Techn.), Product Development Program Manager, Gazprom нефть company group
14, 50 let Oktybrya str., Tyumen, 625000, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexey S. Zykov — Head of the Department, Gazprom нефть company group

Radmila Ar. Garifullina — Main specialist, Gazprom нефть company group

Elizaveta P. Kanonirova — Postgraduate student, Department of Modeling of Physical Processes and System, School of Natural Sciences, University of Tyumen, specialist, Gazprom нефть company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© А.В. Мельников,
2026



УДК 622.276.6
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ И ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.В. Мельников

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях истощения легкодоступных запасов методы увеличения нефтеотдачи остаются критически важными для ряда месторождений, зачастую превращаясь из экспериментальных технологий в обязательный инструмент для рентабельной разработки зрелых месторождений и обеспечения энергобезопасности.

Цель работы. Оптимизация процесса поиска и выбора эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основываясь на опыте применения технологий в отрасли, и апробация разработанного алгоритма на примере карбонатного трещиноватого коллектора.

Материалы и методы. Для определения оптимальных МУН автором была разработана специальная методика экспресс-оценки применимости различных технологий, основанная на уникальной базе данных. Ключевым элементом разработанного инструмента является критериальная оценка применимости различных видов МУН и их рейтингование в зависимости от геолого-геофизических свойств пласта в сочетании с оценкой промышленной зрелости выбранных технологий воздействия.

Результаты. Разработана методика, которая позволяет существенно сократить время и операционные затраты на выбор МУН, выявить геологические ограничения на самых ранних этапах и оптимизировать дальнейшую работу по подбору эффективной технологии воздействия. Методика реализована в виде цифрового алгоритма и основывается на широкой базе данных по успешности применения МУН в отрасли.

Заключение. Разработанный подход показал эффективность и оперативность при определении технологий воздействия на пласт. На примере месторождения, представленного карбонатным коллектором, показано значительное влияние трещиноватости на потенциальную успешность применения газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, карбонатные коллектора, закачка газа, трещиноватость

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мельников А.В. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи на примере карбонатных и трещиноватых коллекторов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):66–72.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

Статья поступила в редакцию 31.03.2026

Принята к публикации 23.04.2026

Опубликована 30.06.2026

EVALUATION OF ENHANCING OIL RECOVERY METHODS APPLICABILITY FOR CARBONATE AND FRACTURED RESERVOIRS

Aleksandr V. Melnikov

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In the context of depleting accessible reserves, enhanced oil recovery methods remain critically important for a range of fields, often transforming from experimental technologies into a mandatory tool for the effective development of brownfields and ensuring energy security.

Objective. The aim of this work was to optimize the process of screening effective enhanced oil recovery (EOR) methods based on industry application experience, and to test the developed algorithm on a carbonate fractured reservoir.

Materials and methods. To determine optimal EOR methods, the author developed a specialized rapid assessment methodology for evaluating the applicability of various technologies, based on a unique database. The key element of the tool is a criteria-based assessment of the applicability of different EOR methods and their ranking depending on the geological and geophysical properties of the reservoir, combined with an assessment of the industrial maturity of the selected stimulation technologies.

Results. New methodology significantly reduces the time and operational costs of EOR method screening, identifies geological limitations at the earliest stages, and optimizes further work on selecting an effective stimulation technology. The methodology is implemented as an application and is based on a comprehensive database of EOR application success rates in the industry.

Conclusion. The new approach has demonstrated efficiency and rapidity in determining reservoir stimulation technologies. Using a carbonate reservoir field as an example, the significant influence of fracturing on the potential success of gas-based EOR methods is shown.

Keywords: enhanced oil recovery, carbonate reservoirs, gas injection, fracturing

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Melnikov A.V. Evaluation of enhancing oil recovery methods applicability for carbonate and fractured reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):66–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

Manuscript received 31.03.2026

Accepted 23.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность извлечения нефти современными, освоенными технологиями разработки на сегодняшний день снижается во всей отрасли, при этом запрос на потребление углеводородных продуктов растет. Нефтегазовая отрасль сталкивается со значительным ухудшением сырьевой базы месторождений на новых крупных проектах как в России, так и на зарубежных активах. Поэтому вопросы подбора, проектирования и применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих увеличить нефтеотдачу как уже разрабатываемых пластов, так и новых высокорисковых и сложных объектов, являются актуальными. Одним из решений задачи получения дополнительной добычи и высоких показателей коэффициента извлечения нефти является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Под термином МУН в представленной работе понимаются технологии, связанные с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты. Мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что в ряде случаев себестоимость добычи нефти с применением МУН по мере их освоения и совершенствования значительно снижается и приближается к себестоимости добычи нефти традиционными методами. [1]. Очевидно, что при значительном различии геолого-геофизических свойств коллекторов,

а также пластовых флюидов нельзя определить один универсальный метод увеличения нефтеотдачи, подходящий для тиражирования на большинстве месторождений. Для выбора наиболее эффективного МУН и расчета оптимальных условий применения проводится детальная поэтапная оценка с выполнением комплекса лабораторных исследований, расчетов на цифровой модели и проведением опытно-промышленных работ (ОПР). Весь цикл оценки применимости МУН принято выполнять тремя ключевыми этапами с последующим внедрением на месторождении в случае подтверждения технико-экономической эффективности (рис. 1). Первый этап: первичная оценка или скрининг основных МУН, представленных в отрасли. Результатом этапа является выбор 3–4 оптимальных и применимых для дальнейшего рассмотрения методов. Второй этап: детальное геолого-гидродинамическое моделирование и экономическая оценка успешности для конкретных условий. Функционал современного программного обеспечения позволяет в полной мере численно исследовать применение тепловых, химических или газовых методов воздействия на пласт. Третий этап: проведение комплекса точечных лабораторных исследований и выполнение ОПР на месторождении. На этапе внедрения крайне важно вести мониторинг и анализ реализации проекта применения МУН для своевременной корректировки и адаптации технических



Рис. 1. Процесс оценки применимости МУН. Составлено автором
Fig. 1. EOR applicability evaluation process. Prepared by the author

решений по реализации закачки агента. Представленная работа посвящена оптимизации первого этапа работы по выбору оптимального метода увеличения нефтеотдачи — первичной оценке.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗРАБОТАНА ЦИФРОВАЯ МЕТОДИКА, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ВЫПОЛНЯТЬ ПОЭТАПНУЮ ОЦЕНКУ ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СОВМЕСТНО С РАСЧЁТАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АПРОБИРОВАНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ В РАМКАХ ОПР.

ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ МУН

Первый этап по подбору потенциальных технологий является трудоемким процессом, в особенности для новых месторождений с низким уровнем изученности. Необходимо проанализировать более 10 существующих методов на успешность для геологических условий, при этом если месторождение состоит из различных блоков и объектов, то потенциальную успешность целесообразно оценивать для геолого-геофизических характеристик каждого такого участка. Необходимо провести анализ максимально доступного количества опубликованных результатов применения МУН в отрасли, сопоставить параметры месторождений с параметрами исследуемого объекта, что является достаточно ресурсоемкой задачей. Альтернативный подход — это опережающий переход к оценке с помощью гидродинамической модели, который ограничен зачастую отсутствием полноценных исходных данных для инициализации модели, а также требует больших расчетных мощностей с учетом необходимости оценки большого количества МУН.

Для выполнения этой задачи была разработана методика, которая реализована в виде алгоритма первичной оценки применимости МУН для малого количества исходных данных. Решение позволяет в кратчайшие сроки проводить сопоставительный анализ потенциальной успешности существующих технологий с характеристиками исследуемого объекта разработки, который формализован в виде цифрового инструмента [2].

Алгоритм обеспечивает оценку 13 видов МУН (тепловые, химические и газовые направления). Бактериальные МУН в данной

работе не рассматривались, ввиду низкой степени зрелости и малого опыта применения в промышленности. Программа тестирует и ранжирует методы увеличения нефтеотдачи в соответствии с их применимостью к исследуемому месторождению в зависимости от заданных геолого-геофизических характеристик пласта. В качестве атрибутов каждого из МУН используются оценочные функции и 12 параметров пласта и пластовых флюидов. Одним из важнейших, в рамках исследования объектов, сложенных карбонатами, является в первую очередь трещиноватость.

Процесс скрининга выполняется в два последовательных шага: первый — отбрасывание неприменимых МУН ввиду наличия существенных ограничений по одному из факторов, второй — рейтингование и балльная оценка потенциальной успешности метода. Каждый параметр сопоставляется с тремя интервалами применимости МУН, сформированными на базе успешности проектирования и применения метода в отрасли: «применим», «ограничено применим», «не применим». Рейтинги рассчитываются по баллам результатов оценки параметров. Это позволяет выполнять быстрое ранжирование разных методов в соответствии с заданным критерием. Для расчета рейтинга используется весовая функция для каждого параметра пласта, суммирование которой по всем параметрам и дает итоговый вес применимости метода для конкретного объекта разработки.

Критерии. Основным элементом, влияющим на точность первичной оценки, является база данных по истории применения технологий МУН в мировой практике, успешные и неуспешные аналоги и результаты опытно-промышленных работ. На начальном этапе для формирования базы данных использовались результаты анализа публикаций, представленных в работе [3, 4, 5]. Затем они были уточнены и доработаны на основе других литературных источников и опыта. На завершающей стадии, для полноты выборки и актуальности, база подтверждалась опытом применения и проектирования МУН компанией «Газпром нефть» на различных активах.

Оценка газовых методов. Созданный инструмент позволяет оценивать в том числе применимость газовых методов увеличения нефтеотдачи. Известно, что высокая эффективность применения газовых или водогазовых методов воздействия достигается в условиях смешивающегося режима вытеснения. Для быстрого определения выполнения условия смешиваемости

в рассматриваемом алгоритме реализована модель оценки по корреляциям в зависимости от параметров пластовых флюидов и вида закачиваемого газа.

Корреляция «Yelling&Metcalfe» используется только для систем, в которых в качестве закачиваемого газа используется углекислый газ [6, 7].

$$MMP = \frac{1833,7217 + 2,2518055 \times (1,8T - 459,67) + 0,01800674 \times (1,8T - 459,67)^2 - \frac{103949,93}{1,8T - 459,67}}{145,0377}. \quad (1)$$

Корреляция Dong. Минимальное значение смешиваемости для произвольного закачиваемого газа определяется через его значение для закачки чистого углекислого газа [8]:

$$MMP = MMP_{CO_2} \left(\frac{T_{ac}}{304,2} \right), \quad (2)$$

где

$$T_{ac} = \sum_{i=1}^n S F_i x_i T_{ci}. \quad (3)$$

Обозначения:

MMP — минимальное давление смешиваемости,

MMP_{CO_2} — минимальное давление смешиваемости, когда закачиваемый газ — чистый углекислый газ, МПа,

T_{ci} — критическая температура компонента закачиваемого газа, К,

x_i — молярное содержание i -го компонента закачиваемого газа,

T — пластовая температура, К.

Зрелость технологии и успешность реализации в отрасли. Помимо оценки потенциальной успешности, зависящей от геолого-геофизических условий, важна и зрелость технологии с точки зрения ее научной изученности и развития, а также с позиции опыта применения в отрасли и промышленной освоенности.

Так, согласно статистике наиболее популярный метод увеличения нефтеотдачи — это газовые технологии, опыт ряда проектов по применению смешивающегося вытеснения при закачке газа показывает увеличение количества извлекаемой нефти на 5–22 % от начальных геологических запасов [9].

На втором месте по опыту и успешности — термическое воздействие, в первую очередь закачка пара, которая успешно применяется для разработки пластов, содержащих высоковязкие нефти, в Канаде [10].

Менее популярны из-за высокой стоимости и необходимости расхода больших объемов реагентов химические МУН, однако, учитывая, что первый патент на коммерческое применение получен в 1964 г., этот вид тоже можно отнести к высокозрелым и достаточно изученным технологиям.

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МУН ДЛЯ КАРБОНАТНОГО ТРЕЩИНОВАТОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Далее проведена оценка работы инструмента и анализ влияния факторов на примере реального месторождения

Характеристика месторождения. Для выполнения ретроспективного анализа и оценки работы алгоритма для реальных месторождений выбран карбонатный коллектор Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение является сложным как по структуре пустотного пространства, так и с точки зрения физико-химического состава флюидов.

Одну из ключевых геологических неопределенностей представляет развитие трещиноватости, которая для месторождений такого типа является одним из влияющих параметров на успешность разработки и применения МУН. Разрез продуктивного пласта артинского горизонта сложен известняками.

Трещиноватость отложений подтверждена специальными методами ГИС (микросканеры, шумометрия), результатами керновых исследований, в первую очередь полномасштабного керна, а также анализом истории промысловых данных работы скважин. Трещины в большинстве своём субвертикальные (70–80°). Однако для оценки влияния системы трещин на возможное ограничение применения МУН важно понимать ее действительное влияние на разработку и на гидродинамические потоки жидкости в пласте. Один из способов определения влияния вторичной пустотности на эффективную проницаемость коллектора — сопоставление значения проницаемости, полученной по результатам гидродинамических и геофизических исследований. Для скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) этот показатель варьируется в пределах от 0,83 до 13,5 ед., в то время как по коллекторам со значительным влиянием трещин на разработку этот параметр обычно меняется от 10 до нескольких тысяч ед. [11].

Далее для оценки влияния системы трещин на разработку была применена методология статистической оценки дебитов скважин, представленная Р.А. Нельсоном [12]. При этом, ввиду того что объект разбурен горизонтальными скважинами, методика была модифицирована и в статистический расчет брались не дебиты скважины, а удельные показатели на единицу длины эффективной проходки горизонтальной скважины. Учитывая масштабность и большую площадь месторождения, рассмотрена статистика для двух секторов из разных участков ВУ ОНГКМ.

Анализ результатов диагностических графиков доли скважин в накопленной добыче от доли скважин в общем количестве добывающего фонда, пребывавшего в эксплуатации (рис. 2), показывает, что по сектору 1 присутствует незначительное отклонение от однородного коллектора и участок можно отнести к сектору 3 коллектора согласно классификации Р.А. Нельсона. По сектору 2 отклонение более значительно, что означает, что вторичная среда оказывает влияние на проницаемость, но не несет решающей роли. Таким образом, рассматриваемые участки ВУ ОНГКМ характеризуются низкой и средней степенью трещиноватости. Трещиноватость коллектора в разработанной методологии задается в трех конфигурациях: отсутствие или низкое влияние трещин (присвоено сектору 2), среднее влияние системы трещин (сектор 1) и сильная трещиноватость.

По результатам первичной оценки применимости МУН для секторов ВУ ОНГКМ на базе разработанного инструмента наибольший потенциал принадлежит газовым методам воздействия, и в первую очередь закачке углекислого газа. Ключевые различия в результатах расчета по секторам 1 и 2 — это ограниченная применимость газовых МУН ввиду необходимости дополнительного уточнения или доизучения влияния трещиноватости. Результаты оценки для сектора 1 представлены на рис. 3.

При наличии микро- и макротрещин в среде происходит прорыв газа, который имеет большую подвижность по сравнению с пластовой нефтью. Фронт вытеснения вследствие этого теряет стабильность, газ проходит по трещинам, а нефтеизвлечение из матрицы ухудшается.

Одним из эффективных способов решения ряда проблем, возникающих при использовании смешивающегося вытеснения является водогазовое вытеснение. Водогазовое воздействие сочетает в себе все достоинства как газового, так и нефтяного вытеснения. Применение данного вида вытеснения позволяет увеличить коэффициент охвата, уменьшить количество остаточной нефти, стабилизировать фронт вытеснения и, как следствие, предотвратить преждевременные прорывы вытесняющего агента в добывающие скважины. Однако этот метод может иметь ограничения из-за низкой проницаемости матричной части пласта.

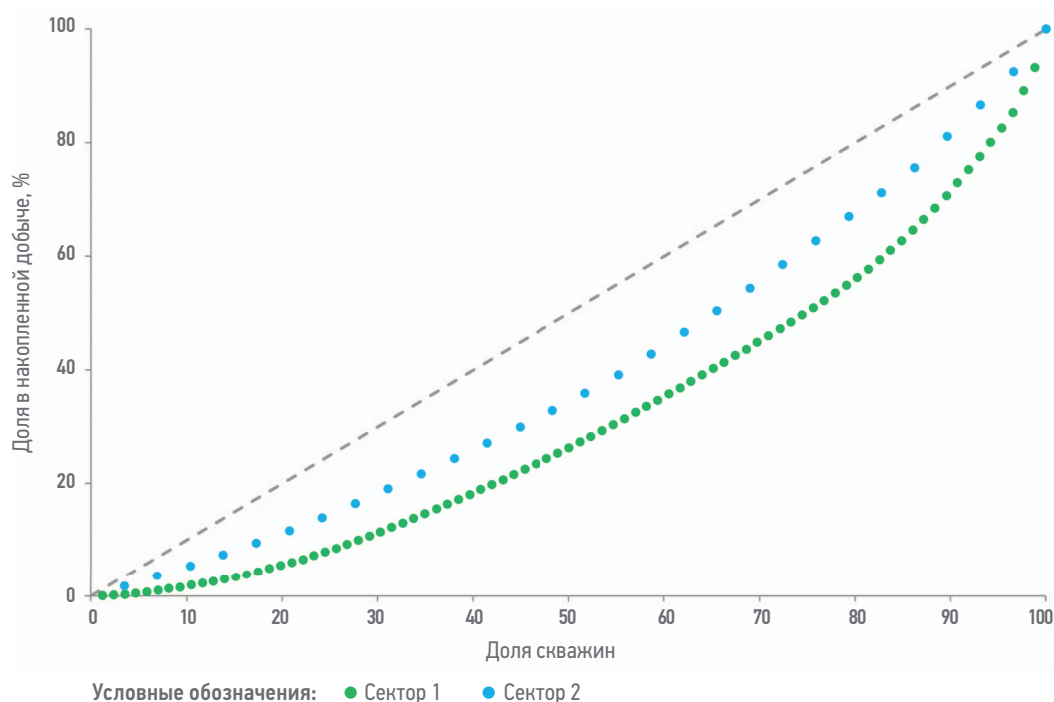


Рис. 2. Результат сравнения статистики по секторам ВУ ОНГКМ. Составлено автором
Fig. 2. Results of comparing statistics across sectors. Prepared by the author

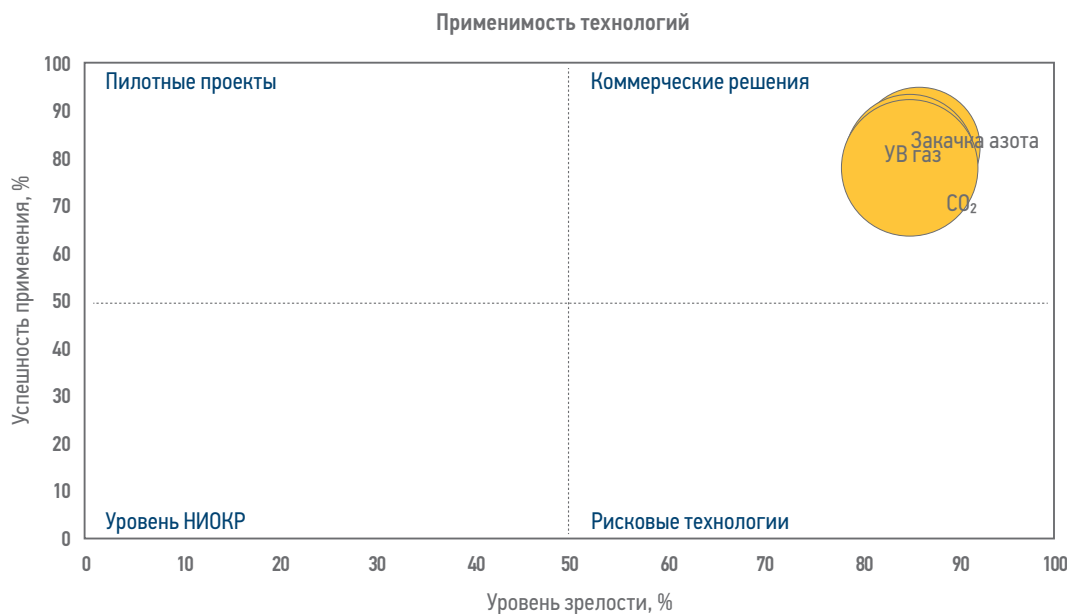


Рис. 3. Результат оценки применимости МУН для сектора 1. Составлено автором
Fig. 3. Results of evaluation for sector 1. Prepared by the author

Закачка CO_2 обеспечивает снижение вязкости нефти и смешивающееся или частично смешивающееся вытеснения нефти. Эффективность вытеснения намного выше, чем для несмешивающихся методов (например, заводнения). Кроме того, смешиваемости CO_2 с пластовой нефтью можно добиться при более низких давлениях, чем в случае использования природного газа, дымовых газов или азота. Поэтому CO_2 применим как в случае тяжелой, так и легкой нефти. Однако следует внимательно рассмотреть вопрос выпадения асфальтенов, чтобы избежать закупоривания трещин и пор пласта. Отдельно стоит отметить наличие газовой шапки в районе сектора 1, которое тоже является влияющим фактором с точки зрения успешности, однако в рамках данного исследования этот параметр принят как незначительно влияющий ввиду большой эффективной мощности нефтяной части пласта и для анализа влияния только трещиноватой части. При этом эта технология обладает высоким потенциалом по снижению издержек. Что касается проектов по закачке CO_2 в пласт, то они достаточно наиболее перспективны, причем такой интерес вызван не только высоким КИН этого метода, но и возможностью хранения CO_2 в пластах. Так, Международное энергетическое агентство выделяет три вида CO_2 — МУН нового поколения, которые не только повышают нефтеотдачу, но и оказывают позитивное влияние на экологию. Однако они требуют дополнительных мер, которые помогут обеспечить эффективное и экологичное хранение CO_2 [13].

Целесообразность закачки углекислого газа на месторождении, в том числе и для задач захоронения, подтверждена более детальными работами на этапе моделирования и лабораторных исследований [14].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методика «скрининга» позволяет в кратчайшие сроки проводить первичную оценку основных видов МУН, представленных в отрасли, для условий конкретных месторождений.

В соответствии с проведенными расчетами для выбранного месторождения наиболее подходящим и соответствующим геолого-геофизическим свойствам является набор газовых методов с наибольшей потенциальной эффективностью — закачка CO_2 .

Одним из факторов, влияющим на потенциальную эффективность закачки углекислого газа, характерным для карбонатных коллекторов, является трещиноватость коллектора, которая может привести к прорыву закачиваемого агента и снижению коэффициента охвата вытеснением.

При наличии истории разработки рекомендуется дополнительно к геофизическим методам исследования трещиноватости привлекать диагностические графики Р. Нельсона, которые позволяют косвенным образом оценить влияние системы трещин на разработку месторождения.

Список литературы

1. Мищенко И.Т., Боксерман А.А. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефть и капитал. — 2007. — С. 47–53.
2. Андрианова А.М., Мельников А.В., Нехаев С.А., Николаев И.А., Белоногов Е.В. Инструмент оценки применимости МУН. 2018664075. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2018664075. Дата публикации 17.12.2018.
3. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 1 — Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE. — August 1997. — pp. 189–193.
4. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 2 — Applications and Impact of Oil Prices // SPE. August — 1997. — pp. 199–205.
5. Guerillot D.E. EOR Screening With an Expert System // SPE 17791. — 2001. — pp. 137–147.
6. Emera M.K., Sarma H.K. A Reliable Correlation to Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO₂ Is Diluted With Other Gases // SPE 93478. — 2006. — p. 8. <https://doi.org/10.2118/93478-MS>
7. Yellig W., Metcalfe R. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (Includes Associated Paper 8876) // Journal of Petroleum Technology. 1980. — Vol. 32, issue 1. — Pp. 160–168. Paper Number SPE-7477-PA. <https://doi.org/10.2118/7477-PA>
8. Ahmed T. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure // SPE 39034. — 1997. — pp. 33.
9. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987 // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. — SpE, 1989. — pp. 10. SPE-18977-MS. <https://doi.org/10.2118/18977-MS>
10. Lu X., Sun S., Dodd R. Toward 70% Recovery Factor: Knowledge of Reservoir Characteristics and IOR/EOR Methods from Global Analogs // SPE-179586-MS. — 2016. — Pp. 16. <https://doi.org/10.2118/179586-MS>
11. Монжерин М.А. Определение параметров естественной трещиноватости карбонатных коллекторов Артинского Яруса на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовое дело. — 2017. — Т. 15, № 4. — С. 32–41. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-32-41>
12. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 1985 — p. 231.
13. Грушевенко Е.А. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Центр энергетик Московской школы управления СКОЛКОВО., — 2021. — С. 42.
14. Макасов К.И., Тимиргалеев А.И., Ильенко А.Р., Герасименко П.Н., Кызыма К.Ю., Еремеев Д.М. Разработка подхода к моделированию и тиражированию технологии закачки углекислого газа для проведения многовариантных расчетов и определения показателей эффективности на начальном этапе проектирования // Нефтяное хозяйство. — 2020. — С. 46–50. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-46-50>

References

1. Mishchenko I.T., Bokserman A.A. Potential of Modern Enhanced Oil Recovery Methods. *Oil capital*, 2007, pp. 47–53.
2. Andrianova A.M., Melnikov A.V., Nekhaev S.A., Nikolaev I.A., Belonogov E.V. EOR screening tool. Certificate of state registration of the computer program 2018664075. Date of publication 17.12.2018.
3. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 1 — Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE*, August 1997, pp. 189–193.
4. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S.: EOR Screening Criteria Revisited: Part 2 — Applications and Impact of Oil Prices. *SPE*, August 1997, pp. 199–205.
5. Guerillot D.E. EOR Screening With an Expert System. *SPE 17791*, 2001, pp. 137–147.
6. Emera M.K., Sarma H.K. A Reliable Correlation to Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO₂ Is Diluted With Other Gases. *SPE 93478*, 2006, p. 8. <https://doi.org/10.2118/93478-MS>
7. Yellig W., Metcalfe R. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (Includes Associated Paper 8876). *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, issue 1, pp. 160–168. Paper Number SPE-7477-PA. <https://doi.org/10.2118/7477-PA>
8. Ahmed T. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure. *SPE 39034*, 1997, pp. 33.
9. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*. *SpE*, 1989, p. 10. SPE-18977-MS. <https://doi.org/10.2118/18977-MS>
10. Lu X., Sun S., Dodd R. Toward 70% Recovery Factor: Knowledge of Reservoir Characteristics and IOR/EOR Methods from Global Analogs. *SPE-179586-MS*, 2016, pp. 16. <https://doi.org/10.2118/179586-MS>
11. Monzherin M.A. Determination of Natural Fracture Parameters of Carbonate Reservoirs in the Artinskian Stage of the Eastern Area of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field. *Petroleum Engineering*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 32–41. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-32-41>
12. R. A. Nelson. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 1985, p. 231.
13. Grushevenko E.A. *Prospects for the Development of Tertiary EOR Methods in the World and in Russia*. Energy Centre of the Skolkovo Moscow School of Management, 2021. P. 42.
14. Maksakov K.I., Timirgaleev A.I., Il'enko A.R., Gerasimenko P.N., Kyzima K.Yu., Ereemeev D.M. Development of an Approach to Modeling and Replicating Carbon Dioxide Injection Technology for Multi-Variant Calculations and Performance Evaluation at the Initial Design Stage. *Oil Industry*, 2020, pp. 46–50. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-46-50>

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

А.В. Мельников — постановка целей и задач исследования, разработка и формализация методики оценки применимости МУН, выполнение численных экспериментов, анализ результатов, подготовка материалов к публикации.

Aleksandr V. Melnikov — defining the research aim and objectives, developing and formalizing a methodology for evaluation EOR applicability, performing numerical experiments, analyzing the results, preparing materials for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Викторович Мельников — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aleksandr V. Melnikov — Head of center, Gazprom oil company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru



© Коллектив авторов,
2026



ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ ПО ОЦЕНКЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ МЕТОДОМ SWCTT НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Болотов¹, К.М. Валиуллина^{1,2}, В.В. Чалин^{1,2}, М.Ю. Бондарь³, А.В. Осипов^{3,*}

¹ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», РФ, Казань

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

³Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. На единичной скважине Суторминского месторождения проведены трассерные исследования (SWCTT) с закачкой агентов вытеснения ПАВ-полимерной композиции. В качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) был апробирован реагент для увеличения нефтеотдачи Sibex Oil & Gas SRF 1000 (ТУ 20.59.59-005-67278822-2025) производства ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС» (правообладатель ПАО «СИБУР Холдинг»).

Цель. Оценка эффективности применения нового синтезированного ПАВ в составе ПАВ-полимерной композиции для снижения остаточной нефтенасыщенности и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) методом SWCTT.

Материалы и методы. В рамках полевых исследований применен новый подход, подразумевающий закачку в единичную скважину заранее изготовленного трассерного триплета, который представляет собой смесь первичного трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. Успешно апробирована опубликованная ранее методика по определению времени закрытия скважины (время технологического отстоя для реакции гидролиза эфира).

Результаты. По результатам проведенных работ по ПАВ-полимерному заводнению установлено снижение остаточной нефтенасыщенности на одиночной скважине с 0,233 до 0,116 д. ед., что соответствует приросту КИН на 19,1 %.

Заключение. Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности нового синтезированного ПАВ и перспективности предложенного методического подхода с использованием трассерного триплета для мониторинга технологических процессов нефтевытеснения.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, химические методы увеличения нефтеотдачи, остаточная нефтенасыщенность, односкважинные трассерные исследования, SWCTT

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: работа по подбору трассеров, кинетике и термодинамическим параметрам выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по Соглашению № 075-15-2025-562 в рамках ведомственного проекта «Инфраструктурное развитие науки и высшего образования» государственной программы Российской Федерации «Научно-технологическое развитие Российской Федерации» Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи.

Для цитирования: Болотов А.В., Валиуллина К.М., Чалин В.В., Бондарь М.Ю., Осипов А.В. Инновационные подходы по оценке остаточной нефтенасыщенности методом SWCTT на Суторминском месторождении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):73–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-73-83>

Статья поступила в редакцию 17.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

INNOVATIVE APPROACHES TO ASSESSING RESIDUAL OIL SATURATION BY THE SWCTT METHOD
AT THE SUTORMINSKOYE FIELD

**Alexander V. Bolotov¹, Kamilla M. Valiullina^{1,2}, Vladislav V. Chalin^{1,2}, Mikhail Y. Bondar³,
Andrey V. Osipov^{3,*}**

¹“ZILANT OIL TECHNOLOGIES” LLC, RF, Kazan

²Kazan (Volga region) Federal University, RF, Kazan

³Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Tracer studies (SWCTT) with the injection of surfactant-polymer composition were carried out at a single well of the Sutorminskoye field. The surfactant tested was the enhanced oil recovery agent Sibex Oil & Gas SRF 1000 (Technical Specifications 20.59.59-005-67278822-2025) produced by “ZILANT OIL TECHNOLOGIES” LLC (right holder: SIBUR Holding PJSC).

Aim. Assessment of the efficiency of the newly synthesized surfactant within the surfactant-polymer composition for reducing residual oil saturation and increasing the oil recovery factor.

Materials and methods. The field studies employed a new approach involving the injection of a pre-prepared tracer triplet into a single well, which represents a mixture of a primary tracer, a cover tracer, and a backup tracer. A previously published methodology for determining the well shut-in time (technological settling time for the ester hydrolysis reaction) was successfully tested.

Results. As a result of the surfactant-polymer flooding operations, a reduction in residual oil saturation at the single well was established from 0.233 to 0.116, which corresponds to an increase in the oil recovery factor by 19.1 %.

Conclusion. The data obtained indicate the high efficiency of the newly synthesized surfactant and the viability of the proposed methodological approach using a tracer triplet for monitoring oil displacement processes.

Keywords: surfactant-polymer flooding, chemical methods of enhanced oil recovery, residual oil saturation, single-well tracer studies, SWCTT

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Acknowledgment: this work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement №075-15-2025-562 within the framework of the Departmental Project "Infrastructure Development of Science and Higher Education" of the state program of the Russian Federation "Scientific and Technological Development of the Russian Federation" of the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production.

For citation: Bolotov A.V., Valiullina K.M., Chalin V.V., Bondar M.Y., Osipov A.V. Innovative approaches to assessing residual oil saturation by the SWCTT method at the Sutorminskoye field. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):73–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-73-83>

Manuscript received 17.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Суторминское нефтяное месторождение было введено в эксплуатацию в 1980-х годах. Географически расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа, в южном секторе Губкинского нефтегазоносного района, входящего в состав Надым-Пурской нефтегазоносной области.

в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) для увеличения нефтеотдачи Sibex Oil & Gas SRF 1000 (ТУ 20.59.59-005-67278822-2025), полимера — полиакриламида «ПНП-1» (ТУ 2458-024-14023401-2012).

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Большинство отечественных нефтяных месторождений находится на завершающей стадии эксплуатации, что обуславливает необходимость внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для извлечения остаточных запасов. Это требует разработки инструментов оценки эффективности применяемых технологий.

Так, неразрушающий химический трассерный тест SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test — односкважинный трассерный тест с распределяющимся трассером) позволяет измерить остаточную нефтенасыщенность до и после применения МУН [1–4]. Комбинация тестов SWCTT № 1 до внедрения МУН и SWCTT № 2 после проведения МУН даёт возможность оценить эффективность МУН, исключая влияние геологических особенностей пласта на результат [5–11].

К преимуществам метода SWCTT относятся: оперативность проведения (1–3 недели), большой радиус исследования (до 12 м), экономичность и высокая точность. Испытания на действующих скважинах существенно

ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРОВЕДЕН ОДНОСКВАЖИННЫЙ ТЕСТ С РАСПРЕДЕЛЯЮЩИМИСЯ ТРАССЕРАМИ (SWCTT), КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНТЕЗИРОВАННОГО РЕАГЕНТА SIBEX OIL & GAS SRF 1000 ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ КИН.

Геолого-технологические характеристики исследуемого пласта следующие: температура пласта — 79 °С, эффективная толщина пласта — 7,9 м, пористость пласта — 0,195 д. ед., текущий уровень забоя — 2784,7 м, интервал перфорации — 2678–2686 м, дебит жидкости — 189 м³/сут, обводненность — 98 %. В ходе исследований методов увеличения нефтеотдачи (далее — МУН, ХМУН) для Суторминского месторождения выбрано ПАВ-полимерное заводнение с применением

снижают риски при последующем масштабировании технологий МУН [1, 12].

Трассерные тесты применяются в нефтедобыче с 1970-х годов. Метод SWCTT получил широкое распространение в США, Канаде, странах Ближнего Востока, Европы и Южной Америки [13–15]. В России тестирование проводилось в ХМАО, ЯНАО и Иркутской области для оценки различных типов заводнения: полимерного, ПАВ, ПАВ-полимерного, щелочь-ПАВ-полимерного и водогазового воздействия. Растущий интерес отечественных нефтедобывающих компаний к данному методу свидетельствует об актуальности и перспективности его применения [15].

Метод SWCTT основан на закачке и последующей добыче трассера через одну скважину, что позволяет определить нефтенасыщенность призабойной зоны пласта [16–18]. Принцип работы теста заключается в следующем: в скважину вместе с водой вводится распределяющийся трассер (как правило, сложный эфир), который при контакте с водой гидролизует, образуя вторичный водорастворимый трассер (спирт) [19, 20]. Первичный трассер частично переходит в неподвижную нефтяную фазу, что замедляет его выход при обратной добыче по сравнению со спиртом [19, 20]. Величина остаточной нефтенасыщенности (S_{or}) рассчитывается на основе разницы времени выхода первичного и вторичного трассеров. Для корректной интерпретации результатов предварительно в лабораторных условиях определяются коэффициент распределения и скорость гидролиза эфира при пластовых параметрах [20].

Коэффициент распределения нефть–вода, или значение K (англ. *K-value*), представляет собой безразмерное число, которое количественно определяет преимущественную растворимость эфира в нефти по сравнению с водой при заданном наборе условий (температура, соленость и т. д.). В общем случае коэффициент распределения нефть–вода любого трассера i может быть рассчитан по формуле (1):

$$K_i = \frac{C_{i,o}}{C_{i,w}}, \quad (1)$$

где K_i — коэффициент распределения трассера i между нефтью и водой (безразмерный); $C_{i,o}$ — концентрация трассера i в сырой нефти в состоянии равновесия; $C_{i,w}$ — концентрация трассера i в минерализованной воде в состоянии равновесия.

В сочетании с полевыми данными, полученными в ходе SWCTT, проведенного на нефтяной скважине, значение K позволяет

измерить остаточную нефтяную насыщенность по формуле (2):

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_i}, \quad (2)$$

где S_{or} — остаточная нефтенасыщенность (доли); β — коэффициент задержки трассера (безразмерный; определяется по полевым данным SWCTT).

ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Поскольку на величину K в первую очередь влияют минерализация пластовой воды, состав нефти и температура пласта, его можно с высокой точностью измерить в лабораторных условиях с использованием трассера-эфира, нефти и пластовой воды. Однако в случае константы гидролиза k_{hyd} сложное геохимическое поведение, присутствующее в системе «нефть–вода–пласт», сводит его к параметру, который, как правило, можно определить только после моделирования (т. е. k_{hyd} определяется путем создания близкого, смоделированного соответствия полевым данным SWCTT). Однако если предположить, что на k_{hyd} (кинетическое поведение трассера) в первую очередь влияют только несколько факторов, а именно: вид эфира, температура пласта, состав воды, то можно получить лабораторную оценку, воссоздав эти условия в аналитических условиях. Поскольку K и k_{hyd} изменяются в зависимости от температуры пласта, состава нефти и минерализации воды, важно, чтобы лабораторные анализы проводились в условиях, отражающих условия в пласте. Температура призабойной зоны пласта исследуемой скважины составляет 79 °С. Соленость пластовой воды, которая использовалась для проекта, составляет 16 000 ppm.

На основании заявленных характеристик скважины в качестве трассера был выбран этилацетат (EtAc). Этот трассер обладает хорошей растворимостью в воде при данной температуре и солености, что имеет решающее значение для успешной закачки однородного раствора трассера, транспортируемого водой, в испытательную скважину. Коэффициент распределения «нефть–вода» для EtAc был определен путем проведения нескольких измерений на различных аликвотах трассера EtAc, фильтрованной пластовой воды и обезвоженной нефти, добытой из исследуемой скважины. Эти эксперименты проводились при трех различных температурах от пластовой до устьевой ($T_{\text{пласт}} = 79, 60$ и 50 °С) с целью понять чувствительность значения K к температуре. Эти испытания

Таблица 1. Значение K для EtAc. Составлено авторами
Table 1. K value for EtAc. Prepared by the authors

Температура, °C	Значение K
79	$4,199 \pm 0,03$
60	$3,741 \pm 0,03$
50	$3,510 \pm 0,02$

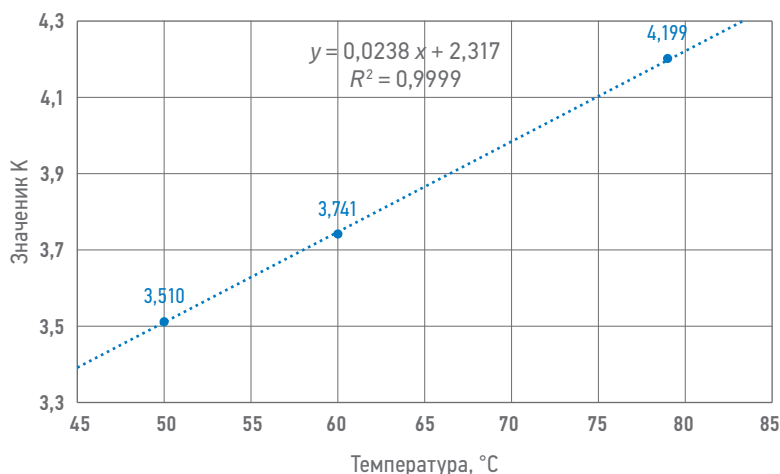


Рис. 1. Значение K для EtAc в зависимости от равновесной температуры.
 Составлено авторами

Fig. 1. K value for EtAc as a function of equilibrium temperature.
 Prepared by the authors

проводились с использованием ячейки равновесия высокого давления с регулируемой температурой. Измерение значения K для каждого из экспериментальных прогонов осуществлялось путем тщательного контроля объемов нефти и воды в каждой аликвоте, измерения начальных концентраций EtAc в воде каждой аликвоты, регистрации времени, когда аликвоты были помещены в ячейку и когда они были извлечены, а также путем измерения конечных концентраций EtAc и EtOH в пластовой воде. Затем эти данные были использованы с уравнением (2) для расчета K .

Этилацетат добавлялся в пластовую воду в концентрации 1,5 об. % (15 000 ppm), что является типичной концентрацией эфира, используемой в SWCTT.

Для каждой температуры было подготовлено и проанализировано несколько аликвот, и для каждой аликвоты были определены индивидуальные значения K . Средние значения K и стандартные погрешности для каждой из этих температур представлены в **табл. 1**.

Значения K , приведенные в **табл. 1**, представлены в виде графика в зависимости от равновесной температуры на **рис. 1**. Этот рисунок иллюстрирует высокую линейную зависимость между значением K и температурой для данной конкретной системы, состоящей из эфира, нефти и воды.

Как показано на **рис. 1**, линейная регрессия, приведенная в соответствии с данными, указывает, что в диапазоне анализируемых температур значение K можно выразить как функцию температуры через:

$$K = 0,0238 T + 2,3142, \quad (3)$$

где T — температура равновесия (градусы Цельсия).

Закрытие скважины после закачки первичного трассера для протекания реакции гидролиза при известных давлении и температуре может иметь различный временной интервал в зависимости от предполагаемой степени гидролиза H . Для этого по методике [1] необходимо разграничить понятие время закрытия скважины на минимальное (конверсия = 10 %), оптимальное (конверсия = 50 %) и максимальное (конверсия = 70 %). В **табл. 2** приведены экспериментально полученные кинетические параметры, необходимые для расчета t_{soak} при разном соотношении фаз (остаточной нефти) и рассчитано минимальное время для закрытия скважины после закачки трассера этилацетата.

Вследствие ограничения времени локализации оборудования и персонала компании, а также на объекте процесс закачки трассеров технологическая выдержка и обратная добыча должны сводиться к минимально возможному временному интервалу, за который гидролиз первичного трассера будет протекать не менее

Таблица 2. Расчет времен закрытия скважин t_{soak} . Составлено авторами
Table 2. Calculation of well closure times t_{soak} . Prepared by the authors

Время закрытия скважины t_{soak}		
Минимальное ($H = 10\%$)	Оптимальное ($H = 50\%$)	Максимальное ($H = 70\%$)
$t_{\text{soak.min}} = \frac{\ln(1,1)}{k_{2\text{phase}}}$	$t_{\text{soak.min}} = \frac{\ln(2)}{k_{2\text{phase}}}$	$t_{\text{soak.min}} = \frac{\ln(3,3)}{k_{2\text{phase}}}$
(4)	(5)	(6)

чем на 10 %. Из-за надвигающегося температурного режима окружающей среды ниже -45°C и смещения дат при плановом прободоотборе время технологического отстоя для целевого диапазона значений $S_{or} = 0,2$ при пластовой температуре усредненное минимальное время закрытия скважины $t_{soak,min}$, согласно аналитическим данным из табл. 3, составило 2 сут.

ПРОВЕДЕНИЕ ПОЛЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведение полевых исследований SWCTT проводилось согласно новому подходу, подразумевающему закачку в единичную скважину трассерного триплета, который представляет собой смесь первичного трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. В случае данной работы триплет состоял из смеси этилацетата, изо-пропанола и н-пропанола, заранее изготовленной и расфасованной на предприятии ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС».

Целевым назначением данного этапа работ является проведение полевых трассерных исследований на единичной скважине с целью определения остаточной нефтенасыщенности до и после смены агента вытеснения. Перечень выполняемых работ в рамках полевых исследований:

- 1) закачка подтоварной воды 5 п.о. ПЗП для создания остаточной нефтенасыщенности до закачки ПАВ-полимерной композиции;



Рис. 2. Работа КУДР-33 по закачке реагентов на скважине. Составлено авторами
Fig. 2. Operation of the reagent injection unit at the well. Prepared by the authors

- 2) проведение закачки трассеров SWCTT-1 и определение остаточной нефтенасыщенности до закачки ПАВ-полимерной композиции;
- 3) проведение закачки ПАВ-полимерной композиции с последующей промывкой призабойной зоны пласта водой;
- 4) проведение закачки трассеров SWCTT-2 и определение остаточной нефтенасыщенности после закачки ПАВ-полимерной композиции.

Согласно плану работ на объект испытаний была использована передвижная насосная станция КУДР-33 (рис. 2).

Таблица 3. Кинетические параметры для расчета минимального времени закрытия скважины ($t_{soak,min}$) при пластовой температуре (трассер — этилацетат). Составлено авторами

Table 3. Kinetic parameters for calculating the minimum well closure time ($t_{soak,min}$) at reservoir temperature (tracer — ethyl acetate). Prepared by the authors

S_{or}	$S_{or} / (1 - S_{or})$	$T, ^{\circ}\text{C}$	K	Минимальное время, ч	Оптимальное время, ч	Максимальное время, ч	Минимально согласованное время, ч
				10 % конверсии	50 % конверсии	70 % конверсии	4–5 % конверсии (факт 4,3 %)
0,1	0,11	79	4,199	86	566	982	36
0,2	0,25	79	4,199	121*	783	1359	51**
0,3	0,43	79	4,199	165	1063	1845	70
0,1	0,11	60	3,741	111	755	1283	35
0,2	0,25	60	3,741	152	1045	1777	48
0,3	0,43	60	3,741	205	1419	2412	65
0,1	0,11	50	3,510	193	1335	2317	35
0,2	0,25	50	3,510	261	1848	3208	47
0,3	0,43	50	3,510	348	2508	4353	62

* Рекомендуемое время закрытия скважины; ** минимальное согласованное из-за надвигающегося температурного режима окружающей среды ниже -45°C и смещения дат при плановом прободоотборе время технологического отстоя.



Рис. 3. Поставленные реагенты ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС»: А, Б) ПАВ; В) трассерный триплет, расфасованный в канистры.
Составлено авторами

Fig. 3. Reagents supplied by "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC: А, Б) surfactants; В) tracer triplet, packaged in canisters. Prepared by the authors

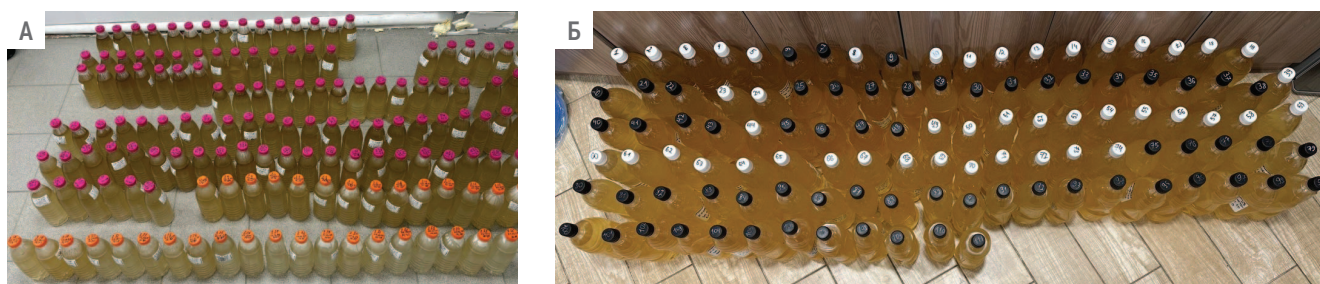


Рис. 4. Устьевые пробы, отобранные при проведении тестов А) SWCTT-1 и Б) SWCTT-2. Составлено авторами
Fig. 4. Wellhead samples collected during tests А) SWCTT-1 and Б) SWCTT-2. Prepared by the authors

Согласно плану работ были поставлены ПАВ и трассерный триплет, расфасованный в канистры (рис. 3).

Последовательность операций и количество закачиваемого реагента при проведении ПАВ-полимерного заводнения представлено в табл. 4.

Работы по закачке трассеров SWCTT-1 и SWCTT-2 выполнялись в следующей последовательности:

- 1) закачка раствора трассерного триплета;
- 2) закачка раствора кавер-трассера — изо-пропанола;

3) продавка подтоварной водой;

4) закрытие скважины на технологический отстой;

5) запуск скважины с отбором объема, равного объему закачанной подтоварной воды;

6) отработка скважины с отбором устьевых проб.

Пробы транспортировались с места отбора на скважине до лаборатории. Отобранные пробы представлены на рис. 4.

Кинетические данные для обоснования периода хранения и способа транспортировки проб представлены в табл. 5.

Таблица 4. Последовательность операций по закачке ПАВ-полимерной композиции. Составлено авторами
Table 4. Sequence of operations for pumping a surfactant-polymer composition. Prepared by the authors

Последовательность операций	Операция	Объем воды, м ³	Содержание реагента в воде закачки, кг/м ³
Закачка оторочки ПАВ-полимерной композиции	Одновременно	36,3	5,556
Закачка оторочки полимера			1,500
Продавка полимером	После ПАВ/полимера	60,5	1,500
Продавка водой	После оторочки полимера	206,5	

Таблица 5. Кинетические данные для обоснования периода хранения и способа транспортировки проб. Составлено авторами
Table 5. Kinetic data for justifying the storage period and method of transporting samples. Prepared by the authors

$t, ^\circ\text{C}$	Константа скорости гидролиза этилацетата $k, \text{ч}^{-1}$	Период полураспада $t_{1/2}, \text{ч}^B$	Период полураспада $t_{1/2}, \text{дн}$
25	0,0000011 ^A	641802,9	26742
50	0,0013300 ^B	521,2	22
60	0,0007500 ^B	924,2	39
79	0,0017700 ^B	391,6	16
90	0,0168000 ^A	41,3	2

^A Данные получены из литературных источников.

^B Данные получены в ходе выполнения данного проекта.

^B Период полураспада рассчитан $t_{1/2} = \ln 2/k$ по формуле для реакции первого порядка.

Таблица 6. Результаты оценки времени пиков. Составлено авторами
Table 6. Results of peak time assessment. Prepared by the authors

Время пребывания трассера (пик)	SWCTT-1		SWCTT-2	
	По Симпсону	Интегральным методом	По Симпсону	Интегральным методом
T1 — среднее время пребывания вторичного трассера (EtOH), мин	272,2	272,4	224,4	224,4
T2 — среднее время пребывания первичного трассера (EtAc), мин	584,8	587,2	330,0	329,9
T3 — среднее время пребывания трассера-дублера (n-PrOH), мин	584,2	586,3	331,9	332,2

По результатам расчета периодов полураспада понижение температуры до 25 °C фактически полностью останавливает реакцию гидролиза этилацетата (при этой температуре период полураспада составляет 26 742 дня, или 73 года), что позволяет осуществлять длительную транспортировку проб с места забора на объекте до аналитической лаборатории без потери качества SWCTT-теста.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Определение остаточной нефтенасыщенности проводилось на основании анализа устьевых проб методом газовой хроматографии, в каждой отобранной пробе определялось содержание EtAc, EtOH, n-PrOH, iso-PrOH. Содержание трассеров определялось на основе ранее проведенных лабораторных работ по определению коэффициентов массовой чувствительности. Для этого была проведена градуировка хроматографа пробами с известной концентрацией трассеров.

Профили притока трассеров SWCTT-1 и SWCTT-2 представлены на **рис. 5**.

Остаточная нефтенасыщенность была определена исходя из времени пиков трассеров, которое, в свою очередь, было получено методами Симпсона и интегральным методом, при этом оба метода демонстрируют схожие значения. Результаты оценки времени пиков представлены в **табл. 6**.

Для определения остаточной нефтенасыщенности исходя из времени пиков использовалось уравнение (7):

$$S_{or}(EtAc/EtOH) = \frac{T_2 - T_1}{T_1(K - 1) + T_2}. \quad (7)$$

Для определения прироста КИН использовалось уравнение:

$$\text{Прирост КИН} = \frac{S_{orw} - S_{orc}}{S_0}, \quad (8)$$

где S_{orw} — остаточная нефтенасыщенность после SWCTT-1; S_{orc} — остаточная нефтенасыщенность после SWCTT-2; S_0 — начальная нефтенасыщенность, равная 0,610 д. ед. Значение K было получено исходя из уравнения (3). При этом значение температуры в призабойной зоне скважины рассчитывалось на основании температурной модели [21] с учетом изменения пластовой температуры во время нагнетания жидкостей с температурой ниже начальной пластовой (**табл. 7**). Сводные результаты определения остаточной нефтенасыщенности и прироста

Таблица 7. Расчет значений K для тестов SWCTT-1 и SWCTT-2.
Составлено авторами
Table 7. Calculation of K values for SWCTT-1 and SWCTT-2 tests.
Prepared by the authors

Этап	SWCTT-1	SWCTT-2
Temp res, °C	62,2	54,8
K^*	3,79	3,62

* Расчет по температурной регрессии (ур-е (3)).

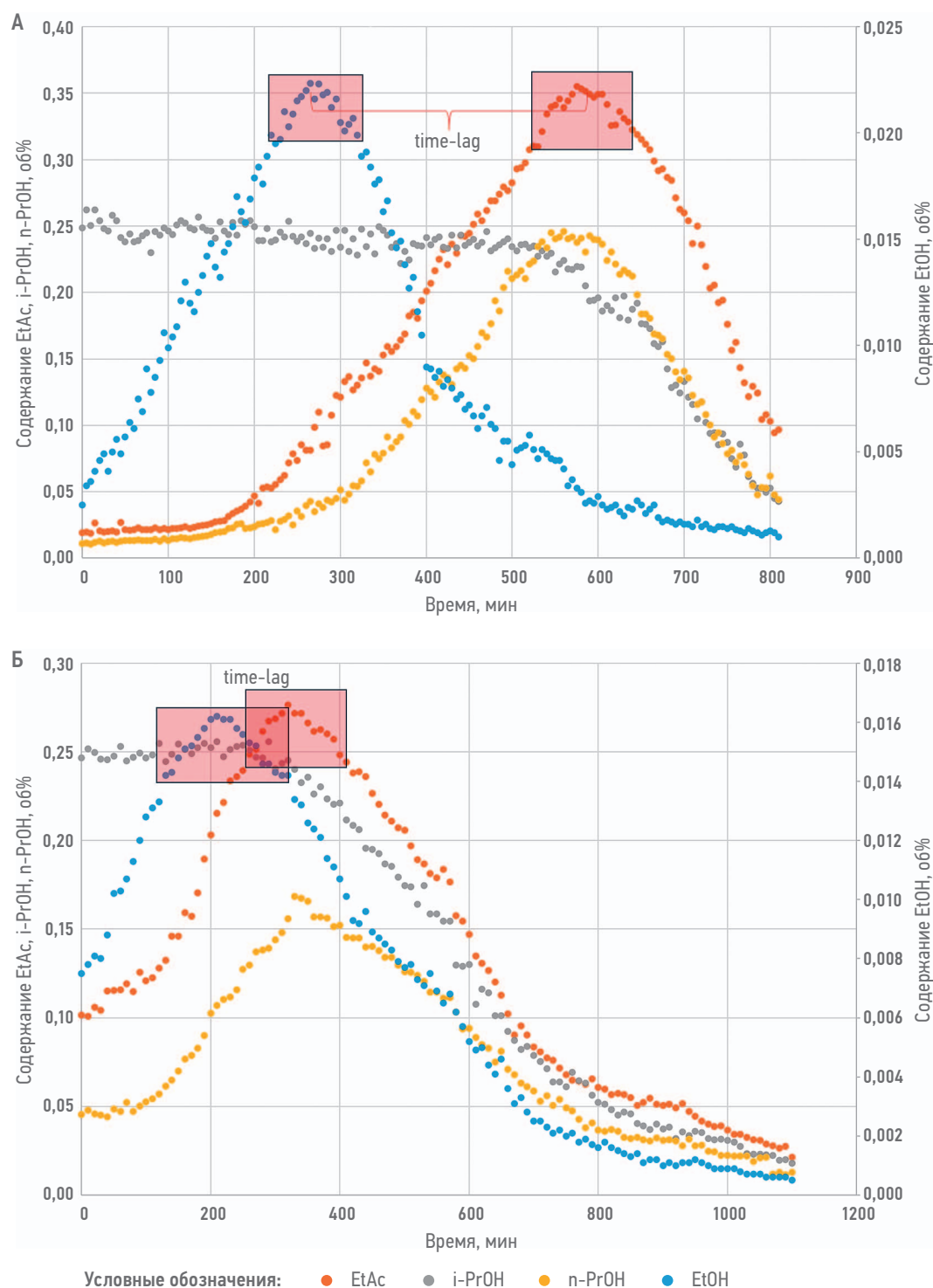


Рис. 5. Концентрационный профиль выхода трассеров SWCTT-1 (А) и SWCTT-2 (Б). Составлено авторами
Fig. 5. Concentration profile of the SWCTT-1 (A) and SWCTT-2 (Б) tracers. Prepared by the authors

коэффициента извлечения нефти (КИН) представлены в **табл. 8** и **9**.

ВЫВОДЫ

Был проведен односкважинный тест с распределяющимися трассерами (SWCTT) на Суторминском месторождении

для определения эффективности ПАВ-полимерного заводнения. Проведение полевых исследований SWCTT проводилось согласно новому подходу, подразумевающему закачку в единичную скважину трассерного заранее изготовленного триплета, который представляет собой смесь первичного (распределяющегося) трассера, кавер-трассера и трассера-дублера. Показано, что в случае

Таблица 8. Оценка остаточной нефтенасыщенности S_{or} . Составлено авторами
Table 8. Estimated residual oil saturation S_{or} . Prepared by the authors

SWCTT-1			SWCTT-2		
T2	EtAc	586,0	T2	EtAc	330,0
T1	EtOH	272,3	T1	EtOH	224,4
T3	n-PrOH	585,2	T3	n-PrOH	332,0
K		3,79	K		3,62
Temp res, C		62,2	Temp res, C		54,8
S_{or}	EtAc/EtOH	0,233	S_{or}	EtAc/EtOH	0,115
S_{or}	n-PrOH/EtOH	0,232	S_{or}	n-PrOH/EtOH	0,117
S_{orw}	0,233		S_{orc}	0,116	
Станд. отклонение	0,0003		Станд. отклонение	0,0014	

T1 — среднее время пребывания вторичного трассера — этанола.

T2 — среднее время пребывания первичного трассера — этилацетата.

T3 — среднее время пребывания трассера-дублера — n-пропанола.

Temp res — температура призабойной зоны по расчетам на температурной модели.

S_{orw} , S_{orc} — остаточные нефтенасыщенности после заводнения и ПАВ-полимерного воздействия соответственно, д. ед.

Таблица 9. Определение прироста КИН. Составлено авторами
Table 9. Determination of the increase in oil recovery factor. Prepared by the authors

S_{orw}	0,233
S_{orc}	0,116
ΔS_{or}	0,117
Прирост КИН	19,1 %

ΔS_{or} — разница между остаточной нефтенасыщенностью первого и второго теста (S_{orw} — S_{orc}), д. ед.

S_0 — начальная нефтенасыщенность, 0,6100 д. ед.

Прирост КИН = $\Delta S_{or} / S_0 = 0,117 / 0,610 = 0,191$.

ограничения времени локализации оборудования и персонала на объекте процесс закачки трассеров технологическую выдержку можно рассчитать из кинетических данных как минимальное время гидролиза первичного трассера, рассчитанное по реакции псевдопервого порядка с конверсией не более чем 10 %. На основании констант скоростей реакции гидролиза эфира и периодов

полураспада показано, что достаточная температура для транспортировки и хранения отобранных проб составляет не более +25 °C без потери качества теста. По итогам проведенных работ по закачке ПАВ-полимерной композиции установлено снижение остаточной нефтенасыщенности на 0,1173 д. ед., что соответствует приросту коэффициента извлечения нефти на 19,1 %.

Список литературы

1. Болотов А.В., Аникин О.В., Бондарь М.Ю. и др. Факторы, влияющие на подбор и применимость трассеров в односкважинном химическом трассерном тесте. — Казань: Издательство Казанского университета, 2024. — 206 с.
2. Bolotov A.V. et al. Novel single well chemical tracer test design: shut-in time determination for test feasibility // Petroleum Science and Technology. — 2025. — Vol. 43, no. 17. — Pp. 2377–2391.
3. Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Мильчаков С.В., Щербанов Г.Ю. Способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта. Евразийский патент № 044722 В. Опубликовано 27.09.2023.
4. Deans H.A. Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Prudhoe Bay / H.A. Deans, A.D. Mut // SPE Reserv. Eng. — 1997. — Vol. 12, issue. 1. — Pp. 52–57.
5. Deans H.A. Using chemical tracers to measure fractional flow and saturation in-situ // Society of Petroleum Engineers — Symposium on Improved Methods of Oil Recovery Abstracts of reports. — 1978. — Pp. 399–408.
6. Deans H.A. The Single-Well Chemical Tracer Method for Measuring Residual Oil Saturation // Final Report U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information. Тезисы докладов. — Washington, 1980. — Pp. 18–26.
7. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Studies on new chemical tracers for determination of residual oil saturation in the inter-well region // Society of Petroleum Engineers — Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2017. Abstracts of reports. — 2017. — Pp. 1–14.
8. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: The case of benzyl alcohols // J. Pet. Sci. Eng. — 2018. — Vol. 167. — Pp. 517–523.
9. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds — The case of pyrazines // J. Pet. Sci. Eng. — 2019. — Vol. 182. — Pp. 106269.

10. Anikin O.V., Bolotov A.V., Mukhutdinova A.R., Varfolomeev M.A. Evaluation of the Kinetic and Thermodynamic Behavior of Tracers for Their Applicability in SWCTT // *Processes*. — 2022. — Vol. 10, issue 11. — 2395 p.
11. Бондарь М.Ю. и др. Результаты проведения трассерных исследований на единичных скважинах с разделяющими химическими индикаторами для оценки эффективности пав-полимерного воздействия на месторождении Холмогорское // *ВЕСТНИК*. — 2022. — Т. 4, № 2. — С. 102.
12. Мухутдинова А.Р., Болотов А.В., Аникин О.В., Варфоломеев М.А. Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющего трассера для применения в односкважинном трассерном тесте // *Георесурсы*. — 2022. — Т. 24, № 4. — С. 75–81.
13. Galeev R.I., Bolotov A.V., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R. New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies // *Petroleum Science and Technology*. — 2021. — Vol. 39, no. 23–24. — Pp. 1043–1059.
14. Bondar M., Osipov A., Groman, A., Koltsov I., Shcherbakov G., Milchakov S. Evaluating Efficiency of Surfactant-polymer Flooding with Single Well Chemical Tracer Tests at Kholmogorskoye Field // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, UAE, Abu Dhabi, 15–18 November* — 2021. SPE-207314-MS.
15. Lake L.W., Holstein E.D. The single-well chemical tracer test — A method for measuring reservoir fluid saturations in situ // *Reservoir Engineering and Petrophysics*. — 2017. — Vol. 5, no. 3. — Pp. 870–915.
16. Deans H.A., Carlisle C.T. Single-well tracer test in complex pore systems // *Society of Petroleum Engineers of AIME. Abstracts of reports* — 1986. — Pp. 1–16.
17. Deans H.A. Method of determining fluid saturations in reservoirs // № US 3623842. — 1971.
18. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test // *Proceedings — SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Abstracts of reports*. — 2010. — Pp. 1–12.
19. O'Brien L.J., Cooke R.S., Willis H.R. Society of Petroleum Engineers of AIME // SPE 6370. — 1978. — Pp. 17–25.
20. Anikin O.V. et al. Evaluation of the kinetic and thermodynamic behavior of tracers for their applicability in SWCTT // *Processes*. — 2022. — Vol. 10, no. 11. — P. 2395.
21. Бондарь М.Ю., Осипов А.В. Температурные условия при проектировании ПАВ-полимерного заводнения // *Нефтяное хозяйство*. — 2022. — № 12. — С. 51–55.

References

1. Bolotov A.V., Anikin O.V., Bondar M.Yu. et al. *Faktory, vliyayushchie na podbor i primenimost' trasserov v odnoscvazhinnom khimicheskom trassernom teste [Factors Influencing the Selection and Applicability of Tracers in a Single-Well Chemical Tracer Test]*. Kazan: Kazan University Publishing House; 2024. 206 p. (In Russ.)
2. Bolotov A.V. et al. Novel single well chemical tracer test design: shut-in time determination for test feasibility. *Petroleum Science and Technology*, 2025, vol. 43, no. 17, pp. 2377–2391.
3. Bondar M.Yu., Osipov A.V., Milchakov S.V., Shcherbakov G.Yu. *Sposob opredeleniya ostatnochnoy nefenasyschennosti plasta [Method for Determining Residual Oil Saturation of a Formation]*. Eurasian Patent No. 044722 B. Published 27.09.2023. (In Russ.)
4. Deans H.A. Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Prudhoe Bay / H.A. Deans, A.D. Mut., 1997, vol. 12, issue 1, pp. 52–57.
5. Deans H.A. Using chemical tracers to measure fractional flow and saturation in-situ. *Society of Petroleum Engineers — Symposium on Improved Methods of Oil Recovery Abstracts of reports*, 1978, pp. 399–408.
6. Deans H.A. The Single-Well Chemical Tracer Method for Measuring Residual Oil Saturation. *Final Report U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information. Abstracts of reports*. Washington, 1980. Pp. 18–26.
7. Silva, M., Stray H., Bjørnstad T. Studies on new chemical tracers for determination of residual oil saturation in the inter-well region. *Society of Petroleum Engineers — Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2017. Abstracts of reports*, 2017. Pp. 1–14.
8. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds: The case of benzyl alcohols. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018, vol. 167, pp. 517–523.
9. Silva M., Stray H., Bjørnstad T. Stability assessment of PITT tracer candidate compounds — The case of pyrazines. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2019, vol. 182, p. 106269.
10. Anikin O.V., Bolotov A.V., Mukhutdinova A.R., Varfolomeev M.A. Evaluation of the Kinetic and Thermodynamic Behavior of Tracers for Their Applicability in SWCTT. *Processes*, 2022, vol. 10, issue 11, 2395 p.
11. Bondar M.Yu. et al. *Rezultaty provedeniya trassernykh issledovaniy na edinichnykh skvazhinakh s razdelyayushchimi khimicheskimi indikatorami dlya otsenki effektivnosti pav-polimernogo vozdeystviya na mestorozhdenii Kholmogorskoe [Results of Tracer Studies in Single Wells with Partitioning Chemical Indicators to Assess the Efficiency of Surfactant-Polymer Flooding at the Kholmogorskoye Field]*. VESTNIK. 2022, vol. 4, no. 2, p. 102. (In Russ.)
12. Mukhutdinova A.R., Bolotov A.V., Anikin O.V., Varfolomeev M.A. *Algoritm otsenki rabocheho intervala raspredelyayushchegosya trassera dlya primeneniya v odnoscvazhinnom trassernom teste [Algorithm for Estimating the Working Range of a Partitioning Tracer for Application in a Single-Well Tracer Test]*. *Georesursy [Georesources]*, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 75–81. (In Russ.)
13. Galeev R.I., Bolotov A.V., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R. New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Petroleum Science and Technology*, 2021, vol. 39, № 23–24, pp. 1043–1059.
14. Bondar M., Osipov A., Groman, A., Koltsov I., Shcherbakov G., Milchakov S. Evaluating Efficiency of Surfactant-polymer Flooding with Single Well Chemical Tracer Tests at Kholmogorskoye Field. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, UAE, Abu Dhabi, 15–18 November* — 2021. SPE-207314-MS.
15. Lake L.W., Holstein E.D. The single-well chemical tracer test — A method for measuring reservoir fluid saturations in situ. *Reservoir Engineering and Petrophysics*, 2017, vol. 5, no. 3, pp. 870–915.
16. Deans H.A., Carlisle C.T. Single-well tracer test in complex pore systems. *Society of Petroleum Engineers of AIME. Abstracts of reports*, 1986, pp. 1–16.
17. Deans H.A. Method of determining fluid saturations in reservoirs. №. US 3623842, 1971.
18. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test. *Proceedings — SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Abstracts of reports*, 2010, pp. 1–12.
19. O'Brien L.J., Cooke R.S., Willis H.R. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 6370, 1978, pp. 17–25.
20. Anikin O.V. et al. Evaluation of the kinetic and thermodynamic behavior of tracers for their applicability in SWCTT. *Processes*, 2022, vol. 10, no. 11, p. 2395.
21. Bondar M.Yu., Osipov A.V. *Temperaturnye usloviya pri proektirovani PAV-polimernogo zavodneniya [Temperature Conditions in the Design of Surfactant-Polymer Flooding]*. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*, 2022, no. 12, pp. 51–55. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Болотов — анализ лабораторных данных, подготовка программы полевых работ, руководство сервисными работами, интерпретация данных.

К.М. Валиуллина — выполнение лабораторных исследований по кинетике и термодинамике.

В.В. Чалин — выполнение лабораторных исследований по кинетике и термодинамике.

М.Ю. Бондарь — подготовка программы полевых работ.

А.В. Осипов — интерпретация данных.

Alexander V. Bolotov — laboratory data analysis, preparation of field work program, management of service work, data interpretation.

Kamilla M. Valiullina — conducting laboratory research on kinetics and thermodynamics.

Vladislav V. Chalin — conducting laboratory research on kinetics and thermodynamics.

Mikhail Y. Bondar — preparation of field work program.

Andrey V. Osipov — data interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Владимирович Болотов — генеральный директор ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС»

Камилла Марселевна Валиуллина — лаборант химического анализа ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», инженер Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи Технологического парка «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Владислав Валерьевич Чалин — ведущий инженер ООО «ЗИЛАНТ ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИС», инженер Инжинирингового центра гетерогенного катализа и малотоннажной химии для нефтегазодобычи Технологического парка «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Михаил Юрьевич Бондарь — руководитель Проектного офиса, ООО «ТЕХАКТИВ»,

Андрей Валерьевич Осипов* — Группа компаний «Газпром нефть», 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexander V. Bolotov — CEO of "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC

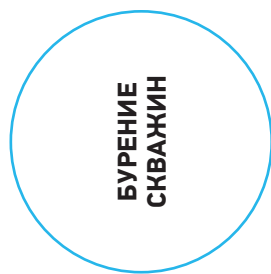
Kamilla M. Valiullina — Laboratory assistant for chemical analysis at "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC, engineer at the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production at the Low-Tonnage Chemical Technologies Technological Park, Kazan Federal University

Vladislav V. Chalin — Lead Engineer at "ZILANT OIL TECHNOLOGIES" LLC, engineer at the Engineering Center for Heterogeneous Catalysis and Low-Tonnage Chemistry for Oil and Gas Production at the Low-Tonnage Chemical Technologies Technological Park, Kazan Federal University

Mikhail Y. Bondar — Head of the Project Office, "TECHACTIVE" LLC

Andrey V. Osipov* — Project manager, Gazprom oil company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

© Коллектив авторов,
2026



Р.В. Герасимов^{1,*}, М.И. Кузьмин¹, В.Г. Юрин¹, К.А. Астапенко², А.И. Пономарева²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность сталкивается с рядом вызовов при разработке месторождений углеводородного сырья. В основном это связано с тем, что большая часть месторождений находится на поздних стадиях разработки. Высокая обводненность, низкие дебиты и снижение пластового давления приводят к росту технологических рисков и потребности в новых технических решениях.

Цель. Провести анализ основных осложняющих факторов при эксплуатации месторождений углеводородного сырья в периметре Группы компаний «Газпром нефть» и представить применяемые технические решения, направленные на их предотвращение и снижение последствий влияния.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использованы показатели фонда добывающих скважин Группы компаний «Газпром нефть», включая долю скважин, осложненных высоким газовым фактором, асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), выносом механических примесей, солеотложениями и пр. Анализ выполнен на основе обобщения производственного опыта эксплуатации скважин, применения комплексов механизированной добычи и специализированных систем мониторинга.

Результаты. Установлено, что в периметре компании высоким газовым фактором осложнены порядка 44 % скважин, АСПО — около 33 %, а вынос взвешенных частиц отмечается примерно у 28 % фонда. Для борьбы с АСПО применяются модули компенсации тепловых потерь, совершенствуются термоэлектрические установки и системы фрезерования. Для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором внедряются установки электроприводных лопастных насосов, адаптированные к высоким газосодержаниям, и энергоэффективные газосепараторы. В условиях выноса механических примесей и солеотложений используются установки мультифазной расходомерии, датчики нового поколения и модифицированные забойные фильтры сложных компоновок.

Заключение. Рассмотрены ключевые осложняющие факторы при эксплуатации месторождений в периметре Группы компаний «Газпром нефть» и представлены технические решения для их предотвращения и минимизации последствий, что подтверждает эффективность комплексного подхода и может быть учтено при оптимизации систем добычи на всех стадиях разработки.

Ключевые слова: механизированный фонд скважин, осложняющие факторы, осложненный фонд, содержание механических примесей, пескопроявление, солеотложения, высокий газовый фактор, АСПО

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Герасимов Р.В., Кузьмин М.И., Юрин В.Г., Астапенко К.А., Пономарева А.И. Эксплуатация механизированного фонда скважин в осложненных условиях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):84–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-84-91>

Статья поступила в редакцию 16.04.2026

Принята к публикации 06.05.2026

Опубликована 30.06.2026

OPERATION OF A MECHANIZED WELL STOCK IN DIFFICULT CONDITIONS

Rostislav V. Gerasimov^{1,*}, Maxim I. Kuzmin¹, Vladislav G. Yrin¹, Ksenia F. Astapenko², Arina I. Ponomareva²

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. At present, the oil and gas production industry is facing a number of challenges in the development of hydrocarbon fields. This is mainly due to the fact that a large proportion of fields are at a late stage of development. High water cut, low flow rates and declining reservoir pressure lead to increasing technological risks and the need for new technical solutions.

Aim. The aim of this work is to analyse the main complicating factors arising during the operation of hydrocarbon fields within the Gazprom neft company group and to present the technical solutions applied to prevent them and reduce their impact.

Materials and methods. The study is based on indicators of the producing well stock of the Gazprom neft company group, including the share of wells complicated by high gas–oil ratio, asphalt–resin–paraffin deposits

(ARPD) and solids production. The analysis is performed by generalising field operation experience and using artificial lift systems and specialised monitoring systems.

Results. It has been established that within the company's assets about 44 % of wells are complicated by high gas–oil ratio, about 33 % by ARPD, and solids production is observed in approximately 28 % of the well stock. To mitigate ARPD, modules for heat loss compensation are used, and thermoelectric units and inhibitor injection systems are being improved. For the operation of wells with high gas–oil ratio, electric submersible pump systems adapted to high gas content and energy-efficient gas separators are being implemented. Under conditions of solids production, multiphase flow metering units, new-generation sensors and modified complex downhole filter designs are applied.

Conclusion. The key complicating factors in the operation of fields within the Gazprom neft company group are considered, and technical solutions for their prevention and mitigation of their consequences are presented, which confirms the effectiveness of an integrated approach and can be taken into account when optimising production systems at late-stage fields.

Keywords: mechanized well stock, complicating factors, sand production, scale, high gas factor, heavy oil deposits, asphaltene sediments

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Gerasimov R.V., Kuzmin M.I., Yrin V.G., Astapenko K.F., Ponomareva A.I. Operation of a mechanized well stock in difficult conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):84–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-84-91>

Manuscript received 16.04.2026

Accepted 06.05.2026

Published 30.06.2026

В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность сталкивается с рядом вызовов во время разработки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых [1, 2]. В основном это связано с тем, что рентабельная эксплуатация скважин возможна только при условии модернизации процессов добычи нефти и газа. В рамках данной статьи рассмотрены существующие вызовы, которые сегодня существуют в компании.

Для начала рассмотрим структуру фонда и соотношение осложненных скважин к общему числу скважин на фонде, а также динамику изменений. Статистические данные

информационно-аналитической системы (ИАС) «ЭРА:Мехфонд» представлены на рис. 1. Необходимо отметить, что в периметре компании принято ранжировать категории скважин на 3 уровня: неосложненные (например, К-1, М-1, С-1, Г-1 и др.), осложненные (например, К-2, М-2, С-2, Г-2) и сильно осложненные (например, К-3, М-3, С-3, Г-3). Данная информация заносится специалистами вручную, а с момента внедрения потоковых анализаторов дополняется автоматически в информационно-аналитическую систему «ЭРА:Мехфонд», что позволяет более качественно применять инструменты



Рис. 1. Структура фонда скважин и диаграмма осложненности. Составлено авторами
Fig. 1. Well stock structure and complication diagram. Compiled by the authors

предиктивной аналитики и искусственного интеллекта (ИИ).

ДЛЯ УСПЕШНОЙ РАЗРАБОТКИ АКТИВОВ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И РЕНТАБЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОРРЕКТНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРИЧИНЫ ИХ ПРОЯВЛЕНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, УСПЕШНО ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПЕРИМЕТРЕ КОМПАНИИ.

Неосложненными принято считать скважины, в которых отсутствуют отказы подземного оборудования по причинам, связанным с осложнениями. Также при организационно-технологических мероприятиях и отборе проб (при эксплуатации и демонтаже) в добываемом флюиде не содержатся компоненты, на основе которых можно было бы говорить о существовании осложняющих эксплуатацию факторах, которые подтверждаются при моделировании. К осложненным относят скважины, в которых отмечаются отказы работы подземного оборудования по причинам, связанным с осложнениями. В составе добываемого флюида в небольшой концентрации наблюдаются компоненты, на основании которых можно говорить о том или ином виде осложнений. Например, содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос — от 25 до 55 % или скважины, в которых доля солевых отложений в общем составе твердых

отложений на насосе по результатам разбора превышает 20 %. Также эти данные должны подтверждаться моделированием. К сильно осложненным скважинам относят те, в которых регулярно происходят отказы по причине осложнения, моделирование подтверждает отказы подземного оборудования и по результатам исследований подтверждается большая концентрация компонентов, на основании которых можно говорить о степени осложнения. Например, массовая концентрация твердых частиц составляет более 0,5 г/дм³ или скважины, в которых период между ремонтами по причине наличия солеотложений не превышает 100 суток.

По технологическим причинам в осложненный фонд входит следующий ряд скважин со следующими индикаторами: асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), коррозия, газ, солеотложения, механические примеси, газовые гидраты. Процентное соотношение осложненных скважин к числу скважин на эксплуатационном фонде приведены на **рис. 2**. Ключевым, на данном графике является то, что ряд скважин имеет по 2 и более осложнений (суммарно выход за 100 %).

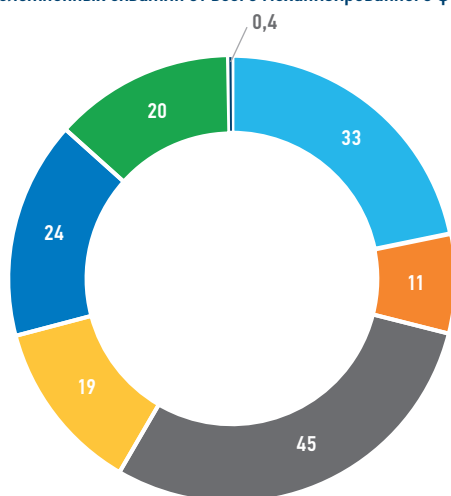
Таким образом, можно сделать вывод, что в первом эшелоне осложнений при эксплуатации скважин в периметре компании являются газ, АСПО и механические примеси, второй эшелон занимают солеотложения, газовые гидраты, коррозия и высокая пластовая температура. Далее рассмотрим каждое из осложнений подробнее.

Анализ соотношения наглядно показывает количество сильно осложненных и осложненных скважин. Так, процент фонда сильно осложненного фонда по механическим примесям и газовому фактору значительно превышает аналогичное соотношение в АСПО. Данные представлены на **рис. 3**.

Рассмотрим ключевые факторы, способствующие образованию осложнений, которые препятствуют разработке месторождений углеводородного сырья на разрабатываемом фонде компании.

Как известно, к основным причинам высокого содержания механических примесей относят высокую обводненность скважин, свойства породы коллектора, систему разработки и другие [3]. Эти факторы в дальнейшем могут быть оценены лабораторными методами исследования [4]. На большей части месторождений компании высокое содержание механических примесей (пескопроявления) встречается в породах ачимовской толщи сеноманского возраста. Эти отложения представляют собой слабоконсолидированные песчаники и алевролиты, разрушающиеся

% осложненных скважин от всего механизированного фонда



Условные обозначения: АСПО Коррозия Газ Соли
Механические примеси Температура Гидраты

Рис. 2. Доля осложненного фонда скважин в процентном соотношении. Составлено авторами

Fig. 2. Share of wells with complications, %. Compiled by the authors

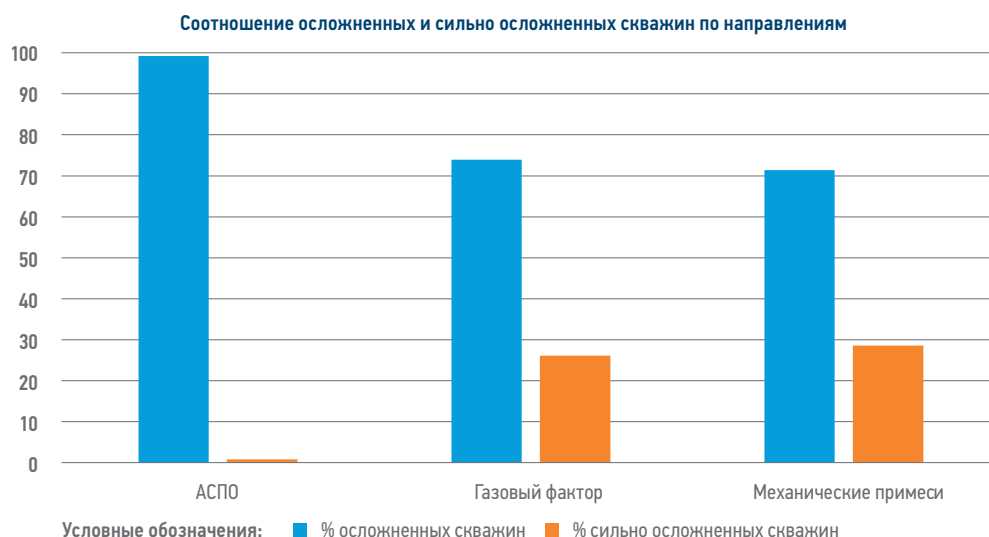


Рис. 3. Соотношение осложненных и сильно осложненных скважин по фонду. Составлено авторами
Fig. 3. Ratio of wells with complications and severe complications in the total well stock. Compiled by the authors

при нагрузке [5, 6]. Также эти месторождения отличаются высоким уровнем обводненности, что негативно сказывается на процессе эксплуатации [7].

Следующим фактором является образование асфальтосмолопарафинистых отложений. К основным причинам образования АСПО на добывающем фонде скважин относят малый дебит скважин и участки с низкими температурами, которые залегают не ниже 1000 м от устья скважины (точки дегазации флюида и зона вечной мерзлоты) [8, 9, 10]. Также ряд объектов характеризуется низкой температурой пластового флюида, которая составляет 30–50 °С. Другой просматриваемый фактор — это объем дебита скважин. На 70 % фонда средний дебит скважин не превышает 35 м³/сут., такие скважины относят к малodeбитному фонду (добыча нефти от 10 до 50 м³/сут). Эти два фактора играют ключевую роль в образовании АСПО на добывающем фонде скважин.

Еще одним вызовом, который влияет на качество разработки неомомских залежей компании, является высокий газовый фактор. Его причинами могут быть рост обводненности, снижение давления ниже давления насыщения, образование искусственной газовой шапки и другие [11, 12]. Большая часть месторождений, осложненных высоким газовым фактором, находится на последних стадиях эксплуатации и имеет высокий уровень обводненности. Среди технологических вызовов последний фактор считается основным. Также не стоит забывать о падении давления ниже давления насыщения.

Далее рассмотрим вызов образования солеотложений. На большинстве месторождений, на которых наблюдается данное осложнение, пластовые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевым (по классификации В.А. Сулина). При перегреве погружного электродвигателя в условиях снижения забойного давления из добываемого флюида выделяется углекислый газ, что также приводит к выпадению солей кальцита (CaCO₃) [13]. Сегодня, на начальных этапах разработки, уже можно сказать о возможности выявления солеобразования в пласте и на погружном оборудовании, а также с помощью измерений в потоке ФХС пластовой воды подобрать алгоритмы пропорционально-интегрально-дифференциального управления (ПИД-управления), позволяющие корректировать режим работы оборудования и ранжировать фонд по осложнениям [14].

После рассмотрения осложняющих факторов, возникающих при разработке месторождений углеводородного сырья, и причин их возникновения стоит рассмотреть и технологические решения, разрабатываемые в периметре компании. Основными стратегическими направлениями развития технологий по борьбе с осложнениями являются высокий газовый фактор, осаждение АСПО и механические примеси.

Для борьбы с высоким газовым фактором наиболее перспективной считается разработка диспергирующих устройств в составе УЭЛН. Второе направление развития связано с разработкой энергоэффективных газосепараторов.

Текущие методы борьбы с АСПО представляют собой механическое скребкование, применение различных греющих кабелей, индукционных нагревателей и другие технологии [15, 16]. В периметре компании перспективными направлениями развития считаются установки системы подачи ингибитора. Второе направления развития связано с созданием различных термоэлектрических установок («Торнадо» и пр.), включаемых в компоновку УЭЛН и нагревающих добываемый флюид, тем самым не позволяя формироваться АСПО в скважине. Такие модули компенсации тепловых потерь борются не только с АСПО, но и с газовыми гидратами, что применимо и на фонтанном фонде скважин.

В рамках направления борьбы с механическими примесями перспективным считается развитие технологий, связанных с отслеживанием выноса взвешенных частиц, онлайн-адаптацией режима работы УЭЛН через ПИД-регулирование, а также усовершенствование забойных фильтров сложных компоновок. Новые технологические решения направлены на определение динамики показателей и непосредственно отслеживание выноса песка в реальном времени. Это позволяет оперативно скорректировать режим работы УЭЛН и снижать депрессию на пласт. Эта идея реализуется при помощи внедрения потоковых датчиков нового поколения. Разработка новых фильтров, в свою очередь, позволяет увеличить межремонтный период (МРП) и среднюю наработку на отказ (СНО) оборудования, тем самым положительно влияя на темпы отбора флюида и на разработку осложненных пескопроявлением месторождений.

При рассмотрении направления борьбы с высокой пластовой температурой перспективным вектором можно считать развитие новых технологий, связанных с созданием различных термостойких компоновок погружного оборудования. Создание новых высокотемпературных кабелей для УЭЛН и материалов изоляции токопроводящих жил взамен стандартной технологии изолирования и использования освинцованной брони позволяет повысить МРП и СНО оборудования, а также снижает количество отказов по причине снижения изоляции.

Текущей перспективой в ходе борьбы с солеотложениями считается развитие новых технологий, связанных с созданием систем предупреждений выпадения солей. Такие системы позволяют защищать погружное оборудование за счет предиктивного анализа и вовремя примененных предупреждающих мер. Так, успешно прошли

опытно-промышленные испытания (ОПИ) и внедряются в производство системы ПИД-регулирования, связанные через общекустовой контроллер (EDGE) станций управления УЭЛН с установками дозирования реагента, потоковыми датчиками, определяющими ионно-катионный состав пластовых вод и непосредственно обводненность продукции. Методики расчета позволяют наиболее качественно и оперативно влиять на коэффициенты подачи реагента, учитывая обводненность флюида, его физико-химический состав, температурное состояние ПЭД и расположение рабочей точки на напорно-расходной характеристике (НРХ) насоса. Другим перспективным направлением является создание высокоэффективных насосов (в рамках реализуемых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ). За счет повышенного коэффициента полезного действия (КПД) и усовершенствованных геометрий рабочих органов, адаптированных под высокий вынос механических примесей (500–1000 мг/л), удалось снизить скорость засорения солями и механическими примесями.

При рассмотрении направления борьбы с коррозией перспективным считается развитие новых технологий, связанных с созданием ингибитора комплексного действия. Такая обработка позволяет создать химический барьер между металлической поверхностью и флюидом (коррозионной средой), таким образом, уменьшая воздействие флюида на металл. Другим технологическим направлением развития является внедрение насосно-компрессорных труб (НКТ) с кожухом из коррозионностойкой стали. НКТ с установленным лайнером приобретает антикоррозионные свойства легированной трубы без ухудшения рабочих характеристик. Особенности данного покрытия заключаются в применимости к бывшим в эксплуатации ремонтным трубам.

В рамках направления борьбы с газовыми гидратами перспективным считается развитие новых технологий, связанных с созданием фонтанных арматур и трубопроводов, являющихся магнитным сердечником, внутри которого создается магнитное поле при помощи обмоток индуктора. Переменное поле внутри сердечника наводит вихревые токи Фуко, которые разогревают сердечник (трубопровод), при этом практически не выделяя тепла с обмоток индуктора. Другим перспективным направлением считается создание ленточного индукционного нагревателя для обогрева выкидных линий фонтанной арматуры и участков трубопровода.

Суть технологии заключается в бесконтактном нагреве металлической поверхности под воздействием переменного электромагнитного поля. Температура поверхности автоматически поддерживается на необходимом уровне благодаря встроенным датчикам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ осложненного фонда скважин Группы компаний «Газпром нефть», а также технических вызовов, с которыми предприятие сталкивается в своей повседневной деятельности. В процессе исследования были выявлены наиболее значимые направления, среди которых

чаще всего встречаются отложение АСПО, высокий газовый фактор и вынос механических примесей. Исходя из статистики, отмечается постоянный рост доли осложненных и сильно осложненных скважин, что говорит о более затрудненных условиях эксплуатации фонда скважин компании и необходимости разработки новых подходов и методов борьбы с осложнениями. Были рассмотрены перспективные технические решения для преодоления данных вызовов, которые разрабатываются и внедряются Группой компаний «Газпром нефть» совместно с партнерами. Данные улучшения направлены не только на повышение эффективности текущих процессов эксплуатации, но и на формирование новых подходов в работе с осложненным фондом скважин.

Список литературы

1. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook // *Energies*. — 2022. — Том 15, № 21. — С. 8300. <https://doi.org/10.3390/en15218300>
2. Bondarenko A.A. et al. Increasing Efficiency of Solvent Assisted Cyclic Steam Stimulation of the Bottomhole Formation Zone of a Carbonate Reservoir using Aquathermolysis Catalysts // *Int. J. Eng.* — 2025. — Том 38. — С. 758–766. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.04a.08>
3. Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов // *Экспозиция Нефть Газ*. — 2022. — № 5. — С. 50–54.
4. Порошин М.А., Тананыхин Д.С., Григорьев М.Б. Анализ лабораторных методов исследования процесса пескопроявления при разработке нефтяных месторождений // *Вестник Евразийской науки*. — 2020. — № 2. <https://esj.today/PDF/73NZVN220.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
5. Москаленко Н.Ю. Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса // *Актуальные проблемы нефти и газа*. — 2022. — Вып. 2(37). — С. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11>
6. Тажукнянский Г.В., Панов С.Ф., Хафизов Ф.З. Определение коэффициента газонасыщенности сеноманских отложений месторождений Тюменской области в условиях плохого выноса керна // *Геология нефти и газа*. — 1992. — № 1. — С. 26.
7. Малиюков В.П., Старовойтова Ю.И. Совершенствование технологий ограничения выноса частиц породы при разработке месторождений углеводородов // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. — 2018. — № 3. — С. 61–68.
8. Ворона А.А. Методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче и транспортировке нефти // *Студенческий научный форум : материалы XII Международ. студенч. науч. конф.* — 2020. — URL: <https://scienceforum.ru/2020/article/2018021434> (дата обращения: 19.05.2026).
9. Белкина А.С., Нагоева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ // *Вестник Югорского государственного университета*. — 2016. — Вып. 3 (42). — С. 7–10.
10. Коробов Г.Ю., Воронцов А.А. Исследование условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти механизированным способом // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. — 2023. — Том 334, № 10. — С. 61–75. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/10/4181>
11. Баймухаметов М.К., Гулишов Д.С., Михайлов В.Г., Пономарев А.И., Топольников А.С. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. — 2018. — Том 329, № 8. — С. 104–111.
12. Нианова К.С. Анализ критериев, связанных с ростом значения газового фактора в процессе разработки месторождения // *Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск: в 2 т. — Томск : Изд-во «ТПУ», 2020. — Том 2. — С. 118–119.*
13. Мандеев А.О., Гадельшин И.Р. Методы предупреждения солеотложений // *Актуальные проблемы нефти и газа*. — 2019. — Вып. 2(25). — С. 1–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art10>
14. Кузьмин М.И., Пономарева А.И., Герасимов Р.В. Подход к адаптивному управлению фондом скважин с установкой электроподогревного насоса // *Нефтяное хозяйство*. — 2025. — № 7. — С. 130–134. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-130-134>
15. Van Thang Nguyen. A new approach to improving efficiency of gas-li1 wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / Van Thang Nguyen, M.K. Rogachev, A.N. Aleksandrov // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. — 2020. — Vol. 10. — Pp. 3663–3672. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00976-4>
16. Khormali A. Asphaltene precipitation and inhibition in carbonate reservoirs // *Petroleum Science and Technology*. — 2017. — Vol. 35, iss. 5. — Pp. 515–521. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1295070>

References

1. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 21, p. 8300. <https://doi.org/10.3390/en15218300>
2. Bondarenko A. A. et al. Increasing Efficiency of Solvent Assisted Cyclic Steam Stimulation of the Bottomhole Formation Zone of a Carbonate Reservoir using Aquathermolysis Catalysts. *Int. J. Eng.* 2025, vol. 38, pp. 758–766. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.04a.08>

3. Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V. Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 5, pp. 50–54. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-5-50-54>
4. Poroshin M.A., Tananykhin D.S., Grigorev M.B. (2020). Analysis of laboratory methods for studying the process of sand production during the development of oil fields. *The Eurasian Scientific Journal* [online] 2(12). Available at: <https://esj.today/PDF/73NZVN220.pdf> (In Russ.).
5. Moskalenko N.Yu. The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2022, iss. 2(37), pp. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11> (In Russ.).
6. Tazhnyanskiy G.V., Panov S.F., Khafizov F.Z. Determination of gas saturation coefficient of Cenomanian deposits in Tyumen region fields under poor core recovery conditions. *Oil and Gas Geology*, 1992, no. 1, p. 26. (In Russ.).
7. Malyukov V.P., Starovoytova Yu.I. Improvement of technologies to limit rock particle carryover during hydrocarbon field development. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2018, no. 3, p. 61–68. (In Russ.).
8. Vorona A.A. Methods for prevention and removal of asphalt–resin–paraffin deposits during oil production and transportation. *Student Scientific Forum: Proceedings of the 12th International Student Scientific Conference*. 2020. Available at: <https://scienceforum.ru/2020/article/2018021434> (accessed 19.05.2026). (In Russ.).
9. Belkina A.S., Nagaeva S.N. Causes of asphalt–resin–paraffin deposit formation in tubing. *Bulletin of Yugra State University*, 2016, issue 3(42), p. 7–10. (In Russ.).
10. Korobov G.Yu., Vorontsov A.A. Investigation of conditions for gas hydrate and asphalt–resin–paraffin deposit formation during mechanized oil production. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 10, pp. 61–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/10/4181>
11. Baymukhametov M.K., Gulishov D.S., Mikhaylov V.G., Ponomarev A.I., Topolnikov A.S. Analysis of causes of gas–oil ratio increase at late stages of oil field development. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 8, pp. 104–111.
12. Nikonova K.S. Analysis of criteria related to gas–oil ratio increase during field development. *Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 24th International Symposium named after Academician M.A. Usov for Students and Young Scientists, dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War*. Tomsk: TPU Publishing House: 2020, vol. 2, pp. 118–119.
13. Mandevev A.O., Gadelshin I.R. Methods for prevention of salt deposition. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2019, issue 2(25), pp. 1–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art10>
14. Kuzmin M.I., Ponomareva A.I., Gerasimov R.V. An approach to adaptive management of a well stock equipped with electro-vane pumps. *Oil Industry*, 2025, no. 7, pp. 130–134. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-130-134>
15. Van Thang Nguyen. A new approach to improving efficiency of gas–li wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / Van Thang Nguyen, M.K. Rogachev, A.N. Aleksandrov. / *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 3663–3672. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00976-4>
16. Khormali A. Asphaltene precipitation and inhibition in carbonate reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 2017, vol. 35, iss. 5, pp. 515–521. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1295070>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.В. Герасимов — анализ материалов, подготовка текста статьи и формулировка выводов.

М.И. Кузьмин — формирование концепции работы, участие в подготовке выводов.

В.Г. Юрин — анализ материалов, структурирование работы, участие в подготовке выводов.

К.А. Астапенко — анализ материалов, подготовка текста отдельных разделов статьи.

А.И. Пономарева — анализ материалов, подготовка текста статьи, редакция статьи.

Rostislav V. Gerasimov — performed data analysis, prepared the text of the article and formulated the conclusions.

Maxim I. Kuzmin — developed the concept of the study and contributed to the preparation of the conclusions.

Vladislav G. Yurin — carried out data analysis, structured the manuscript and contributed to the preparation of the conclusions.

Ksenia A. Astapenko — carried out data analysis and prepared the text of individual sections of the article.

Arina I. Ponomareva — carried out data analysis, prepared the text of the article and performed the final editing of the manuscript.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ростислав Владимирович Герасимов* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 190121, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Игоревич Кузьмин — руководитель проекта цифровизации, Группа компаний «Газпром нефть»

Владислав Георгиевич Юрин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Ксения Анатольевна Астапенко — аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Арина Игоревна Пономарева — аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Rostislav V. Gerasimov* — Head of Department, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamskaya str., Saint Petersburg, 190121, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

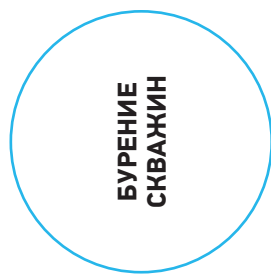
Maxim I. Kuzmin — Head of Digitalization Project, Gazprom нефт company group

Vladislav G. Yurin — Head of Department, Gazprom нефт company group

Ksenia F. Astapenko — Postgraduate student, Department of Oil and Gas Engineering, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

Arina I. Ponomareva — Postgraduate student, Department of Oil and Gas Engineering, Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2026



УДК 550.832.4
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-92-100>

УМЕНЬШЕНИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ГЕОНАВИГАЦИИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

К.Ю. Сухачева*, Г.В. Казанцев, А.А. Старостин
ООО «НОВАТЭК НТЦ», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Kristina.Sukhacheva@novatek.ru

Введение. Максимизация эффективной длины горизонтального ствола в продуктивном пласте является ключевой задачей для вовлечения в разработку дополнительных запасов углеводородов. При этом повышение эффективности геонавигации напрямую зависит от точности совмещения данных каротажа с сейсмическим прогнозом целевого пласта. В работе рассматривается сужение коридора пространственных неопределенностей путем оперативного сопоставления данных каротажа в процессе бурения с альтернативными глубинно-скоростными моделями, что позволяет последовательно уточнять гипсометрическое положение целевого пласта.

Цель. Настоящая работа посвящена повышению эффективности геонавигации горизонтальных скважин путем минимизации неопределенности пространственного положения ствола относительно сейсмического прогноза в пределах целевого пласта. В работе рассмотрено построение альтернативных глубинно-скоростных моделей (ГСМ), формирующих доверительный диапазон прогноза. Для корректной работы алгоритмов требуется регулярная проверка их точности. Ключевым элементом для подтверждения сейсмического прогноза выступает итеративное сопоставление данных каротажа в процессе бурения (LWD) с прогнозными сейсмическими кубами, что позволяет последовательно сужать коридор неопределенности и уточнять гипсометрическое положение продуктивного объекта. Снижение погрешностей измерений напрямую влияет на общую эффективность процесса. Такая итеративная процедура в режиме реального времени направлена на максимизацию длины эффективного вскрытия целевого объекта и вовлечение в разработку дополнительных запасов углеводородов.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов послужили сейсмические кубы, данные геофизических исследований скважин (ГИС) в процессе бурения (LWD), результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), интерпретация имиджа плотности, инклинометрия скважин. Основным методом исследования является численное моделирование.

Результаты. На примере горизонтальной скважины продемонстрирована возможность минимизации неопределенности позиционирования горизонтального ствола в процессе геонавигации. Практическая реализация позволила минимизировать неопределенность глубинно-скоростной модели, сократить неэффективную проходку и увеличить эффективность геонавигации.

Заключение. Эффективность использования сейсмических данных для минимизации неопределенности позиционирования горизонтального ствола была подтверждена в ходе бурения эксплуатационной скважины, вскрывающей продуктивные отложения прибрежно-континентального генезиса. Практическая реализация итерационной процедуры корреляции данных РИГИС по LWD с сейсмическими данными обеспечила высокую сходимость результатов, что позволило достоверно определить положение траектории горизонтального участка на сейсмическом разрезе. Установленная взаимосвязь послужила основой для последующей оперативной корректировки траектории бурения. Интеграция сейсмической информации в процесс сопровождения скважины обеспечивает переход от реактивной модели геонавигации к проактивному управлению проводкой. Реализация данных решений в производственный процесс геонавигации позволяет оптимизировать проводку скважины, максимизировать объем вовлекаемых запасов углеводородов, снизить риски аварийности и недоспуска хвостовика.

Ключевые слова: геонавигация, горизонтальная скважина, сейсмический прогноз, глубинно-скоростной закон, имидж плотности

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Сухачева К.Ю., Казанцев Г.В., Старостин А.А. Уменьшение неопределенности позиционирования горизонтальных скважин при геонавигации по геолого-геофизическим данным. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):92–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-92-100>

Статья поступила в редакцию 19.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

REDUCING UNCERTAINTY IN HORIZONTAL WELL POSITIONING USING SEISMIC FACIES ANALYSIS DATA IN GEOSTEERING

Kristina Y. Sukhacheva*, Gleb V. Kazancev, Aleksey A. Starostin
LLC "NOVATEK STC", RF, Tyumen

E-mail: Kristina.Sukhacheva@novatek.ru

Introduction. Maximizing the effective borehole length in a productive formation is a key measure for developing additional hydrocarbon reserves. Improving geosteering efficiency directly depends on the accurate aligning of logging data with seismic forecasts of the target formation. This work addresses the narrowing of the spatial uncertainty corridor by quickly comparing logging-while-drilling data with alternative depth-velocity models, enabling continuous refinement of the target formations hypsometric position.

Aim. This paper aims to improve the efficiency of horizontal well geosteering by minimizing the uncertainty of the wellbore's spatial position relative to the seismic forecast within the target formation. The paper examines the construction of alternative depth-velocity models (DVM) that generate a confidence range for the forecast. Regular verification of the algorithms accuracy is required to ensure their proper operation. A key element in confirming the seismic forecast is the iterative comparison of logging-while-drilling (LWD) data with predicted seismic volumes, which allows for a consistent narrowing of the uncertainty corridor and refinement of the hypsometric position of the producing structure. Reducing measurement errors directly impacts the overall efficiency of the process. This real-time iterative procedure is aimed at maximizing the effective penetration length of the target object and involving additional hydrocarbon reserves in development.

Materials and methods. The source materials included seismic cubes, well logging data, well logging interpretation, density image interpretation, and well directional surveys. The primary research method was numerical modeling.

Results. Based on a case study of a horizontal well, the possibility of minimizing the uncertainty of horizontal wellbore positioning during geosteering was demonstrated. Practical implementation allowed for minimizing the uncertainty of the depth-velocity model, reducing inefficient drilling, and increasing geosteering efficiency.

Conclusions. The effectiveness of using seismic data to minimize horizontal wellbore positioning uncertainty was confirmed during the drilling of a production well penetrating productive sediments of coastal-continental origin. Practical implementation of an iterative procedure for correlating LWD data with seismic data ensured high convergence of the results, allowing for the reliable determination of the horizontal section's trajectory on the seismic section. The established relationship served as the basis for subsequent operational adjustments to the drilling trajectory. Integrating seismic data into the well guidance process enables a transition from a reactive geosteering model to proactive well guidance. Implementing these solutions into the geosteering process optimizes well guidance, maximizes the volume of hydrocarbon reserves recovered, and reduces the risk of accidents and liner failures.

Keywords: geosteering, horizontal well, seismic forecast, depth-velocity law, density image

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Sukhacheva K.Y., Kazancev G.V., Starostin A.A.. Reducing uncertainty in horizontal well positioning using seismic facies analysis data in geosteering. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):92–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-92-100>

Manuscript received 19.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Использование сейсмических данных в процессе бурения горизонтальных скважин является ключевым инструментом для повышения эффективности геонавигации. Это особенно актуально при освоении сложно-построенных коллекторов прибрежно-континентального генезиса, для которых характерны высокая литологическая неоднородность и резкая пространственная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств. В таких условиях традиционная реактивная геонавигация, которая ориентирована на данные каротажа уже пройденного интервала, может привести к невыполнению плановой эффективной проходки в пределах продуктивного пласта и, как следствие, недостижению проектных показателей разработки. Альтернативным решением является применение проактивного метода, в основе которого лежит обработка пространственных данных в процессе бурения. Это позволяет заранее спрогнозировать негативное событие и подготовить комплекс корректирующих

действий для удержания горизонтального ствола в перспективном объекте [1, 2]. К числу пространственных данных, используемых при геонавигации, относят сейсмическую информацию и данные картографа границ. Главным фактором, осложняющим использование сейсмической информации при геонавигации скважин, выступает неопределенность позиционирования горизонтального ствола на сейсмических данных. Связано это с тем, что сейсмическая информация имеет временной масштаб, тогда как скважины — глубинный. Неопределенности усиливаются физическими ограничениями сейсмического метода, что проявляется в недостаточной разрешающей способности сейсморазведки и изменчивости скоростей распространения упругих волн в среде. Скоростная модель среды для таких преобразований чаще всего строится по зависимости TVD-TWT (true vertical depth two way time). Влияние таких ограничений можно уменьшить за счет современных методов обработки [3, 4, 5] и современных технологий полевых работ [6], однако полностью исключить их влияние невозможно.

Для отображения скважины во временном масштабе необходимо выполнить перевод скважинных данных из масштаба глубины во временной с помощью сопоставления

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОНАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ TVD-TWT, ФОРМИРУЮЩИХ ДИАПАЗОН ВОЗМОЖНЫХ ГЛУБИННО-СКОРОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ И ИТЕРАТИВНОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ ГИС/РИГИС ПО LWD В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ С ПРОГНОЗНЫМИ СЕЙСМИЧЕСКИМИ КУБАМИ.

синтетического поля в скважине с реальной волновой картиной. Наиболее достоверным методом сопоставления временных сейсмических данных со скважиной является вертикальное сейсмическое профилирование. В качестве входных данных используются кривые акустического и плотностного каротажей после коррекции за каверны, зоны проникновения фильтра бурового раствора и прочие искажения записи. Но поскольку транспортная секция горизонтальной скважины характеризуется сложной траекторией, зенитные углы которой могут достигать 84° , то запись акустического каротажа в таких скважинах неинформативна. Кривизна траектории обуславливает также невозможность информативной записи вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и высокие неопределенности записи инклинометрии. Поэтому зачастую для эксплуатационной скважины используют TVD-TWT из ближайшей вертикальной или субвертикальной скважины, в которой проведена запись ВСП или есть собственная зависимость TVD-TWT. Однако выбор единственной зависимости TVD-TWT не позволяет оценить неопределенность положения ствола скважины на временном разрезе. В связи с этим перед бурением горизонтальной скважины авторы предлагают рассматривать альтернативные варианты зависимостей TVD-TWT для отображения скважины на временном поле. На основе каждого варианта TVD-TWT создается отдельный глубинный сейсмический куб. В результате формируются альтернативные прогнозные сейсмические модели положения целевого пласта в пространстве в глубинном масштабе. Это позволяет количественно оценить риски и заранее подготовить адаптивные решения для геонавигации, повышая вероятность вскрытия продуктивных коллекторов в пласте.

При использовании сейсмического куба для прогноза пород-коллекторов

или фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в режиме реального времени необходимо сопоставлять сейсмический прогноз с РИГИС по LWD. Алгоритм сопоставления основан на определении граничного значения сейсмического параметра от каждого литотипа. Необходимым условием для достоверного использования сейсмического прогноза в процессе бурения является непрерывное уточнение граничного значения в процессе бурения. Такой непрерывный процесс позволит уточнять границы перспективных объектов, выделяемых по сейсмическим данным, по направлению бурения горизонтальной скважины.

ЦЕЛЬ

Повышение эффективности геонавигации горизонтальной скважины достигается за счет оценки неопределенности пространственного положения ствола относительно сейсмического прогноза в целевом пласте. В основе предлагаемого решения лежит построение альтернативных зависимостей TVD-TWT, формирующих диапазон возможных глубинно-скоростных моделей и итеративное сопоставление данных ГИС/РИГИС по LWD в процессе бурения с прогнозными сейсмическими кубами. Итеративное сопоставление позволяет на этапе сопровождения горизонтального ствола последовательно сужать коридор неопределенности и уточнять истинное положение перспективного объекта. Реализация данного решения является ключевой и направлена на оптимизацию процесса бурения в режиме реального времени, позволяя максимизировать длину эффективного вскрытия целевого объекта и вовлечь в разработку дополнительные запасы углеводородов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Одним из ключевых вопросов использования предлагаемого решения при геонавигации скважин является выбор достоверного глубинно-скоростного закона, который обеспечивает наилучшую сходимость между РИГИС по LWD и волновой характеристикой разреза. Выбор оптимального закона для горизонтальной скважины не может базироваться исключительно на единственном варианте, а должен опираться на комплексный анализ всей геолого-геофизической информации в районе планируемых работ. В ходе исследования авторами было предложено формировать альтернативные зависимости на основе анализа:

- 1) фонда пробуренных скважин: привлекаются результаты интерпретации ГИС, данные

вертикального сейсмического профилирования и акустического каротажа по ближайшим вертикальным и субвертикальным скважинам. Особое внимание уделяется скважинам, вскрывшим отложения ниже целевого пласта и имеющим качественную глубинно-временную привязку;

- 2) фациальной изменчивости: результаты седиментологического моделирования и интерпретации сейсмических карт или срезов, по которым оценивается латеральная неоднородность целевого пласта. Выделяются зоны развития различных фациальных тел, характеризующиеся отличными упругими свойствами от вмещающих пород;
- 3) результатов исследований геофизических (РИГИС) и результатов интерпретации имиджа плотности по данным LWD.

В целях снижения неопределенности позиционирования горизонтального ствола, обусловленной вариативностью скоростного поля, авторами предлагается применение многовариантного анализа. Суть заключается в формировании не одного, а нескольких альтернативных глубинно-скоростных зависимостей, каждая из которых отражает определенную геологическую скоростную характеристику, зафиксированную в соседних скважинах. Все варианты глубинно-временных зависимостей в дальнейшем используются в процессе геонавигации.

В процессе бурения данные геофизических исследований скважин (ГИС) и РИГИС

в режиме реального сопоставляются с каждым из сценариев, что позволяет:

- 1) выявить сценарий, наилучшим образом соответствующий фактически вскрытому разрезу;
- 2) количественно оценить коридор неопределенности положения границ перспективного объекта по сейсмике;
- 3) своевременно определить момент, когда текущая глубинно-скоростная модель перестает быть основной, и переключиться на альтернативный сценарий.

В случае если применение разных глубинно-скоростных зависимостей приводит к равновероятностному сейсмическому прогнозу, предлагается привлечение азимутальных данных имиджера плотности для получения наиболее вероятного сценария [7, 8].

Для получения прогноза литологии по сейсмическим данным необходима процедура калибровки сейсмических данных на скважинную информацию. Ключевым этапом данной калибровки является определение граничного значения сейсмического куба, разделяющего выборку на области «коллектор» и «неколлектор» для района бурения скважины.

На **рис. 1** представлена гистограмма распределения параметра акустического импеданса (P_{imp}), где по оси абсцисс отложены интервалы значений параметра, соответствующие литотипам изучаемого разреза, а по оси ординат — частота их встречаемости.

Количественная оценка вертикального распределения литотипов основана

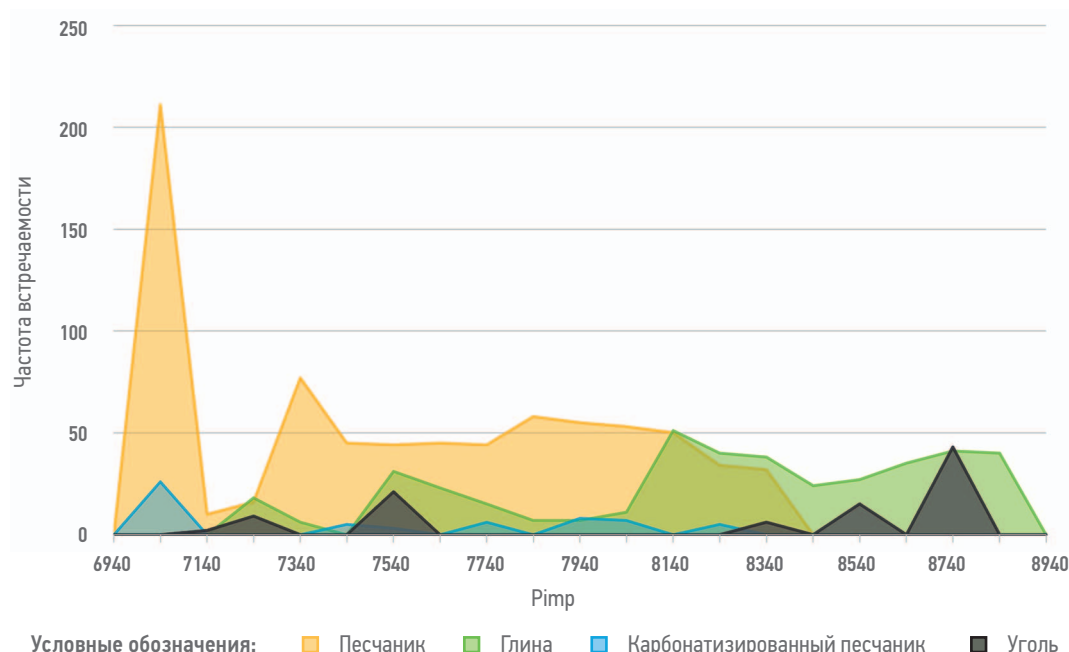


Рис. 1. Гистограмма частоты встречаемости значений P_{imp} для разных литотипов. Составлено авторами
Fig. 1. Histogram of the frequency of occurrence of P_{imp} values for different lithotypes. Prepared by the authors

на изменении формы кривой каждого литотипа относительно нулевой оси. Данные кривые позволяют выделить интервалы доминирования и разрежения каждого литотипа. Точка пересечения кривых частоты встречаемости дает возможность уверенно разграничить преимущественное преобладание глины или песчаника. Согласно **рис. 1** граничное значение для песчаника равно 7140, а для глин 8440, когда кривая песчаника приблизилась к нулевой оси частоты встречаемости. Стоит отметить, что область пересечения одной кривой с другой, то есть наличие кривой песчаника и глин в едином диапазоне значений, соответствует смешанной зоне с равным соотношением песчано-глинистого материала.

Предложенное решение обеспечивает количественно обоснованное расчленение разреза по преобладающему литотипу. Выделенные группы литотипов охарактеризованы граничными значениями по сейсмическим данным, что позволяет использовать их для настройки сейсмического прогноза на РИГИС в процессе геонавигации.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Апробация решения по учету неопределенностей позиционирования горизонтального ствола по сейсмическим данным выполнена на примере горизонтальной скважины 12, вскрывающей продуктивные отложения прибрежно-континентального генезиса. Рассматриваемые отложения характеризуются высокой фациальной изменчивостью,

что подтверждается статистическими данными: средний коэффициент песчаности по скважинам равен 0,44 д.ед., а диапазон коэффициента пористости коллекторов варьируется от 16,4 до 27,8 %.

Территория продуктивных отложений пласта полностью покрыта съемкой МОГТ-3D. На основе этих данных выполнен прогноз эффективных толщин коллекторов по синхронной детерминистической инверсии. Пространственное положение палеорусел уверенно выделяется по срезам детерминистической инверсии акустического импеданса (Pimp).

Горизонтальная скважина 12ГС заложена в область развития предполагаемого руслового тела. Согласно сейсмическому прогнозу палеоканалы, заполненные песчаным материалом, имеют северо-западное простирание (325–330°). На **рис. 2** представлен пример множества положений траектории горизонтального ствола на временном сейсмическом разрезе с использованием разных зависимостей TVD-TWT. Настройка сейсмического прогноза на данные РИГИС была осуществлена с граничным значением для песчаника согласно **рис. 1** и равно 7140.

Данный пример демонстрирует чувствительность положения траекторий скважины к вариациям глубинно-скоростной модели. Полученный диапазон возможных положений отражает латеральную и вертикальную неопределенность, которая обусловлена отсутствием прямых измерений ВСП и акустического каротажа в стволе с большим зенитным углом. На **рис. 3** представлен временной

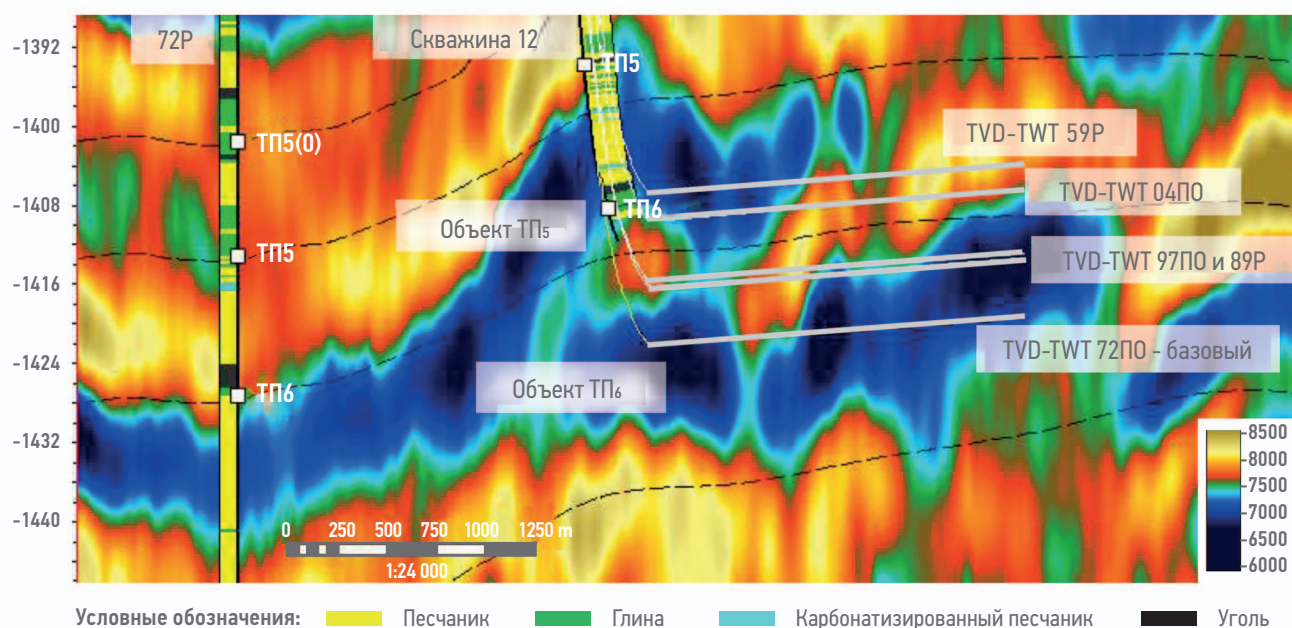


Рис. 2. Временной сейсмический разрез по кубу Pimp через горизонтальную скважину. Составлено авторами
Fig. 2. Seismic time section of the Pimp cube along a horizontal well. Prepared by the authors

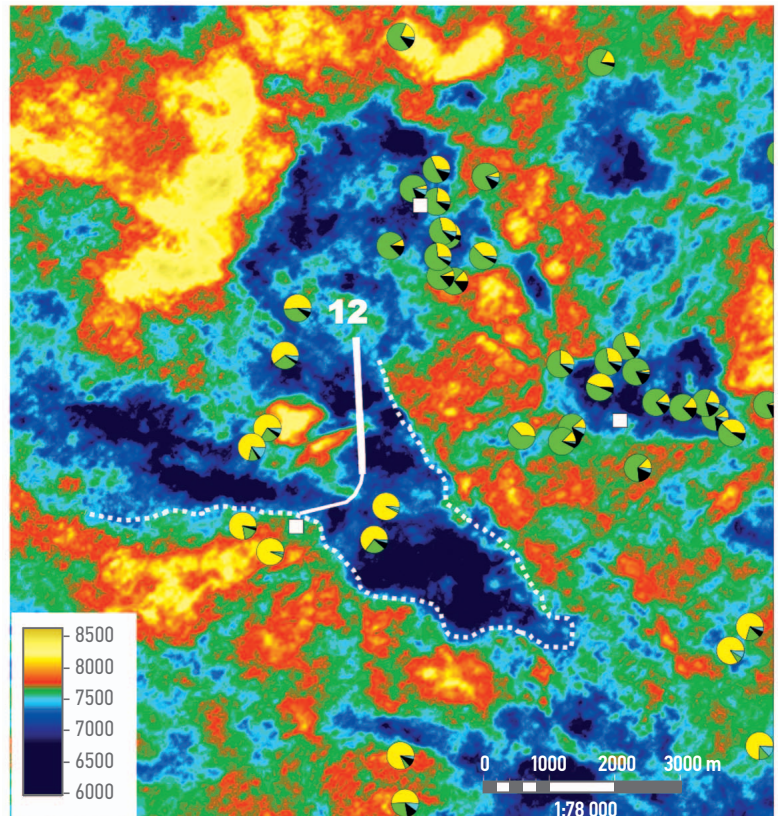
срез вдоль проводки горизонтального ствола, к которому применена зависимость TVD-TWT скважины 72Р согласно **рис. 2**.

В качестве базовой модели на этапе заложения и в начале бурения горизонтальной скважины (ГС) была принята глубинно-скоростная модель, которая соответствует зависимости TVD-TWT ближайшей скважины 72Р. В таком случае почти весь ствол горизонтального участка попадает в зону пониженных значений куба Pimp в интервале пласта ТП₆, что указывает на высокую плановую эффективную проходку.

В процессе сопровождения скважины осуществлялось сопоставление данных ГИС/РИГИС по LWD с синтетической кривой Pimp, рассчитанной с глубинного куба вдоль текущей траектории ствола, где положительная аномалия по синтетике относительно граничного значения должна коррелироваться с коллектором, а отрицательная — с неколлектором. Однако в процессе бурения скважины было зафиксировано несоответствие данных РИГИС по LWD с сейсмическим прогнозом на измененной глубине ~3950 м (**рис. 4**).

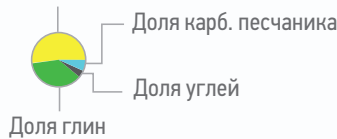
Первоначально, для корреляции сейсмических данных с РИГИС по LWD рассмотрено изменение граничного значения для коллектора по Pimp, но данная опция не позволила полностью описать РИГИС. Кроме этого, результаты интерпретации имиджера плотности в процессе бурения указывали на несколько объектов с единым направлением слоистости, равным ~300°. Данное направление слоистости противоречит направлению каналов при заложении скважины. Поэтому на следующем шаге с целью сопоставления текущих результатов бурения с сейсмическим прогнозом и результатами структурной интерпретации имиджера плотности потребовалось сопоставить ГИС и РИГИС с альтернативными глубинно-скоростными моделями. Данный пример наглядно демонстрирует ограничения применения единой детерминированной глубинно-скоростной модели при геонавигации в сложных геологических условиях и обосновывает необходимость использования многовариантного анализа, предложенного авторами. Только итеративное сопоставление фактических данных РИГИС с несколькими глубинно-скоростными моделями позволяет своевременно скорректировать траекторию для максимизации эффективной проходки или остановки бурения.

В результате сопоставления РИГИС с альтернативными сейсмическими кубами была найдена глубинно-скоростная модель, которая достоверно описывает данные РИГИС



Условные обозначения:

Доля песчаника



Границы перспективных объектов
Кустовая площадка

Рис. 3. Временной сейсмический срез по кубу Pimp. Составлено авторами
Fig. 3. Seismic time slice for the Pimp cube. Prepared by the authors

по LWD (**рис. 5**). Отмечено, что с глубины ~3700 м происходит рост значений Pimp, что подтверждает ухудшение ФЕС коллектора и вход в интервал, характеризующийся чередованием прослоев глин и песчаника. На основе альтернативного прогноза установлено, что ранее предполагаемый объект ТП₅ на глубинном кубе оказался целевым пластом ТП₆.

После использования альтернативной ГСМ получена хорошая корреляция текущих результатов бурения с сейсмическим прогнозом и результатами структурной интерпретации имиджера плотности. На **рис. 6** представлен временной срез вдоль проводки горизонтального ствола, к которому применена зависимость TVD-TWT скважины 59Р согласно **рис. 2**. По сейсмическому прогнозу дальнейшее бурение горизонтальной скважины прогнозировалось в повышенных значениях Pimp, что указывает на отсутствие песчаных отложений по направлению бурения.

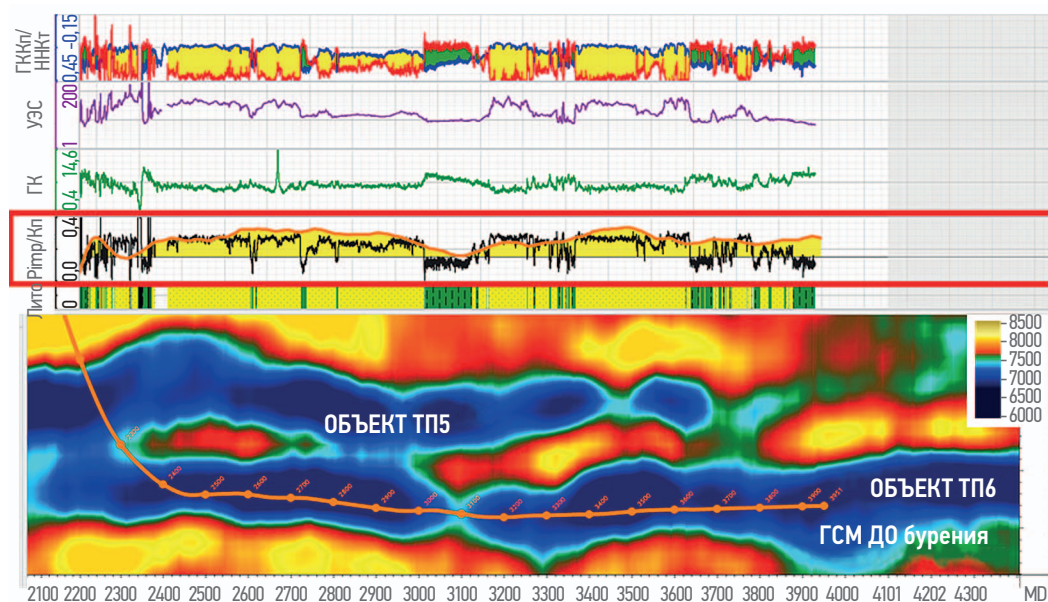


Рис. 4. Модель геонавигации по глубинному кубу Pimp при забое 3950 м. Составлено авторами
Трек № 1 — ГГКп [г/см³], ННКт [д. ед.], Трек № 2 — УЭС [Ом×м], Трек № 3 — ГК [мкР/ч],
Трек № 4 — Pimp [г/см³×м/с], Кп [д. ед.]

Fig. 4. Geosteering model for the Pimp depth cube at a depth of 3950 meters. Prepared by the authors
Track No. 1 — GGKp [g/cm³], W [u.f.], Track No. 2 — RT [Оm×m], Track No. 3 — GR [μR/hr],
Track No. 4 — Pimp [g/cm³×m/s], Kp [u.f.]

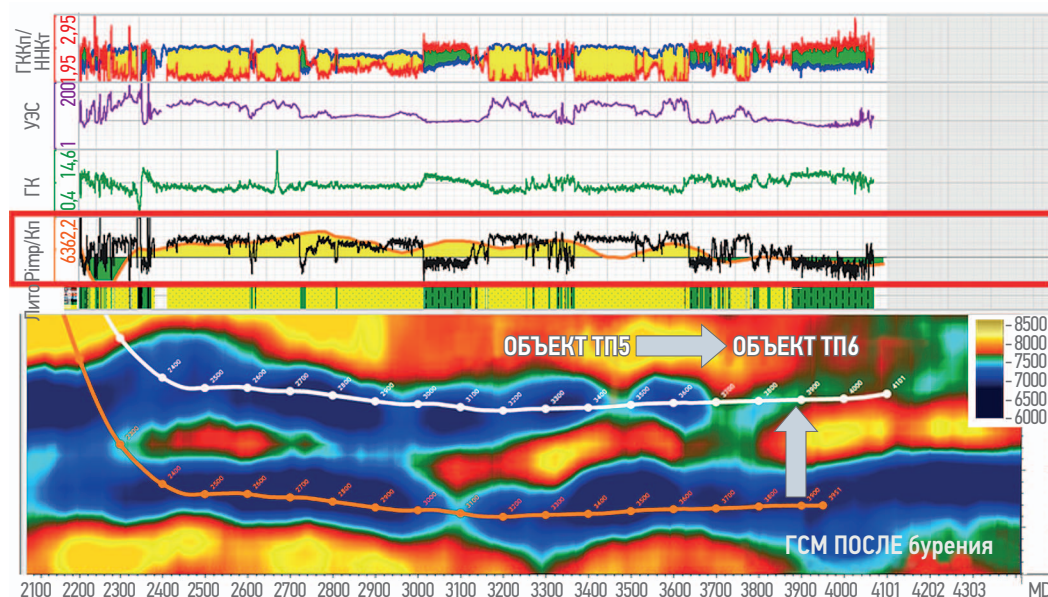


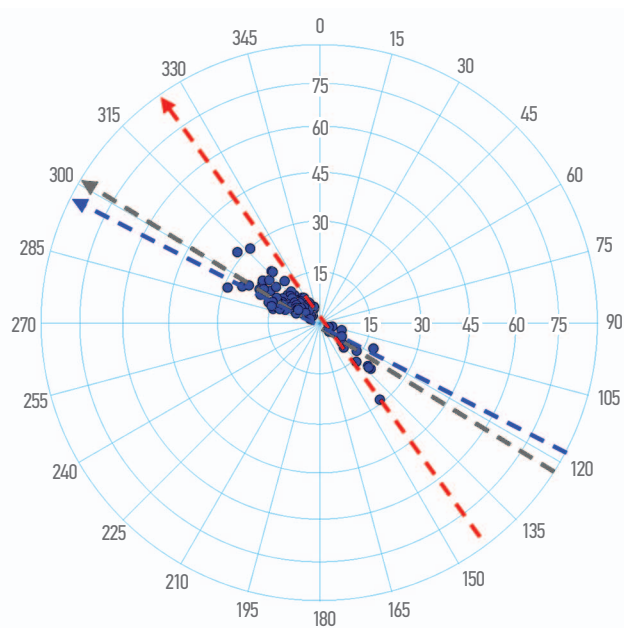
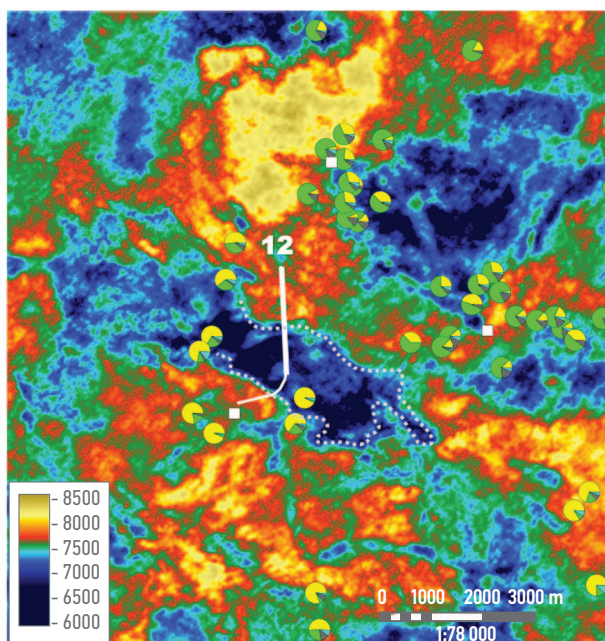
Рис. 5. Модель геонавигации по глубинному кубу Pimp при забое 4101 м. Составлено авторами
Трек № 1 — ГГКп [г/см³], ННКт [д. ед.], Трек № 2 — УЭС [Ом×м], Трек № 3 — ГК [мкР/ч],
Трек № 4 — Pimp [г/см³×м/с], Кп [д. ед.]

Fig. 5. Geosteering model for the Pimp depth cube at a depth of 4101 meters. Prepared by the authors
Track No. 1 — GGKp [g/cm³], W [u.f.], Track No. 2 — RT [Оm×m], Track No. 3 — GR [μR/hr],
Track No. 4 — Pimp [g/cm³×m/s], Kp [u.f.]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учет неопределенностей позиционирования горизонтального ствола по сейсмическим данным выполнен на примере эксплуатационной скважины 88ГС, вскрывающей продуктивные отложения

прибрежно-континентального генезиса. Показаны результаты применения итеративной корреляции данных РИГИС по LWD к сейсмическим данным. Достижение тесной связи коррелируемых данных в процессе бурения позволило определить основное положение траектории горизонтального участка



Условные обозначения:

Доля песчаника



Доля карб. песчаника
Доля углей
Доля глин

Границы перспективных объектов



Кустовая площадка

Модальное направление слоистости по структурным элементам, выделенное по имиджеру плотности

Направление каналов, выделенное по сейсмическим данным в интервале бурения скважины после корректировки TVD-TWT

Направление каналов, выделенное по сейсмическим данным в интервале бурения скважины до корректировки TVD-TWT

Рис. 6. Временной сейсмический срез по кубу Pimp и углы и направления слоистости. Составлено авторами
Fig. 6. Seismic time slice for the Pimp cube and the angles and directions of layering. Prepared by the authors

на сейсмическом разрезе и выполнить дальнейшие корректировки по бурению на основе сейсмических данных. Использование сейсмических данных в процессе сопровождения бурения позволяет перейти от реактивной геонавигации к проактивной. Внедрение

данных решений в производственный процесс геонавигации позволяет оптимизировать проводку скважины, увеличить объем вовлекаемых запасов углеводородов, снизить риски аварийности и недоспуска хвостовика.

Список литературы

1. Chemali R., Bittar V., Hveding F. et al. Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement // Halliburton Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008.
2. Дунаев В.А., Пермяков В.Г., Барях В.А. Хирургически точная геонавигация // Нефть. Газ. Инновации. — 2019. — № 3. С. 44–49.
3. Коробкин В.С. Разработка комплексной методики повышения качества сейсмических изображений на основе компенсации влияния верхней части разреза для условий Восточной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: специальность 25.00.10. — Москва, 2020. — 200 с.
4. Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Мясоедов Д.Н., Нурмухамедов Т.В. Применение количественного контроля качества в процессе обработки данных сейсморазведки // Геофизика. — 2019. — № 1. — С. 55–64.
5. Твердохлебов Д.Н., Коробкин В.С., Даныш Е.А. и др. Возможность подавления кратных волн на основе алгоритмов моделирования в условиях высокоскоростного разреза Сибирской платформы // Геофизика. — 2018. — № 1. — С. 2–14.
6. Шнейерсон М.Б. Современные полевые технологии наземной сейсморазведки // Экспозиция. Нефть. Газ. — 2019. — № 4 (71). С. 39–42. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10032>
7. Казанцев Г.В., Гришневич В.Ф. Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 2. — С. 26–38. EDN: FYOYFM. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-2-26-38>
8. Казанцев Г.В. Результаты комплексного анализа азимутальных данных имиджера плотности и сейсмических данных при геонавигации скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2025. — Том 67, № 3. — С. 128–139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139>. EDN: OSTXRS

References

1. Chemali R., Bittar V., Hveding F. et al. Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement // Halliburton Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008.

2. Dunaev V.A., Permyakov V.G., Baryakh V.A. Surgically Precise Geonavigation. *Oil Gas. Innovations*, 2019, no. 3, pp. 44–49.
3. Korobkin V.S. *Development of an Integrated Methodology for Improving the Quality of Seismic Images Based on Compensation for the Influence of the Upper Part of the Section for Conditions of Eastern Siberia*: Dis. ... Cand. Tech. Sciences: 25.00.10 / Vasily Sergeevich Korobkin. Moscow, 2020. 200 p.
4. Nikulnikov A.Yu., Gorbachev S.V., Myasoedov D.N., Nurmukhamedov T.V. Application of quantitative quality control in the process of processing seismic exploration data. *Geophysics*, 2019, no. 1, pp. 55–64.
5. Tverdokhlebov D.N., Korobkin V.S., Danko E.A. et al. Possibility of Suppressing Multiple Waves Based on Modeling Algorithms in the Conditions of a High-Velocity Section of the Siberian Platform. *Geophysics*, 2018, no. 1, pp. 2–14.
6. Shneerson, M.B. Modern Field Technologies for Land Seismic Exploration / M.B. Shneerson. *Exposure Oil Gas*, 2019, no. 4 (71), pp. 39–42. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10032>
7. Kazantsev G.V., Grishkevich V.F. New possibilities of applying structural interpretation of density image for geonavigation of wells. *Oil and Gas Studies*, 2025, no. 2, pp. 26–38. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-2-26-38>
8. Kazantsev G.V. Results of the integrated analysis of azimuthal density imager data and seismic data for well geosteering. Proceedings of higher educational establishments. *Geology and Exploration*, 2025, vol. 67. No. 3, pp. 128–139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139>. EDN: OSTXRS

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.Ю. Сухачева — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, участвовала в разработке подхода, реализовала внедрение результатов.

Г.В. Казанцев — подготовил текст статьи, участвовал в разработке подхода, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Старостин — оказал экспертную поддержку в области геонавигации скважин, подготовил текст статьи, участвовал в разработке подхода, реализовал внедрение результатов.

Kristina Y. Sukhacheva — developed the article concept, prepared the text, participated in the development of the approach, implemented the results.

Gleb V. Kazancev — prepared the text, participated in the development of the approach and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Aleksey A. Starostin — provided expert support in geosteering of wells, prepared the text, participated in the development of the approach, implemented the results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кристина Юрьевна Сухачева* — эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
625031, Россия, г. Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7, к. 3.
SPIN-код: 2607-4467
e-mail: Kristina.Sukhacheva@novatek.ru

Глеб Владимирович Казанцев — начальник отдела, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Scopus ID: 57203659595
AuthorID: 802491
SPIN-код: 8943-0486

Алексей Алексеевич Старостин — главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Kristina Y. Sukhacheva* — Expert, LLC "NOVATEK STC"
7, bldg. 3, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen, 625031, Russia.
SPIN-code: 2607-4467
e-mail: Kristina.Sukhacheva@novatek.ru

Gleb V. Kazancev — Head of department, LLC "NOVATEK STC"
Scopus ID: 57203659595
AuthorID: 802491
SPIN-code: 8943-0486

Aleksey A. Starostin — Chief specialist, LLC "NOVATEK STC"

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЫВОД ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ ОБВОДНЕННЫХ ВАЛАНЖИНСКИХ СКВАЖИН С АНПД С ПОМОЩЬЮ БЕСКОМПРЕССОРНОГО ГАЗЛИФТА ОТ АЧИМОВСКОЙ СКВАЖИНЫ

© Коллектив авторов,
2026



Д.Ю. Соловьев^{1,*}, А.Р. Платонов², А.А. Мингазов²

¹ООО «НОВАТЭК НТЦ», РФ, Тюмень

²АО «АРКТИКГАЗ», РФ, Новый Уренгой

Электронный адрес: Daniil.Soloviev@novatek.ru

Введение. Доизвлечение остаточных запасов из валанжинских отложений на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений является сложной задачей, требующей применения нетривиальных и эффективных подходов и решений. Количество обводненных скважин с низким пластовым давлением на одном из газоконденсатных месторождений в ЯНАО постоянно растет, что увеличивает нарастающий фонд бездействующих скважин. На сегодняшний день в простое или бездействии по обводнению, числится более 40 % от общего количества добывающих скважин. При выводе скважин из бездействия недропользователь сталкивается с осложнениями, которые, как правило, связаны с ухудшением характеристик притока из пласта и несовершенством существующих методов освоения скважин в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД). Это обуславливает низкий процент успешности таких операций (27 %). В то же время наличие достаточно больших остаточных извлекаемых запасов у скважин бездействующего фонда обуславливает актуальность и необходимость повышения эффективности мероприятий по выводу скважин из бездействия.

Цель. С целью повышения эффективности вывода скважин из бездействия авторами был разработан и апробирован подход по запуску в работу простаивающих валанжинских скважин методом бескомпрессорного газлифта от ачимовской скважины-донора. При этом исследование работоспособности подхода и проверка его эффективности на цифровых двойниках и реальных скважинах являлись основными задачами данной работы.

Материалы и методы. Выбор бескомпрессорного газлифта в качестве метода освоения основан на расположении высоконапорных ачимовских скважин соседнего месторождения в непосредственной близости от бездействующих скважин исследуемого месторождения в ЯНАО. Для подтверждения возможности использования предложенной технологии вывода скважин из бездействия применен подход по оценке эффективности с применением динамического моделирования неустановившихся потоков.

Результаты. После успешного апробирования на первой скважине предлагаемый подход и схема освоения были реализованы еще на 4 скважинах, находящихся в бездействии. В результате на второй скважине также получен положительный результат, но на следующих трех скважинах получен отрицательный результат по геологическим причинам (обильный водоприток и сниженные фильтрационно-емкостные свойства).

Заключение. Полученные результаты подтверждают работоспособность предложенной схемы вывода из бездействия с оценкой эффективности посредством разработанного подхода с динамическим моделированием.

Ключевые слова: бездействие, освоение, аномально низкое пластовое давление (АНПД), обводнение газоконденсатных скважин, бескомпрессорный газлифт, ачимовская скважина, динамическое моделирование, сниженные ФЕС

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Соловьев Д.Ю., Платонов А.Р., Мингазов А.А. Вывод из бездействия обводненных валанжинских скважин с АНПД с помощью бескомпрессорного газлифта от ачимовской скважины. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):101–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-101-111>

Статья поступила в редакцию 23.03.2026

Принята к публикации 11.04.2026

Опубликована 30.06.2026

CLEANUP OF LIQUID LOADED VALANGINIAN WELLS WITH ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE BY A NONCOMPRESSOR GAS LIFT FROM THE ACHIMOV WELL

Daniil Yu. Soloviev^{1,*}, Anton R. Platonov², Azat A. Mingazov²

¹LLC "NOVATEK STC", RF, Tyumen

²Joint Stock Company "Arctic Gas Company", RF, Novy Urengoy

E-mail: Daniil.Soloviev@novatek.ru

Introduction. Recovering remaining reserves in Valanginian formations at late stages of gas condensate field development is a complex task requiring innovative and effective approaches and solutions. The number of flooded wells with low reservoir pressure at the gas condensate field in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

is constantly increasing, resulting in a growing pool of idled wells. Currently, over 40 % of the total number of producing wells are idle or inactive due to water cuts. When reactivating wells, well owner face complications typically related to declining reservoir flow characteristics and the imperfections of existing well cleanup methods under abnormally low reservoir pressure (ALRP). This results in a low success rate for such operations (27 %). At the same time, the presence of significant residual recoverable reserves in the idled well necessitates the improving the effectiveness of well cleanup efforts.

Aim. To improve the efficiency of well reactivation, the authors developed and tested an approach to restarting idled Valanginian wells using direct (noncompressor) gas lift from the Achimov donor well. The primary objectives of this study were to investigate the feasibility of this approach and validate its effectiveness on digital twins and real wells.

Materials and methods. The choice of noncompressor gas lift as a cleanup method was based on the near location of the high-pressure Achimov wells to the inactive wells of the studied field. To validate the feasibility of the proposed well reactivation technology, a performance assessment approach using dynamic flow transient modeling was applied.

Results. Following successful testing at the first well, the proposed approach and mentioned cleanup plan were implemented at four additional inactive wells. While the second well also yielded positive results, the next three wells failed due to geological issues (excessive water influx and reduced reservoir properties).

Conclusion. The obtained results confirm the viability of the proposed cleanup method with an efficiency assessment using the developed dynamic modeling approach.

Keywords: idle, cleanup, abnormally low reservoir pressure (ALRP), flooding of gas condensate wells, noncompressor gas lift, Achimov well, dynamic modeling, reduced reservoir properties

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Solovov D.Yu., Platonov A.R., Mingazov A.A. Cleanup of liquid loaded Valanginian wells with abnormally low formation pressure by a noncompressor gas lift from the Achimov well. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):101–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-101-111>

Manuscript received 23.03.2026

Accepted 11.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в данной работе являются скважины, эксплуатирующие валанжинские объекты одного из нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в ЯНАО, которое находится на поздней стадии разработки. В период падающей добычи наблюдается увеличение объемов поступления

10–740 см³/м³. Большинство скважин данного месторождения являются наклонно-направленными с горизонтальным окончанием, конструкция скважин представлена эксплуатационной колонной 178 мм с фильтром-хвостовиком 114 мм и эксплуатационным лифтом насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73, 89, 114 мм.

На текущий момент на ряде обводненных скважин подается поверхностно-активное вещество (ПАВ) и был внедрен непрерывный гибкий лифт (НГЛ) для обеспечения условий выноса жидкости и поддержания стабильного фонтанирования. Количество обводненных скважин на НГКМ постоянно увеличивается, что представляет собой нарастающий фонд бездействующих скважин. На сегодняшний день в простое или бездействии по обводнению числится более 40 % от общего количества добывающих скважин.

Для вывода скважин из бездействия за время эксплуатации месторождения применялись различные методы освоения:

- с помощью продувок на горизонтальную факельную установку (ГФУ) и ПАВ;
- с помощью азотирования;
- с помощью струйного насоса;
- с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Анализ фактического опыта по выводу скважин из бездействия показывает невысокую успешность данных мероприятий — 27 % (рис. 1). Важно отметить, что для трети

С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫВОДА СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ РАЗРАБОТАН И АПРОБИРОВАН ПОДХОД ПО ЗАПУСКУ В РАБОТУ ПРОСТАИВАЮЩИХ ВАЛАНЖИНСКИХ СКВАЖИН МЕТОДОМ БЕСКОМПРЕССОРНОГО ГАЗЛИФТА ОТ АЧИМОВСКОЙ СКВАЖИНЫ-ДОНОРА.

пластовой жидкости на фоне сокращения энергетического потенциала залежи, что сопровождается снижением скорости потока и скоплением жидкости на забое. В результате этого возникает проблема устойчивости фонтанирования скважин в условиях сниженных скоростей потока и нарушения условий выноса жидкости на поверхность. Разработка НГКМ осложнена наличием зон с аномально низким пластовым давлением, которое составляет 18–50 % от начального. Обводненность продукции в разных скважинах меняется в широком диапазоне, водогазовый фактор (ВГФ) находится в диапазоне

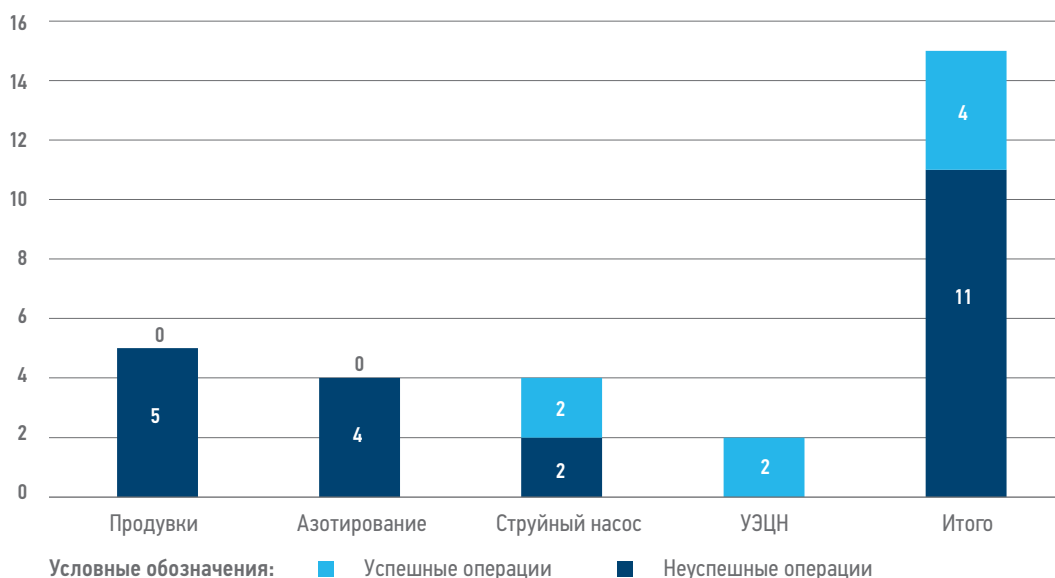


Рис. 1. Результаты мероприятий по выводу скважин из бездействия. Составлено авторами
Fig. 1. Results of well reactivation activities. Prepared by the authors

скважин бездействующего фонда характерно глубокое истощение пластовой энергии (коэффициент аномальности пластового давления (K_a) менее 0,45 д. ед.), высокая обводненность добываемой продукции, сниженные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта либо аварийное состояние ствола скважин. Каждый из этих факторов, а нередко и их совокупность не позволяют обеспечить стабильное фонтанирование и негативно влияют на успешность возврата скважин в добычу. На двух скважинах, где освоение выполнялось с помощью УЭЦН, был получен приток нецелевого флюида из пласта (вода вместо газа). Вследствие этого успешность данных мероприятий можно назвать условной, т.к. получен положительный технологический результат и отрицательный геологический.

ЦЕЛЬ

Поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии имеет немаловажное значение для обеспечения проектного уровня добычи газа и газового конденсата.

Поэтому для повышения эффективности вывода скважин из бездействия был применен подход по обоснованию оптимального метода возврата в добычу простаивающих валанжинских скважин НГКМ. В данном подходе исследовалась эффективность освоения и вывода на режим таких скважин за счет использования газлифтного газа ачимовской скважины-донора соседнего месторождения.

Целью данного исследования является анализ эффективности и апробирование предложенного подхода в условиях АНПД ($K_a < 0,45$ д. ед.) и значительной обводненности скважин НГКМ. Помимо этого, в данном подходе разработаны критерии применимости для получения максимального эффекта от мероприятий.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Выбор бескомпрессорного газлифта в качестве метода освоения основан на расположении высоконапорных ачимовских скважин соседнего месторождения в непосредственной близости от бездействующих скважин НГКМ. Расстояние между кустами скважин варьируется в диапазоне 400–1000 м, что дает возможность обвязать устья скважины-донора с затрубным пространством скважины-акцептора.

Технология освоения бескомпрессорным газлифтом от скважины-донора выглядит следующим образом (рис. 2):

- 1) выбирается скважина акцептор и донор на соседних кустах;
- 2) производится обвязка трубного пространства скважины-донора с затрубным пространством скважины-акцептора;
- 3) одновременно с запуском на ГФУ осуществляется подача донорского газа в затрубное пространство скважины-акцептора для освоения;
- 4) происходит замещение скоплений жидкости в стволе скважины-акцептора донорским газом для создания депрессии на пласт и вызова притока;

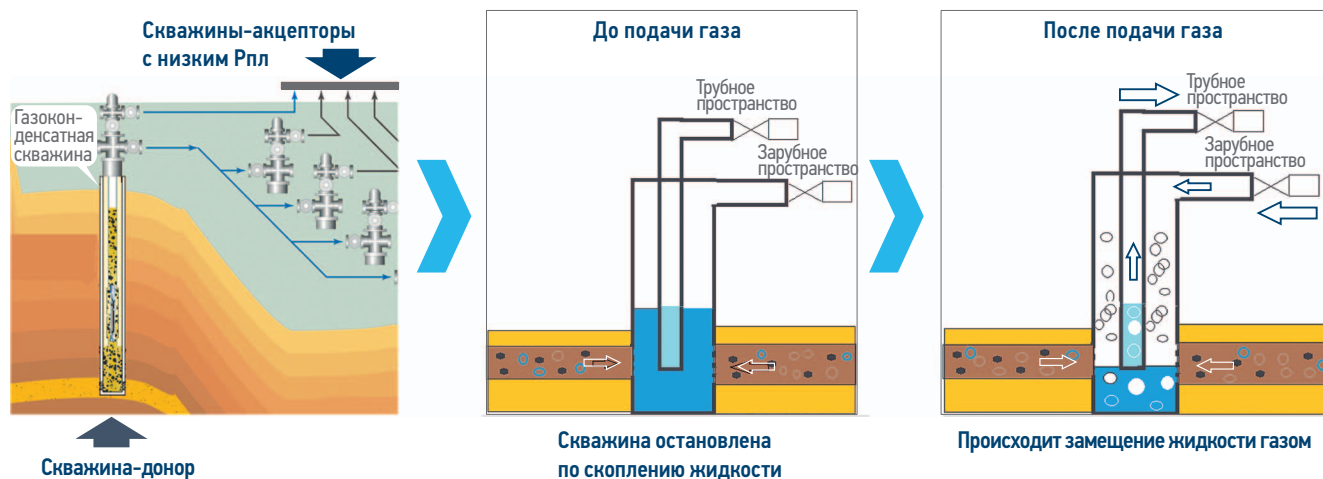


Рис. 2. Технология освоения бескомпрессорным газлифтом от скважины-донора. Составлено авторами
Fig. 2. Cleanup technology by noncompressor gas lift from a donor well. Prepared by the authors

- 5) за счет бескомпрессорного газлифта выполняется освоение и вывод скважины-акцептора на режим при отработке на ГФУ;
- 6) после стабилизации параметров работы скважины-акцептора на ГФУ производится постепенное снижение подачи донорского газа вплоть до 0;
- 7) после стабилизации параметров работы скважины-акцептора на ГФУ без подачи донорского газа скважина переводится в шлейф.

Подбирая технологию вывода скважины из бездействия, необходимо учитывать динамический процесс освоения скважины, постепенного замещения статичного столба жидкости в стволе на более легкий флюид (в данном случае природный газ со скважины-донора). В процессе замещения будет происходить снижение противодействия на пласт и возникать депрессия, что является условием вызова притока из пласта. Определить эти условия — сложнейшая задача, которая наиболее эффективно решается в динамических симуляторах многофазных потоков на базе детально построенной модели скважины.

В динамических моделях процесс освоения скважины определяется тремя основными факторами:

- интенсивностью замещения жидкости в стволе скважины;
- величиной и продолжительностью создаваемой депрессии на пласт;
- интенсивностью и составом притока флюида из пласта при создании депрессии, характеризующейся степенью выноса жидкости из интервала притока газа и характером притока из пласта.

При газлифтом способе освоения с помощью донора ключевыми параметрами,

которые повлияют на конечный результат, являются максимальное давление закачки донорского газа, свойства и расход донорского газа. Следует определить и способность скважины-акцептора самостоятельно фонтанировать после отключения донора с учетом явления самозадавливания скважины, а также оценить ожидаемую производительность скважины после запуска из бездействия. Основная задача при этом состоит в том, чтобы, с одной стороны, обеспечить такой расход и давление донорского газа, при котором произойдет замещение жидкости в стволе с прорывом газа из затрубного в трубное пространство, а с другой стороны — исключить возможность передавливания пласта акцептора ввиду anomalно низкого пластового давления.

Для решения данной задачи и подтверждения возможности использования предложенной технологии вывода скважин из бездействия применен подход по оценке эффективности с применением динамического моделирования неустановившихся потоков.

ДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

На первом этапе выполнено детальное построение модели скважины, а также настройка на исторический режим работы до остановки и ранее выполненные попытки освоения. Предварительно перед освоением в бездействующую валанжинскую скважину НГКМ был спущен глубинный термоманометр для исследования пластового давления, уровня жидкости и характера флюида в стволе скважины (рис. 3).

Таким образом, благодаря настройке модели и проведенному замеру в скважине

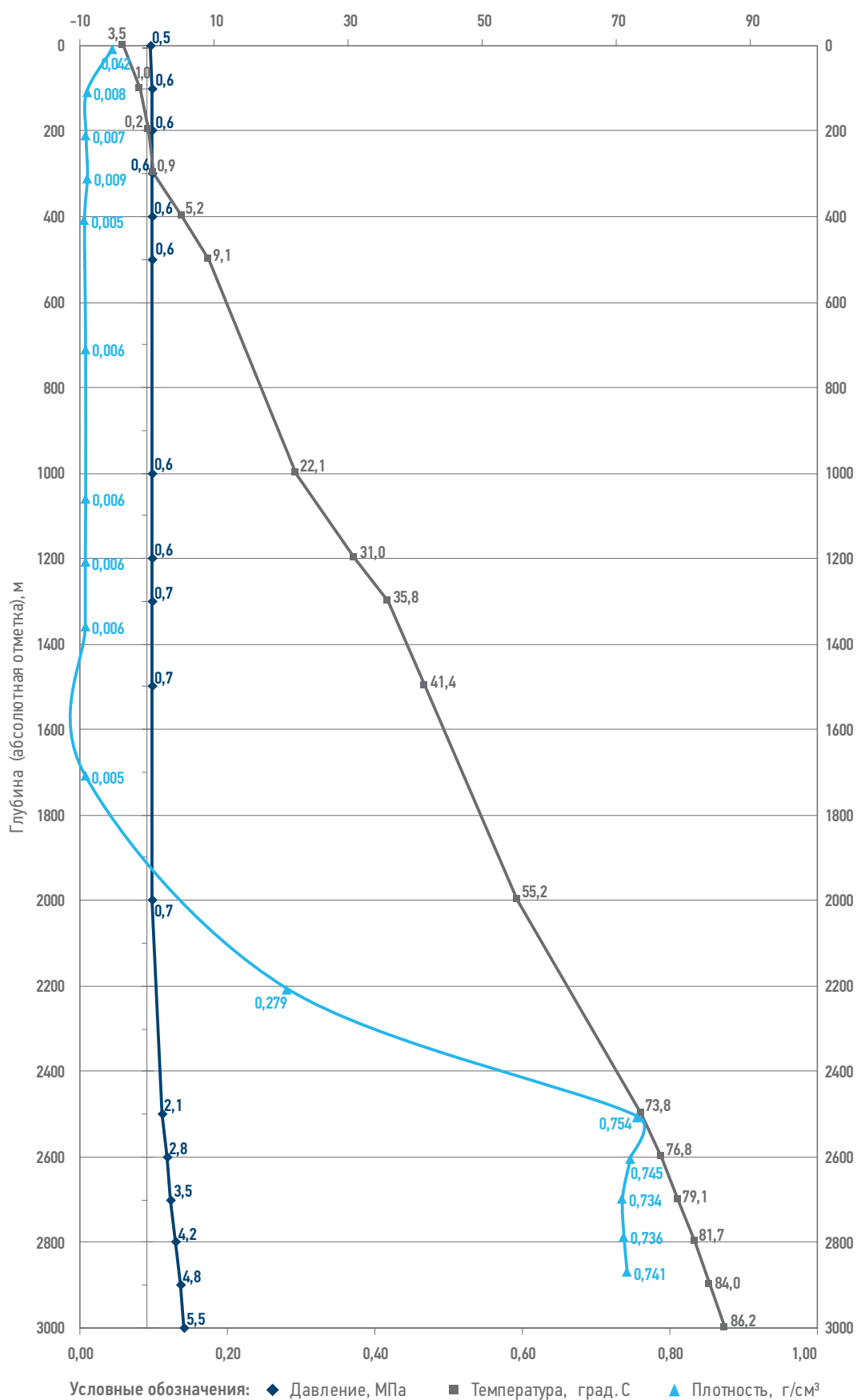


Рис. 3. Замер распределения давлению и температуры по стволу остановленной скважины до освоения.
Составлено авторами

Fig. 3. The pressure and temperature profile in the shut-in well. Prepared by the authors

Таблица 1. Параметры по скважине донору и акцептору. Составлено авторами
Table 1. Well data of donor and acceptor. Prepared by the authors

Скважина	Текущее состояние	Пластовое давление, бар	Трубное давление, бар	Затрубное давление, бар	Устьевая температура, °С	ВГФ, см³/м³	КГФ, см³/м³
Донор	Работа	382,1	145,2	198	64,2	240	318
Акцептор	Простой	72,5	5,3	–	–	136*	133

Примечание: * запусное значение ВГФ по результатам настройки модели.

определены параметры пласта и притока: пластовое давление, продуктивность по газу, водогазовое соотношение (ВГФ). Данные параметры (табл. 1) необходимы для определения эффективности освоения с помощью газлифта посредством динамического моделирования на втором этапе.

Важно отметить, что выбор ачимовской скважины в качестве донора также обусловлен наличием высокого устьевого давления, которое превышает затрубное и пластовое давление скважины-акцептора (табл. 1). Это необходимо, чтобы при освоении величины избыточного давления донорского газа было достаточно, чтобы вытеснить и заместить столб жидкости, находящийся в стволе скважины-акцептора.

Поскольку в продукции ачимовской скважины соседнего месторождения, которая рассматривается в качестве донора, присутствует значительное количество воды и конденсата (ВГФ — 240 см³/м³, КГФ — 318 см³/м³), важно оценить влияние данного фактора на успешность освоения. Эту задачу также позволяет решить динамическое моделирование. Для этой цели в динамическом симуляторе была создана композиционная модель связки скважин донора и акцептора с учетом различных физических свойств (плотность, вязкость и т.д.) и компонентного состава газа для скважин донора и акцептора. Далее проведен расчет освоения с помощью бескомпрессорного газлифта.

На втором этапе по результатам расчетов получено, что при подаче от донора газожидкостной смеси в затрубное пространство скважины-акцептора освоить скважину не удастся. Это связано с поступлением в затруб акцептора большого количества воды (9–18 м³/сут) и нестабильного конденсата (16–25 м³/сут) вместе с подаваемым донорским газом. Это приводит к поглощению в пласт скважины-акцептора с низким пластовым давлением (72,5 бара), подаваемого в скважину потока газа, конденсата и воды, т.е. скважина «подглушивается». Следовательно, по результатам расчетов определено, что такой способ отбора и подачи донорского газа в скважину-акцептор недопустим.

Поэтому было принято решение использовать передвижной комплекс для исследования и освоения скважин (ПКДС) с полнопоточным трехфазным сепаратором для очистки донорского газа от механических примесей и жидкости. Это позволило подать в скважину-акцептор газ сепарации после отделения воды и конденсата в заданных условиях. Предлагаемая схема бескомпрессорного газлифта для освоения с ПКДС приведена на рис. 4. Дополнительно был проведен расчет освоения с учетом сепарации газожидкостного потока от скважины-донора. При такой схеме (рис. 4) отсепарированный газ разделяется на 2 потока, один из которых направляются в шлейф, а второй — в затрубное пространство скважины-акцептора. Отделившаяся жидкость разделяется в трехфазном сепараторе на воду и нестабильный конденсат. Вода утилизируется на ГФУ, а конденсат набирается в отдельную емкость и перекачивается в шлейф для транспортировки на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

На третьем этапе по результатам расчетов определено, что скважина-акцептор осваивается и выходит на режим при закачке газа сепарации по представленной схеме. Определен расход донорского газа для освоения, который должен быть не менее 1000–2000 м³/ч. В начале освоения требуется повышенный расход (2000 м³/ч) для быстрого замещения жидкости в стволе на газ и вызова притока, в дальнейшем при выводе на режим требуется понизить расход до 1000–1500 м³/сут, чтобы минимизировать потери давления на трение в стволе и увеличить депрессию на пласт. Требуемое максимальное давление донорского газа для освоения составляет 54 бара. По результатам расчетов при отборе донорского газа и его подаче с расходом 1500 м³/ч по линии обвязки с температурой окружающей среды минус 35 °С определено, что унос жидкости вместе с донорским газом минимальный: по воде 0 м³/сут, по стабильному конденсату 0,5 м³/сут. Также при расчетах отмечаются низкие устьевые температуры для условий температуры окружающей среды минус 35 °С,

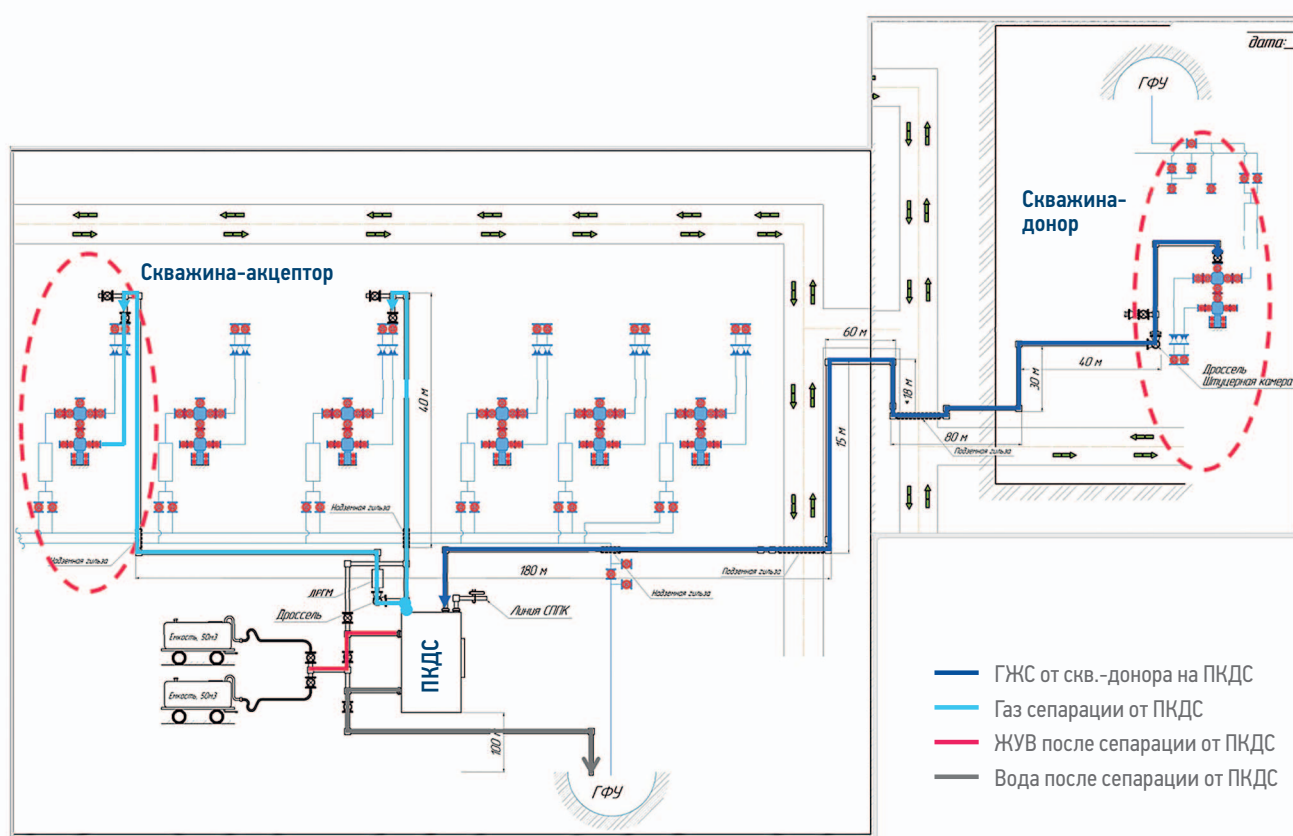


Рис. 4. Принципиальная схема бескомпрессорного газлифта для освоения с ПКДС. Составлено авторами
Fig. 4. Schematic diagram of a noncompressor gas lift for cleanup with separator. Prepared by the authors

необходимо предусмотреть антигидратные мероприятия как в самой линии обвязки, так и в скважине-акцепторе.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Описанная технология вывода скважин из простоя была апробирована на связке скважин донор–реципиент, по которым проводились динамические расчеты на моделях скважин.

Как и в представленной схеме (рис. 4), для освоения скважины в качестве донора использовали ачимовскую скважину соседнего месторождения. Подача газа от донора велась в затрубное пространство акцептора через сепаратор ПКДС. Дополнительно для улучшения условий выноса жидкости из скважины и исключения риска гидратообразования в затрубное пространство вместе с донорским газом подавались жидкое ПАВ и ингибитор гидратообразования (ВМР). Освоение скважины проходило довольно быстро, вызов притока занял порядка 8 ч, вывод на режим осуществлялся более длительное время (порядка 36 ч). Это объясняется наличием скоплений пластовой воды в призабойной зоне пласта в результате длительного

простоя после остановки по обводнению. С этим связано наличие повышенного ВГФ, $>130 \text{ см}^3/\text{м}^3$, в начальный период после запуска скважины. Тем не менее конечный результат освоения — положительный, скважина выведена из бездействия и запущена в шлейф.

Также важно отметить хорошую сходимость результатов модельных расчетов с фактическими параметрами освоения скважины, что подтверждает эффективность предложенного подхода при выборе метода возврата в добычу простаивающих валанжинских скважин НГКМ. Сравнение полученных величин трубного и затрубного давлений представлено на рис. 5.

Разработанный подход позволяет с высокой точностью определить динамику и величину основных наиболее важных параметров работы скважин при освоении, а именно максимальное давление закачки величину потребного расхода донорского газа, динамику устьевых температур, депрессий на пласт и др. А представленная схема освоения газлифтным бескомпрессорным способом обеспечивает вызов притока и вывод на режим скважин после длительного простоя с возможностью регулирования расхода подаваемого газа сепарации от скважины-донора.

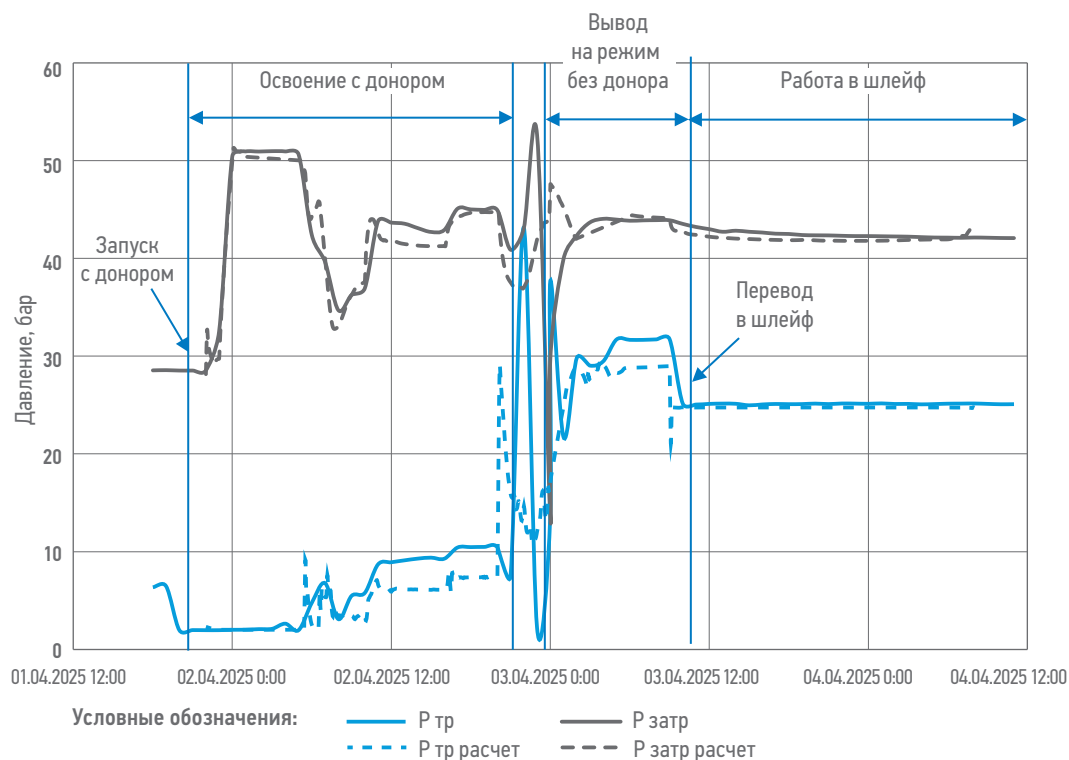


Рис. 5. Сравнение расчетных и фактических устьевых давлений при выводе скважины из бездействия с помощью донора. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of calculated and measured wellhead pressures during cleanup. Prepared by the authors

К преимуществам данной технологии вывода из бездействия относится:

- 1) система обеспечивает необходимые расходы и давления донорского газа, а также гибкость изменения этих параметров для успешного освоения;
- 2) отсепарированная вода утилизируется на кусту и не попадает в шлейф;
- 3) постоянный контроль параметров;
- 4) все работы выполняются силами подрядной организации с ПКДС под ключ.

Недостатки данного метода:

- 1) для отделения жидкости от газа необходимо привлечение звена ПКДС с сепаратором;
- 2) большие габариты ПКДС, требующие подготовки соответствующей площадки на кусту скважин;
- 3) кратковременное решение, используемое только на период освоения;
- 4) высокие операционные расходы на услуги подрядной организации с ПКДС;
- 5) высокие риски гидратообразования, требуется проведение антигидратных мероприятий при освоении.

Основной недостаток — кратковременность решения, т.к. оно неспособно обеспечить поддержание постоянного режима работы скважины после вывода из бездействия в случае невозможности самостоятельного фонтанирования без донора.

Это связано с использованием временной обвязки донора и акцептора, а также высокой стоимостью привлечения звена ПКДС на постоянной основе для целей сепарации донорского газа.

После успешного апробирования на первой скважине предлагаемый подход и схема освоения были реализованы еще на 4 скважинах, находящихся в бездействии. В результате на второй скважине также получен положительный результат: скважина освоена, выведена на режим и запущена в эксплуатацию. Но на следующих трех скважинах получен отрицательный результат. После вывода на стабильный режим работы этих скважин на ГФУ с помощью донора при дальнейшем прекращении подачи донорского газа скважины самозадавливались и не могли стабильно фонтанировать даже с учетом подачи ПАВ. Основной причиной являются обильный водоприток и сниженные ФЕС пласта в результате длительного простоя по обводнению (табл. 2).

Причина низкой успешности мероприятий по выводу из бездействия скважин № 3–5 имеет комплексный характер:

- 1) АНПД 0,2–0,22 д. ед.;
- 2) критическое обводнение призабойной зоны пласта (ПЗП) (запускной ВГФ > 1000 см³/м³) и в результате этого ухудшение фильтрационно-емкостных свойств;

Таблица 2. Результаты освоения 5 скважин по предложенному подходу и схеме. Составлено авторами
Table 2. Cleanup results of 5 wells by noncompressor gas lift. Prepared by the authors

Скв.	Длительность простоя, сут	Коэффициент аномальности пластового давления, д. ед.	ВГФ, см ³ /м ³	Результат освоения	Результат вывода на режим	Отклонение расчетного и замеренного дебита, %	Отклонение расчетного и замеренного забойного давления, %
1	870	0,23	61	✓	✓	+90	−9
2	256	0,21	136	✓	✓	+33	−2
3	1037	0,20	1200	✓	✗	−84	−18
4	2526	0,63	1000	✓	✗	−88	34
5	1074	0,22	1500–3000	✓	✗	−62	−70

3) ограничение по продолжительности использования бескомпрессорного газлифта с ПКДС для вывода на режим.

Длительный простой (более 6 месяцев) без периодических запусков часто приводит к невосстановимой потере 20–50 % дебита за счет формирования водных блокад в ПЗП [1].

Фильтрационные исследования на керне показали:

- при увеличении водонасыщенности ($S_w > 20\text{--}30\%$) резко снижается фазовая проницаемость для газа (рис. 6) [2];

- вода блокирует мелкие поры, сокращая пути фильтрации газа и образуя водную блокаду (рис. 7);
- при обводнении и последующем осушении пласта ОФП по газу не восстанавливается полностью из-за капиллярного удержания воды (рис. 6). Проявляется явление гистерезиса, так как пути кривых различаются при увеличении и уменьшении насыщенности;
- в призабойной зоне при контакте с водой происходит набухание глиносодержащей породы.

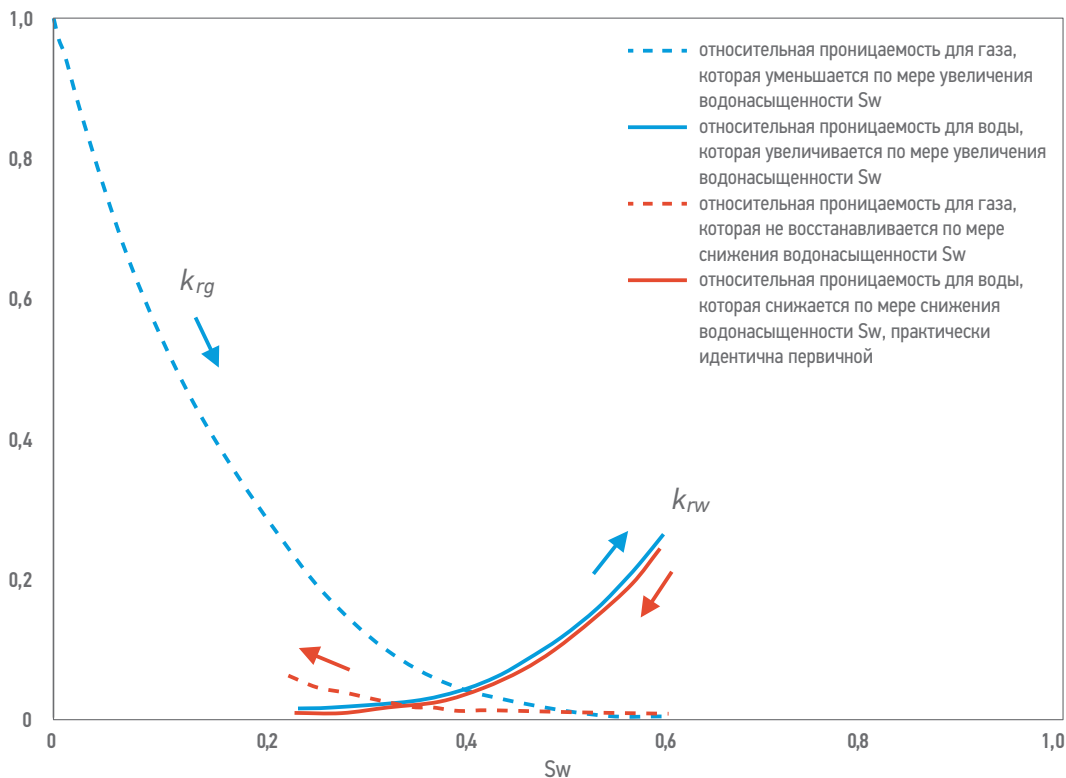


Рис. 6. Влияние на ОФП обводнения газовых скважин [3]
Fig. 6. Gas/water relative permeabilities [3]

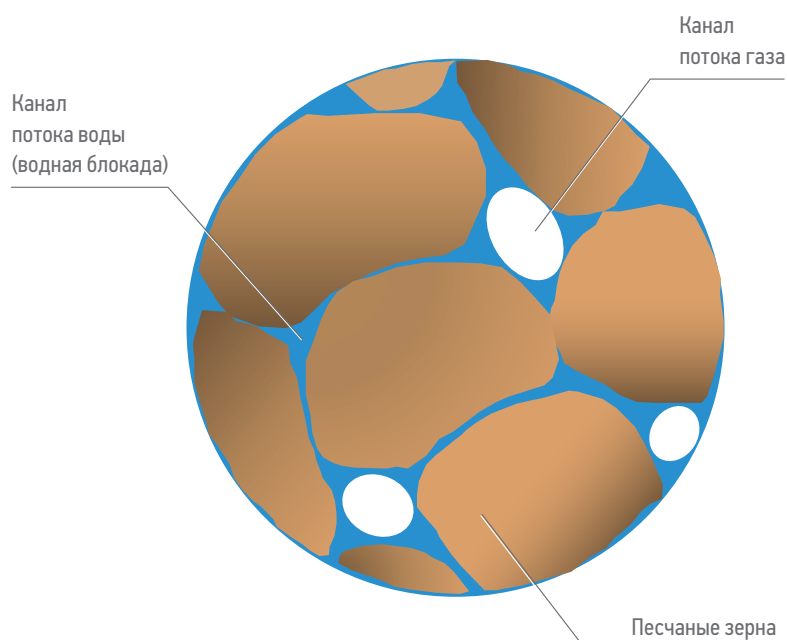


Рис. 7. Механизм закупоривания пор коллектора водой — водная блокада.
Составлено авторами

Fig. 7. The mechanism of formation of water blockade. Prepared by the authors

В результате влияния этих факторов запускная продуктивность значительно ниже останочной, а ВГФ — выше. Это существенно затрудняет и замедляет вывод скважины на режим стандартными методами вызова притока, в том числе с помощью донора. Поэтому для преодоления водной блокады и восстановления фазовой проницаемости по газу на таких скважинах необходимо [4]:

- обеспечить длительный отбор жидкости из продуктивного горизонта, что в условиях АНПД затруднительно. Наиболее оптимальным вариантом является вариант организации постоянного газлифта с ПАВ;
- использовать химические методы удаления водной блокады (осушка и гидрофобизация ПЗП).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье представлен подход по выводу газоконденсатных скважин из бездействия, который был успешно опробован

на валанжинских скважинах НГКМ, простаивающих по обводнению. Особенностью предложенного подхода является использование динамического моделирования неустановившихся процессов в стволе скважин при освоении для оценки оптимальных рабочих параметров и эффективности операции. Предложенная схема вывода из бездействия предполагает использование расположенной рядом ачимовской скважины соседнего месторождения в качестве донора при освоении. При этом для эффективного бескомпрессорного газлифта необходимо разделять в сепараторе продукцию донора на жидкость и высоконапорный газ сепарации и подавать его в затрубное пространство выводимой из бездействия скважины.

В работе представлены основные результаты опробования предложенного подхода и метода освоения на реальных валанжинских скважинах, находящихся в бездействии. Полученные результаты подтверждают работоспособность разработанного подхода с динамическим моделированием, который позволяет учесть имеющиеся технологические особенности и ограничения метода освоения с помощью донора, а также оценить влияние геологических неопределенностей в ФЕС скважин — кандидатов на успешность вывода из бездействия. Ключевым геологическим показателем эффективности вывода из бездействия рассмотренных скважин являются ФЕС (фазовая проницаемость, насыщенность и т.д.) призабойной зоны пласта, которые существенно ухудшаются в период длительного простоя в результате образования водной блокады в ПЗП, как было выявлено на скважинах 3, 4, 5. Для преодоления водной блокады и восстановления фазовой проницаемости по газу на таких скважинах необходимо:

- обеспечить длительный отбор жидкости из продуктивного горизонта, что в условиях АНПД затруднительно. Наиболее оптимальным является вариант организации постоянного газлифта с ПАВ;
- использовать химические методы удаления водной блокады (осушка и гидрофобизация ПЗП).

Список литературы

1. Шестерикова Р.Е. Влияние геолого-физических и технологических условий на дебит газовых скважин // Наука через призму времени. — 2018. — № 12 (21).
2. Рассохин С.Г. Исследование относительных фазовых проницаемостей пористых сред при различной смачиваемости // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». — 2010. — № 1. — С. 157–166.
3. Fatemi S.M., Sohrabi M. Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018. — № 161. — Pp. 559–581.
4. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Малинин А.В., Ленченкова Л.Е., Турянов А.Р., Давиденко И.С. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2022. — Т. 333, № 2. — С. 26–37.2.

References

1. Shesterikova R.E. The influence of geological, physical and technological conditions on the flow rate of gas wells. *Science through the prism of time*. 2018, no. 12 (21). (In Russ.)
2. Rassokhin S.G. Study of relative phase permeabilities of porous medium with different wettability. *Scientific and technical collection «News of Gas Science»*. 2010, no. 1, pp. 157–166. (In Russ.)
3. Fatemi S. M., Sohrabi M. Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018, no. 161, pp. 559–581.
4. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmullin A.R., Malinin A.V., Lenchenkova L.E., Turiyanov A.R., Davidenko I.S. Reducing the negative impact of workover fluids on Sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022, vol. 333, no. 2, pp. 26–37. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.Ю. Соловьев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил динамическое моделирование, участвовал в планировании и проведении ОПР, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Р. Платонов — выполнил подбор скважин-кандидатов для реализации результатов динамического моделирования в рамках ОПР, принимал активное участие в организации и координации полевых работ по выводу скважин из бездействия предложенным методом, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Мингазов — оказал экспертную поддержку при формировании идеи статьи, принял активное участие в проработке технических решений, организации и координации полевых работ по выводу скважин из бездействия предложенным методом.

Daniil Yu. Solovlev — developed the article concept, prepared the text, performed dynamic modeling, participated in planning and conducting of field pilot project, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anton R. Platonov — selected candidate wells for the implementation of the results of dynamic modeling in the framework of the field pilot project, took an active part in the organization and coordination of field work to cleanup wells of inactivity using the proposed method, approved the final version of the article.

Azat A. Mingazov — provided expert support in developing the concept for this article, took an active part in developing technical solutions, organizing, and coordinating field work to bring wells back from inactivity using the proposed method.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Даниил Юрьевич Соловьев* — эксперт отдела внутрискважинных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ» 625031, Россия, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7, к. 3.
e-mail: Daniil.Soloviev@novatek.ru
Scopus ID: 57220030363
SPIN-код: 4702-7585

Антон Романович Платонов — заместитель начальника отдела разработки, АО «Арктическая газовая компания»

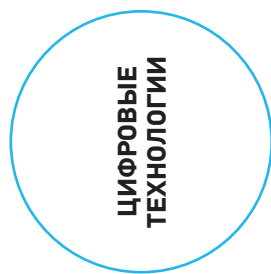
Азат Анварович Мингазов — заместитель главного геолога по разработке месторождений, АО «Арктическая газовая компания»

Daniil Yu. Solovlev* — Expert of well intervention, LLC “NOVATEK STC” 7, bldg. 3, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen, 625031, Russia.
Scopus ID: 57220030363
e-mail: Daniil.Soloviev@novatek.ru
SPIN-code: 4702-7585

Anton R. Platonov — Deputy head of development department, Joint Stock Company “Arctic Gas Company”

Azat A. Mingazov — Deputy chief geologist for field development, Joint Stock Company “Arctic Gas Company”

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2026



УДК 532.5:004.94
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-112-120>

КАК СЧИТАТЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ БЫСТРЕЕ БЕЗ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА «ЖЕЛЕЗО»: КОМПЛЕКС АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В SIMBOOST

С.В. Кайгородов^{1,*}, А.М. Шарипов², А.П. Рощектаев¹, М.Ф. Фазлытдинов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, РФ

²Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, РФ

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Ускорение гидродинамических расчётов необходимо для снижения неопределённости и повышения качества принимаемых инвестиционных решений по разработке месторождений.

Цель. Изучение возможности ускорения расчетов гидродинамических моделей (ГДМ) без увеличения расчетных мощностей, за счет корректировки параметров сходимости и свойств модели (сглаживание свойств на основе фильтров определения выбросов, «дополнительный» апскейлинг-свойств).

Материалы и методы. Разработан программный комплекс SimBoost, который включает различные подходы уменьшения времени расчета и контроля погрешности. Проведена его апробация на ГДМ компании, с проверкой каждого метода в отдельности и также в комплексе с другими методами.

Результаты. Показано, что величина ускорения зависит от способа расчета погрешности и свойств модели. Средняя величина ускорения за счет корректировки параметров сходимости в случае анализа погрешности по суммарному дебиту и среднему давлению в модели — 30 %, а в случае анализа погрешности по дебиту и забойному давлению в каждой скважине — 16 %. Также можно увеличить ускорение, если дополнительно провести корректировку свойств модели (сглаживание выбросов и апскейлинг).

Заключение. В программном обеспечении SimBoost реализованы алгоритмы подбора параметров сходимости и корректировки свойств модели. Перспективным видится объединение различных способов ускорения для достижения наилучшего результата. Поэтому планируется развивать SimBoost как комплексное решение, позволяющее выстроить процесс ускорения из различных методов.

Ключевые слова: ускорение ГДМ расчетов, параметры сходимости, апскейлинг, численное решение, итерационные методы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кайгородов С.В., Шарипов А.М., Рощектаев А.П., Фазлытдинов М.Ф. Как считать гидродинамические модели быстрее без дополнительных затрат на «железо»: комплекс аналитических методов в SimBoost. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):112–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-112-120>

Статья поступила в редакцию 06.03.2026

Принята к публикации 28.03.2026

Опубликована 30.06.2026

HOW TO CALCULATE SIMULATION MODELS FASTER WITHOUT ADDITIONAL HARDWARE COSTS:
A SET OF ANALYTICAL METHODS IN SIMBOOST

Sergey V. Kaygorodov^{1,*}, Artyom M. Sharipov², Alexey P. Roshchektaev¹, Marat F. Fazlytdinov¹

¹Gazprom-neft company group, RF, Saint Petersburg

²Saratov national research state university named after N.G. Chernyshevsky, RF, Saratov

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Acceleration of reservoir simulation is necessary to reduce uncertainty and improve the quality of investment decisions in field development.

Objective. Study of the possibility of accelerating reservoir simulation without increasing hardware capacities: by adjusting convergence parameters and model properties (smoothing properties based on outlier detection filters, "additional" property upscaling).

Materials and methods. The SimBoost software package has been developed, which includes various approaches to reducing calculation time and error control. It was tested on the company's simulation models: each method was tested individually and also in combination with other methods.

Results. It was shown that acceleration depends on calculating error method and model properties. The average acceleration due to the adjustment of convergence parameters is 30 % in the case of an error analysis based on the total flow rate and average pressure in model, and 16 % in the case of an error analysis based on flow rate

and bottom-hole pressure in each well. One can also increase the acceleration if additionally adjust the properties of the model.

Conclusions. SimBoost software implements algorithms for adjustment convergence parameters and correcting model properties. Combining different acceleration methods to achieve the best result seems promising. Therefore, it is planned to develop SimBoost as a comprehensive solution that allows users to build the acceleration process using various methods.

Keywords: acceleration of reservoir simulation, convergence parameters, upscaling, numerical solution, iterative methods, outliers filtering

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kaygorodov S.V., Sharipov A.M., Roshchektaev A.P., Fazlytdinov M.F. How to calculate simulation models faster without additional hardware costs: a set of analytical methods in SimBoost. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):112–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-112-120>

Manuscript received 06.03.2026

Accepted 28.03.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разработки месторождения рассматривается большое количество возможных сценариев: различные конструкции скважин и плотность сетки бурения с учетом неопределенности геологических и гидродинамических свойств пласта. Чтобы успеть выполнить расчеты за отведенное время, инженеры вынуждены ограничивать число вариантов для моделирования или упрощать модели, что, в свою очередь, может привести к нахождению менее эффективного сценария разработки. Поэтому актуальными являются работы, направленные на изучение возможности ускорения гидродинамических расчетов.

Ускорять расчеты можно, например, с помощью увеличения вычислительных мощностей, но это требует больших финансовых затрат. Поэтому в работе рассматриваются альтернативные способы: корректировка параметров сходимости и свойств модели. Также решается задача автоматизации поиска оптимального варианта ускорения с помощью разработанного программного обеспечения SimBoost, которое включает различные подходы уменьшения времени расчета.

Была проведена апробация SimBoost на гидродинамических моделях (ГДМ) компании. Показано, что величина ускорения зависит от способа расчета погрешности и свойств модели. Средняя величина ускорения за счет корректировки параметров сходимости в случае анализа погрешности по суммарному дебиту и среднему давлению составляет 30 %, а в случае анализа погрешности по дебиту и забойному давлению в каждой скважине — 16 %. Также можно увеличить ускорение, если дополнительно провести корректировку свойств модели.

КОРРЕКТИРОВКА ПАРАМЕТРОВ СХОДИМОСТИ

Подробно данный способ ускорения был рассмотрен в работе [1]. Основная идея заключается в том, что по умолчанию параметры в сходимости (итерационного процесса) заданы так, чтобы обеспечить корректное решение за оптимальное время для большинства моделей. Но для каждой модели их можно попробовать уточнить с целью уменьшения времени счета при сохранении погрешности в пределах допустимой. Параметры сходимости в программе «Навигатор» задаются в ключевом слове RUNCTRL [2].

НА ОСНОВЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА В ПО SIMBOOST ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД УСКОРЕНИЯ РАСЧЕТОВ ГДМ БЕЗ УВЕЛИЧЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ МОЩНОСТЕЙ, ЗА СЧЕТ КОРРЕКТИРОВКИ ПАРАМЕТРОВ СХОДИМОСТИ И СВОЙСТВ МОДЕЛИ, ВКЛЮЧАЮЩИХ СГЛАЖИВАНИЕ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ ФИЛЬТРОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ И «ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО» АПСКЕЙЛИНГА СВОЙСТВ.

По результатам апробации был изменен аналитический алгоритм: добавлено уменьшение числа рестартов с помощью ограничения расчетного временного шага (шаг № 1 на **рис. 1**), это планируется применять для ускорения процесса адаптации модели на исторические данные. Для этого считывается информация из LOG-файла исходного расчета о датах рестартов и величине расчетного шага после рестарта, и на основе этой информации формируется INC-файл с ограничениями расчетного временного шага на соответствующую дату с помощью

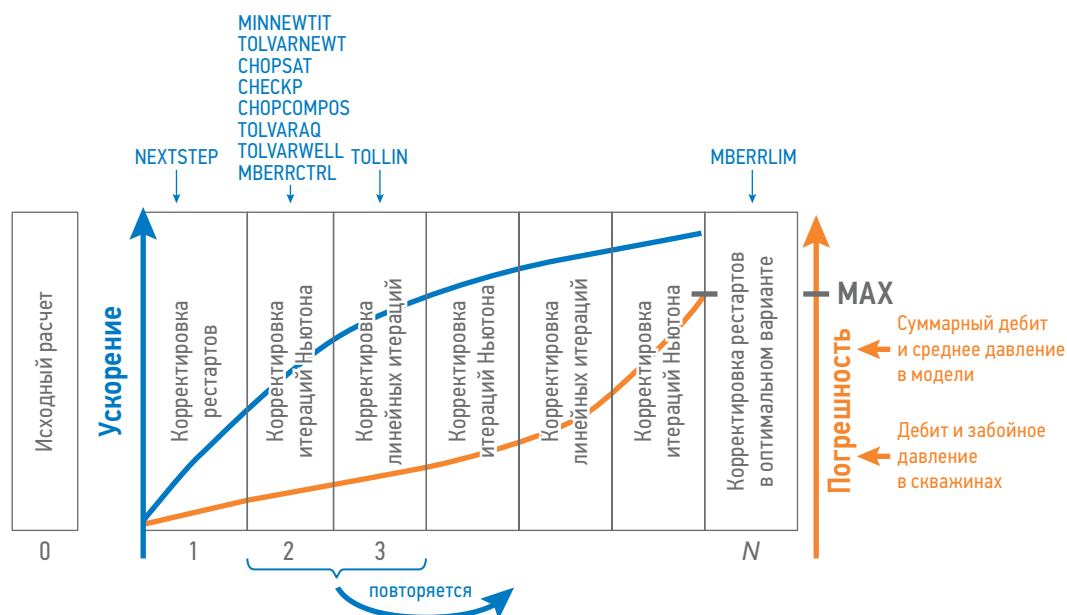


Рис. 1. Аналитический алгоритм корректировки параметров итерационного процесса. Составлено авторами
Fig. 1. An analytical algorithm for adjusting the parameters of the iterative process. Prepared by the authors

ключевого слова NEXTSTEP [2] (ограничения могут задаваться для всех рестартов или только для связанных с событиями — это настраивается в SimBoost). В табл. 1 показана статистика применения аналитического алгоритма после доработки: уменьшилось число моделей, в которых не удавалось получить ускорение. Для каждой модели показаны 2 результата: верхний — с анализом погрешности в целом по изменению суммарного дебита и среднего давления в модели, нижний — по изменению дебита и забойного давления в скважинах. Погрешность оценивается как максимальное отклонение по всем отчетным шагам.

СГЛАЖИВАНИЕ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ ФИЛЬТРОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Свойства пористости, проницаемости определяют основные фильтрационно-емкостные характеристики пласта. Как правило, они задаются в виде 3D-кубов с описанием значений для каждой ячейки. Если значения в соседних ячейках сильно отличаются, то это может приводить к замедлению численного решения, что требует больше итераций. Была рассмотрена гипотеза, что с помощью фильтров определения выбросов можно сгладить участки с сильным контрастом выше указанных свойств (выбросы) и ускорить расчет.

В программе SimBoost были реализованы медианный фильтр и фильтр Хэмпеля [3, 4]. Выбросы в фильтрах заменяются

на медианное или среднее значение в окне поиска. Размер окна фильтрации, свойства фильтров задаются в настройках SimBoost. Вертикальная составляющая не учитывается, так как в ГДМ изменения свойств по вертикали может быть существенным из-за слоистого осадконакопления.

В табл. 2 показан результат применения фильтра Хэмпеля на модели № 6 из табл.1: ускорение расчета составило 31 %, погрешность в целом по модели небольшая, но в одной из скважин есть достаточно большое отклонение. Это может быть связано с тем, что фильтр сработал в соседней ячейке со скважиной, поэтому текущий результат может быть использован, когда нужно оценить дебит в целом по модели.

В дальнейшем планируется доработать сглаживание, чтобы использовать его только в межскважинном пространстве для уменьшения погрешности. Также необходимо подбирать свойства фильтра, чтобы не было большой погрешности.

«ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ» АПСКЕЙЛИНГ СВОЙСТВ

Процедура апскейлинга выполняется при переносе свойств от мелких ячеек геологической модели к крупным ячейкам гидродинамической модели. Эта задача рассматривалась во многих работах [5–7]. В данной статье рассматривается задача «дополнительного» вертикального апскейлинга гидродинамической модели: предполагается,

Таблица 1. Результаты апробации. Составлено авторами
Table 1. Tests results. Prepared by the authors

ИНФОРМАЦИЯ О МОДЕЛИ								РЕЗУЛЬТАТЫ	
Номер модели	Тип модели	Тип флюида	К-во скважин	К-во активных блоков	Среднее на скважину число перфораций	ГРП	Исходное время расчета	Ускорение, %	Погрешность, %
1	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	27	1338149	295,78	да	0:19:01	39 %	4 %
								22 %	0 %
2	Чёрная нефть	Вода/нефть	2	70438	13,00	нет	0:00:42	45 %	3,3 %
								32 %	1,2 %
3	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	37	993828	50,19	нет	0:13:33	42 %	4,7 %
								8 %	2,2 %
4	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	7	517806	71,86	нет	0:08:03	23 %	3,7 %
								26 %	4,2 %
5	Чёрная нефть	Вода/нефть	292	1334133	14,65	нет	0:13:19	42 %	4,7 %
								7 %	0 %
6	Чёрная нефть	Вода/нефть	212	385695	149,81	траектории	0:09:07	41 %	4,5 %
								13 %	0 %
7	Чёрная нефть	Вода/нефть	3	328955	9,33	нет	0:01:40	22 %	1,6 %
								20 %	3,3 %
8	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	2	818816	66,50	нет	0:09:40	20 %	1,2 %
								20 %	3,6 %
9	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	70	396628	331,81	да (118)	0:25:05	24 %	4,7 %
								0 %	0 %
10	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	2	197961	21,00	да (1)	0:00:50	32 %	3,3 %
								33 %	2 %
11	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	27	761624	390,56	да	0:11:25	19 %	4,6 %
								7 %	4,8 %
12	Чёрная нефть	Летучая нефть/сухой газ	133	3579538	80,67	да	2:23:17	9 %	0 %
								9 %	0 %

Таблица 2. Результат апробации фильтра Хэмпеля на модели №6. Составлено авторами
Table 2. The result of testing the Hampel filter on model No. 6. Prepared by the authors

Номер модели	Тип фильтра	Ускорение, %	Максимальная погрешность по изменению суммарного дебита и среднего давления в модели, %	Максимальная погрешность по изменению дебита и забойного давления в скважинах, %	Кол-во изменённых элементов в кубе пористости, %	Кол-во изменённых элементов в кубе проницаемости, %
6	Хэмпеля	31 %	1,50 %	101,70 %	4 %	2 %

что с целью ускорения расчета можно уменьшить точность в пределах «допустимой» величины.

На рис. 2 представлен куб пористости гидродинамической модели до апскейлинга. Её исходные размеры $N_x = 391$, $N_y = 251$, $N_z = 53$. Модель состоит из 114 скважин, тип модели — чёрная нефть, тип флюида — летучая нефть/жирный газ, исходное время расчета — 2 часа 18 мин.

Был использован критерий апскейлинга DFC согласно работе [5], который характеризует скорость скачка водонасыщенности при вытеснении нефти водой по схеме Баклея–Леверетта.

$$DFC = \frac{k_h}{\phi} f'(S_f), \quad (1)$$

где k_h — горизонтальная проницаемость, ϕ — пористость, $f'(S_f)$ — производная функции Баклея–Леверетта.

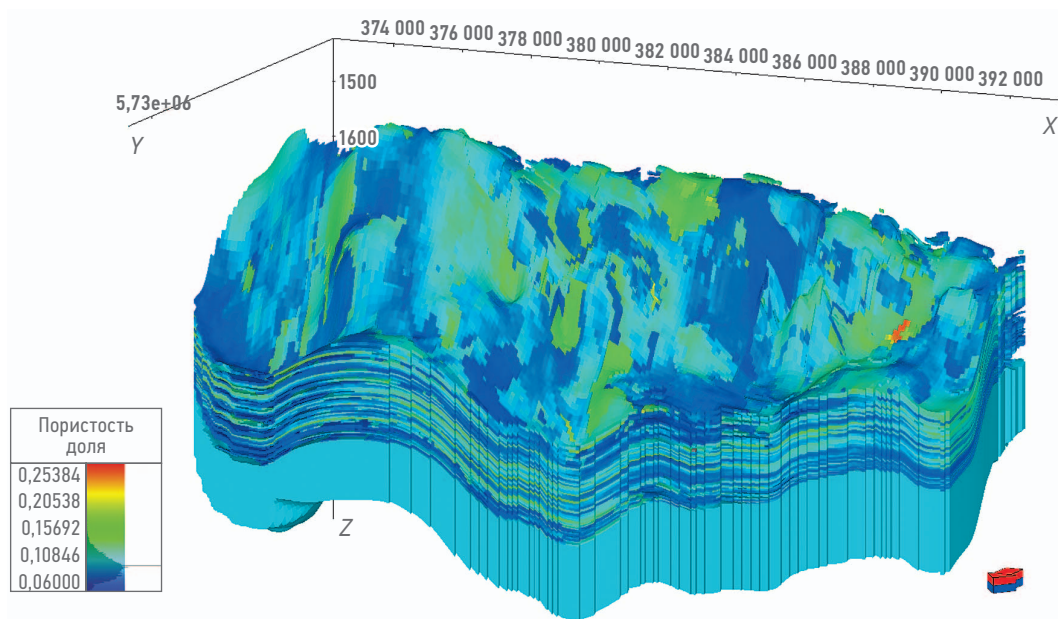


Рис. 2. Исходный куб пористости. Рисунок из программы «тНавигатор». Составлено авторами
Fig. 2. The initial porosity grid. A screenshot from the tNavigator software. Prepared by the authors

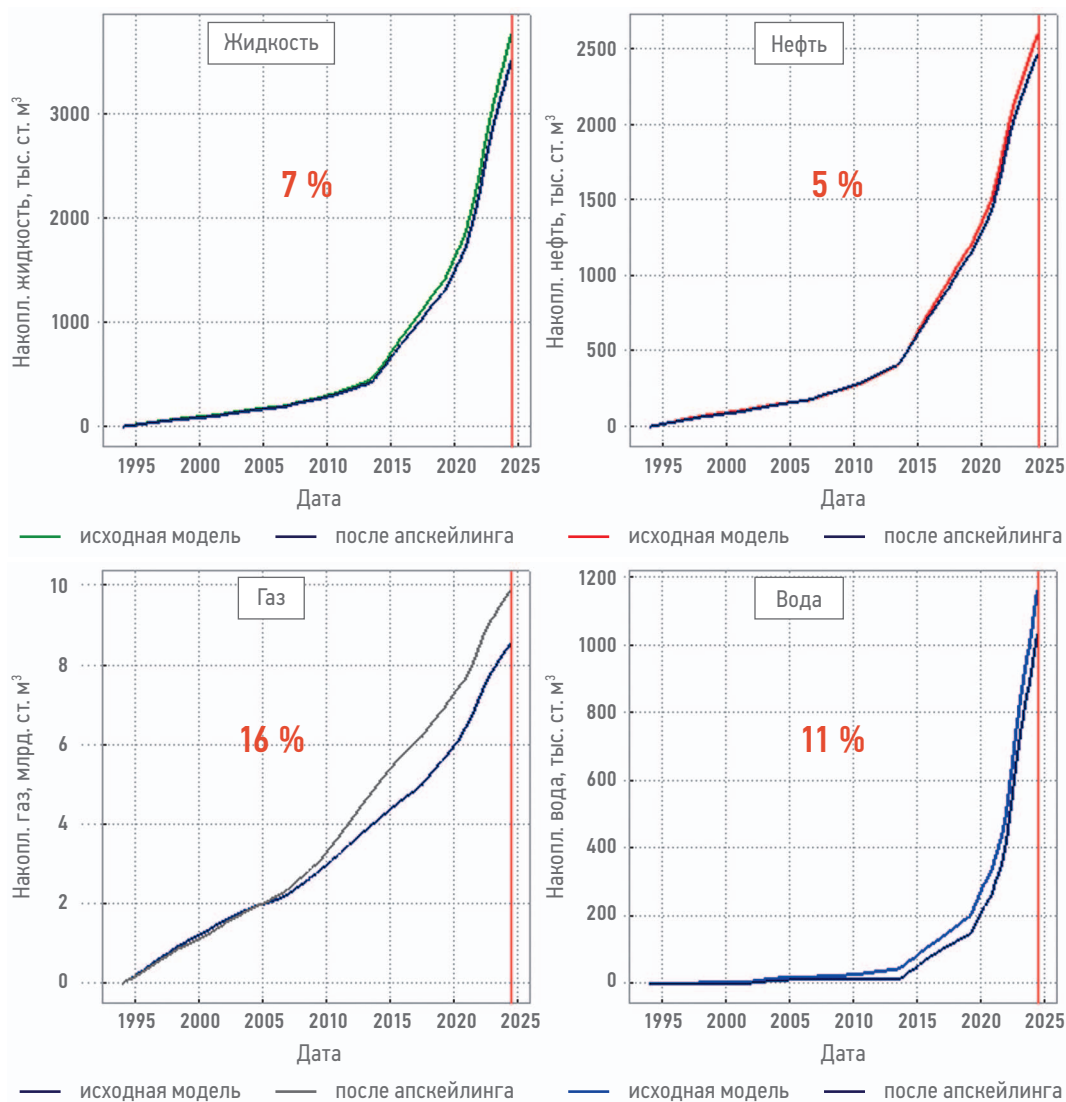


Рис. 3. Результат расчета накопленной добычи исходной модели и после апскейлинга. Цифры на графике показывают погрешность. Рисунок из программы «тНавигатор». Составлено авторами
Fig. 3. The result of calculating the accumulated production in the initial model and after upscaling. The numbers on the graph show the error. A screenshot from the tNavigator software. Prepared by the authors

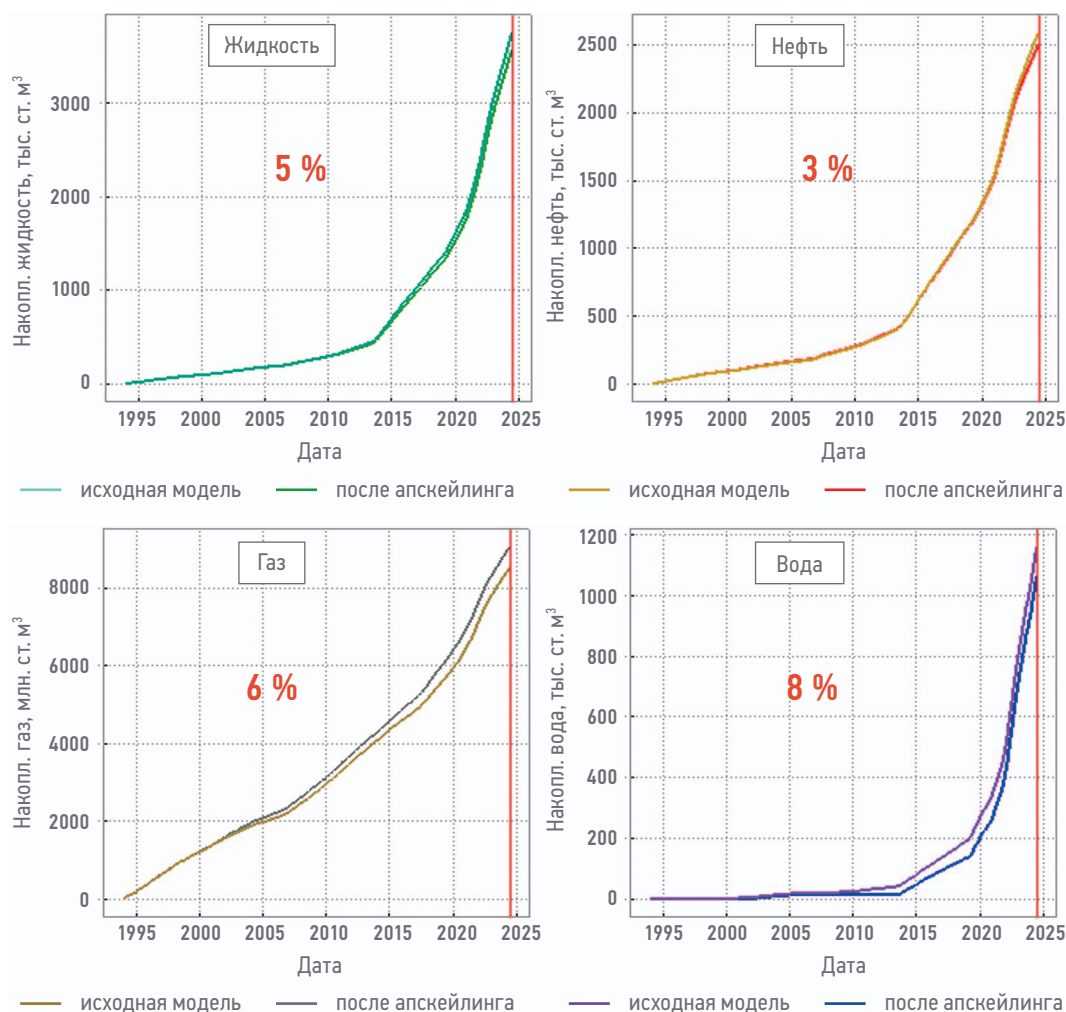


Рис. 4. Результат расчета накопленной добычи исходной модели и после апскейлинга с учетом положения ГНК, аквифера. Цифры на графике показывают погрешность. Рисунок из программы «tНавигатор». Составлено авторами
Fig. 4. The result of calculating the accumulated production in the initial model and after upscaling, taking into account the aquifer and GOC levels. The numbers on the graph show the error. A screenshot from the tNavigator software.
 Prepared by the authors

Согласно [6] была построена кривая потери неоднородности с помощью метода рекурсивного последовательного огрубления (sequential coarsening) и на ее основе выбрано оптимальное количество слоев для ремасштабирования: следует объединить слои 1–19 и 49–53. Результат расчета показан на **рис. 3**, где видна большая погрешность по накопленной добыче газа и воды. Большая погрешность обусловлена тем, что методика не учитывает трещиноватость, положение аквифера, газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК),

разломов. Поэтому была выполнена «ручная» корректировка с учетом положения ГНК, аквифера: следует объединить слои 1–12 и 49–52. Результат расчета показан на **рис. 4**, на **рис. 5** показан куб пористости после апскейлинга. В данном случае погрешность остается допустимой и время расчета уменьшилось на 28 %. Таким образом, при «дополнительном» вертикальном апскейлинге гидродинамической модели по методике [6] необходимо учитывать положение ГНК, ВНК, аквифера для сохранения точности расчета.

Таблица 3. Результат ускорения с различными способами контроля погрешности. Составлено авторами
Table 3. The result of acceleration with various error control methods. Prepared by the authors

Способ контроля погрешности	По накопленной добыче за все время в модели	По накопленной добыче за все время в скважинах	По суммарным дебитам, среднему давлению в целом по модели	По дебитам, забойному давлению в скважинах
Ускорение	26 %	9 %	9 %	10 %

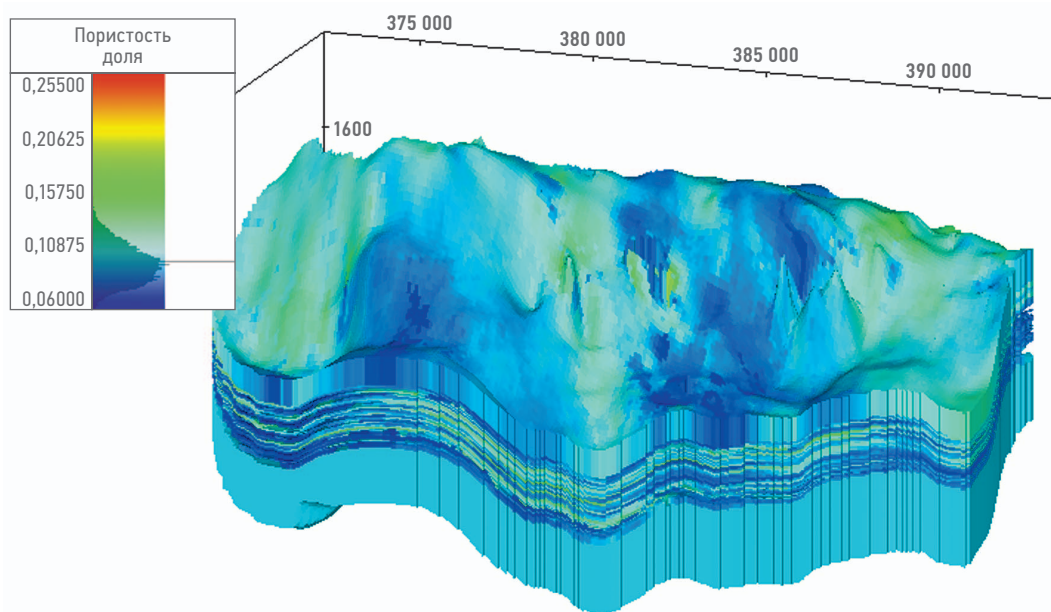


Рис. 5. Куб пористости после апскейлинга с учетом положения ГНК, аквифера. Рисунок из программы «tНавигатор». Составлено авторами

Fig. 5. Porosity grid after upscaling, taking into account the aquifer and GOC levels. A screenshot from the tNavigator software. Prepared by the authors

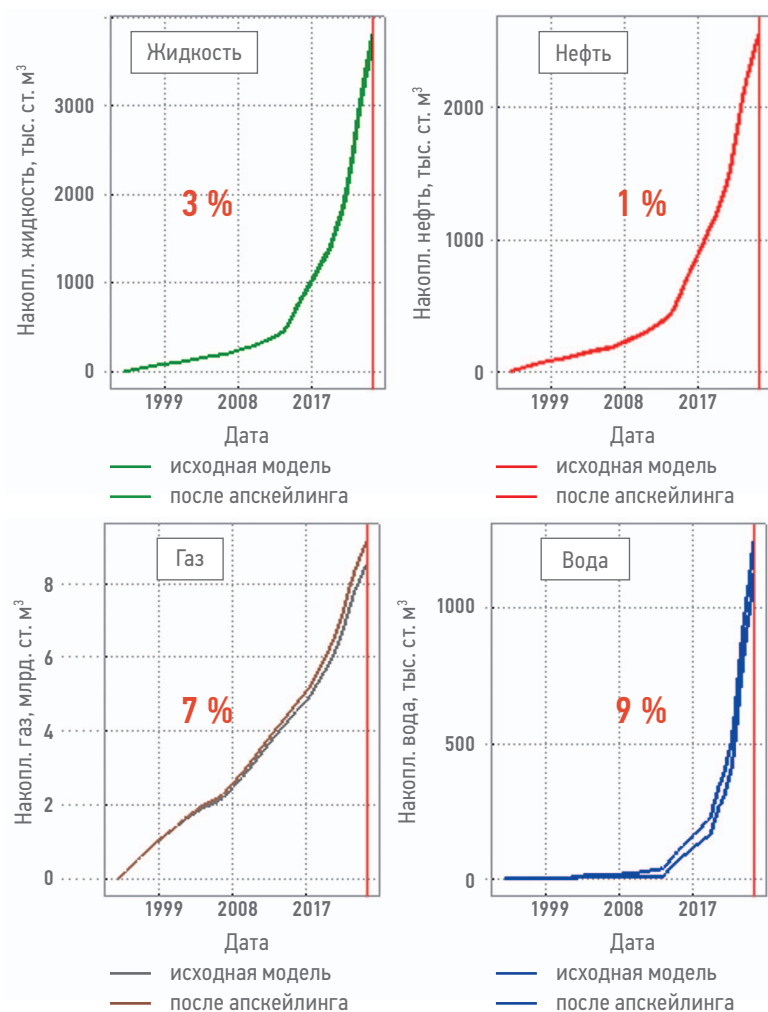


Рис. 6. Результат расчета накопленной добычи исходной и ускоренной модели. Цифры на графике показывают погрешность. Рисунок из программы «tНавигатор». Составлено авторами

Fig. 6. The result of calculating the accumulated production in the initial and accelerated models. The numbers on the graph show the error. A screenshot from the tNavigator software. Prepared by the authors

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ УСКОРЕНИЯ

На примере модели, описанной в предыдущем разделе, была рассмотрена гипотеза о возможности объединения различных способов ускорения. После проведения «дополнительного» апскейлинга в программе SimBoost была запущена корректировка параметров сходимости с различными способами контроля погрешности (максимальное отклонение 5 %): по накопленной добыче за все время в целом по модели и скважинам, по дебитам в целом по модели и скважинам. Результат показан в табл. 3, где можно видеть, что наибольшее ускорение наблюдается при анализе погрешности по накопленной добыче за все время в целом по модели, что является закономерным, т.к. это менее требовательный критерий.

Таким образом, максимальное ускорение расчета модели в результате объединения «дополнительного» апскейлинга и корректировки параметров сходимости составило 40 %. На рис. 6 показаны соответствующие результаты расчета.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Ускорение ГДМ расчётов необходимо для снижения неопределённости и повышения качества принимаемых инвестиционных решений по разработке месторождений.
2. В программе SimBoost реализованы алгоритмы подбора параметров сходимости и корректировки свойств модели для ускорения расчетов.
3. Перспективным является объединение различных способов ускорения для достижения наилучшего результата. ПО SimBoost планируется развивать как комплексное решение, позволяющее выстроить процесс ускорения из различных методов.

Список литературы

1. Шарипов А.М., Кайгородов С.В., Рощектаев А.П., Фазлытдинов М.Ф. Изучение возможности ускорения расчетов гидродинамических моделей за счет автоматизированной корректировки параметров итерационного процесса численного решения // Нефтяное хозяйство. — 2024. — № 12. — С. 64–69.
2. ИРМ. Техническое руководство tНавигатор. — 2024.
3. MATLAB. Median filter [электронный ресурс]. — URL: <https://www.mathworks.com/help/dsp/ref/dsp.medianfilter-system-object.html> (дата обращения: 12.03.2025).
4. MATLAB. Hampel filter [электронный ресурс]. — URL: <https://www.mathworks.com/help/dsp/ref/hampelfilter.html> (дата обращения: 15.03.2025).
5. Li D. and Beckner B. Optimal Uplayering for Scaleup of Multimillion-Cell Geologic Models // SPE 62927. 2000, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. <https://doi.org/10.2118/62927-MS>
6. King M.J., Burn K.S., Wang P., Venkataramanan M., Alvarado F., Ma X., and Datta-Gupta A. Optimal Coarsening of 3D Reservoir Models for Flow Simulation [электронный ресурс] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. — 2006. — Vol. 9. — Pp. 317–334. <https://doi.org/10.2118/95759-PA>
7. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Методы апгриддинга геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов // Математическое моделирование. — 2012. — Т. 24, № 5. — С. 21–34.

References

1. Sharipov A.M., Kaygorodov S.V., Roshchektaev A.P., Fazlytdinov M.F. Exploring the speeding up calculations possibility of hydrodynamic models using automatic adjustment of iterative process parameters in numerical solution. *Oil industry*, 2024, no. 12, pp. 64–69. (In Russ.)
2. IRM. Technical manual of tNavigator. 2024.
3. MATLAB. Median filter [electronic resource]. URL: <https://www.mathworks.com/help/dsp/ref/dsp.medianfilter-system-object.html> (date of request 12.03.2025).
4. MATLAB. Hampel filter [electronic resource]. URL: <https://www.mathworks.com/help/dsp/ref/hampelfilter.html> (date of request 15.03.2025).
5. Li D. and Beckner B. Optimal Uplayering for Scaleup of Multimillion-Cell Geologic Models. *SPE 62927*. 2000, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. <https://doi.org/10.2118/62927-MS>
6. King M.J., Burn K.S., Wang P., Venkataramanan M., Alvarado F., Ma X., and Datta-Gupta A. Optimal Coarsening of 3D Reservoir Models for Flow Simulation [electronic resource]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, vol. 9, pp. 317–334. <https://doi.org/10.2118/95759-PA>
7. Rodionov S.P., Sokolyuk L.N., Rychkov I.V. Methods of upgridding geological and hydrodynamic models of hydrocarbon deposits. *Mathematical modeling*, 2012, vol. 24, no. 5, pp. 21–34. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Кайгородов — автор идеи, проводил экспертизу результатов, курировал работы, выполнял расчеты.

А.М. Шарипов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнял расчеты.

А.П. Рощектаев — оказывал методическую поддержку, предлагал идеи и способы решения поставленных задач.

М.Ф. Фазлытдинов — выполнял расчеты и анализ результатов.

Sergey V. Kaygorodov — author of the idea, checked the results, supervised the work, performed calculations.

Artyom M. Sharipov — developed the article concept, prepared the text, performed calculations.

Alexey P. Roshchektaev — provided methodological support, suggested ideas and ways to solve the tasks.

Marat F. Fazlytdinov — performed calculations and analysis of the results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Владимирович Кайгородов* — руководитель проекта развития гидродинамического моделирования, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4707-9761

Артём Маратович Шарипов — кандидат физико-математических наук, главный специалист, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского
SPIN-code: 7090-4660

Алексей Петрович Рощектаев — кандидат физико-математических наук, руководитель центра компетенций по гидродинамическому моделированию, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 6228-0478

Марат Флюрович Фазлытдинов — кандидат физико-математических наук, руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57201312057
ResearcherID: AAE-1428-2019
SPIN-код: 2188-1048

Sergey V. Kaygorodov — Head of the reservoir simulation development project, Gazprom нефть company group
3–5, Pochtamskaya str., Saint Petersburg, 190121, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4707-9761

Artyom M. Sharipov — Cand. Sci. (Phys. and Math.), main specialist, Saratov National Research State University named after N.G. Chernyshevsky
SPIN-code: 7090-4660

Alexey P. Roshchektaev — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Head of the center, Gazprom нефть company group
SPIN-code: 6228-0478

Marat F. Fazlytdinov — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Team leader, Gazprom нефть company group
Scopus ID: 57201312057
ResearcherID: AAE-1428-2019
SPIN-code: 2188-1048

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МЕТОДОЛОГИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ АДАПТАЦИИ КОМПОНЕНТОВ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДХОДОВ В ПРОГРАММНОМ ИНСТРУМЕНТЕ

© Коллектив авторов,
2026



**М.Ю. Рязанов, В.О. Савченко*, И.О. Ходаков, М.В. Симонов, П.К. Кабанова,
П.А. Рязанов, Т.И. Хасанов**

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Адаптация моделей-компонентов интегрированной модели актива (ИМА) является важным этапом в цикле создания математической модели нефтегазового месторождения. Корректная адаптация позволяет получить профили добычи с учетом всех инфраструктурных ограничений и узких мест производственной системы. Благодаря масштабной интеграции средств разработки, интерфейсов программирования приложений, комплексов инструментов интегрированного моделирования и инструментов работы с данными в режиме реального времени возможна реализация решений для быстрой и автоматизированной адаптации (автоадаптации) моделей нефтегазовых активов.

Цель работы: описание методологии автоматизированной адаптации моделей пласта (материального баланса), скважин, сетей сбора и транспорта (ССиТ) и опыт их реализации в программном продукте.

Материалы и методы. Исходными материалами для работы послужили многолетний опыт и лучшие практики профильных специалистов, собранных авторами, синтетические и действующие производственные модели-компоненты ИМА разной степени сложности для формализации уникальной методологии поиска настроенных параметров. Для оптимизации расчетов на основе методик реализован модульный расчетно-аналитический программный комплекс на языке программирования Python. Тестирование алгоритмов и модулей комплекса проводилось на моделях объектов таких добывающих обществ компании, как «Газпромнефть-Хантос», «Газпромнефть-Восток», «Газпромнефть-Оренбург».

Результаты. Предложенные в работе методики и модули решают задачу автоматизированной адаптации моделей материального баланса, скважин, ССиТ без необходимости участия профильного специалиста непосредственно в процессе адаптации. Методология и модули автоадаптации моделей позволяют настроить модели на актуальные фактические данные с минимальным количеством запусков модели на расчет. Вспомогательные модули помогают оценить качество процесса адаптации и конечную сходимость расчетных значений показателей модели с фактическими.

Заключение. К преимуществам алгоритмов можно отнести: 1) автоматизацию процесса адаптации; 2) широкий спектр поддерживаемых типов и параметров адаптации моделей-компонент; 3) скорость настройки модели пласта и сети после малого количества запусков моделей на расчет; 4) масштабируемость программного комплекса и универсальность подходов на большое количество инструментов интегрированного моделирования (в т. ч. отечественное импортонезависимое программное обеспечение). Получена допустимая погрешность¹ автоматизированной адаптации всех типов моделей. Результаты работы расчетно-аналитического программного комплекса позволяют сделать вывод об эффективности предложенного решения и показать важность автоматизации процесса адаптации.

Ключевые слова: интегрированная модель актива, адаптация, модель скважины, модель сети сбора и транспорта, автоматизация

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Рязанов М.Ю., Савченко В.О., Ходаков И.О., Симонов М.В., Кабанова П.К., Рязанов П.А., Хасанов Т.И. Методология автоматизированной адаптации компонентов интегрированной модели актива и реализация подходов в программном инструменте. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):121–133. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-121-133>

Статья поступила в редакцию 19.04.2026

Принята к публикации 07.04.2026

Опубликована 30.06.2026

¹ Согласно п. 7.3.5 «М-01.05.03-09 Методические указания по интеграции и эксплуатации интегрированной модели (версия 1.0)».

DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR AUTOMATED ADAPTATION OF INTEGRATED ASSET MODEL COMPONENTS AND IMPLEMENTATION OF APPROACHES IN A SOFTWARE TOOL

Mikhail Y. Ryazanov, Vladislav O. Savchenko*, Ilya O. Khodakov, Maxim V. Simonov, Polina K. Kabanova, Pavel A. Ryazanov, Timur I. Khasanov

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNef@gazprom-neft.ru

Introduction. Adaptation of Integrated Asset Model (IAM) component models is an important step in the creation of a mathematical model of an oil and gas field. Correct adaptation allows for the generation of production profiles that take into account all infrastructure constraints and bottlenecks in the production system. Through the large-scale integration of development tools, application programming interfaces, integrated modeling tool suites, and real-time data management tools, solutions for the rapid and automated adaptation (auto-adaptation) of oil and gas asset models can be implemented.

Aim. The aim of this study is to describe a methodology for automated history matching of reservoir (material balance model), well, and gathering and transport network models (GTN), as well as experience implementing them in a software product.

Materials and methods. The source materials for this study were drawn from the many years of experience and best practices of subject matter experts collected by the authors, as well as synthetic and existing production model components of the IAM of varying complexity, to formalize a unique method for identifying tuning parameters. To optimize calculations based on these methods, a modular computational and analytical software package was implemented in the Python programming language. Testing of the methods and modules of the package was conducted on facility models of the Company's production entities, including Gazpromneft-Khantos, Gazpromneft-Vostok, and Gazpromneft-Orenburg.

Results. The methods and modules used in this study solve the problem of automated history matching of material balance, well, and GTN models without the need for a subject matter expert to directly participate in the history matching process. The methodology and modules for automatic model matching enable models to be tuned to current actual data with a minimum number of model runs. Auxiliary modules help assess the quality of the history matching process and the final convergence of calculated model indicator values with actual data.

Conclusion. The advantages of the algorithms include: 1) automation of the history matching process; 2) a wide range of supported types and parameters for component model matching; 3) speed of reservoir and GTN models matching after a small number of model runs; 4) scalability of the software package and universality of approaches for a large number of integrated modeling tools (including domestic import-independent software). The acceptable error level of automated matching process for all model types was determined. The results of the calculation and analytical software package allow us to conclude that the proposed solution is effective and demonstrate the importance of automating the history matching process.

Keywords: integrated asset model (IAM), matching, well model, gathering and transportation network model, automation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ryazanov M.Y., Savchenko V.O., Khodakov I.O., Simonov M.V., Kabanova P.K., Ryazanov P.A., Khasanov T.I. Development of a methodology for automated adaptation of integrated asset model components and implementation of approaches in a software tool. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):121–133. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-121-133>

Manuscript received 19.04.2026

Accepted 07.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Согласно стратегии разведки и добычи (РИД) и цифровой трансформации (ЦТ) компании «Газпром нефть» до 2050 года выделено 5 стратегических ставок [1]:

- ТриЗ Западной Сибири;
- Восточная Сибирь;
- Арктика;
- шельф;
- повышение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В 4 из 5 ставок в качестве влияющих на добычу нефти факторов представлен либо Цифровой промысел, в основе которого заложена интегрированная модель актива,

либо непосредственно интегрированное моделирование [1, 2]. От данных инструментов цифровой трансформации планируется реализация порядка 13 % от всей суммарной добычи по всем стратегическим ставкам до 2050 года.

По другим крупнейшим вертикально интегрированным компаниям Российской Федерации (ВИНК РФ) реализуется аналогичная стратегия развития технологического суверенитета. Стратегия цифровой трансформации ПАО «Роснефть» выделяет интегрированные модели оперативного управления месторождениями на базе «цифровых двойников» [3]. В компании ПАО «ЛУКОЙЛ» также реализуется стратегия цифровой

трансформации. Одним из направлений реализации стратегии является внедрение концепции «интеллектуального месторождения» (LIFE-Field, включает блок интегрированного моделирования) [4, 5].

Таким образом, корректная и автоматизированная настройка модели на фактические данные крайне важна. Адаптированная с допустимой погрешностью модель позволяет прогнозировать будущую добычу, подбирать оптимизационные и геолого-технические мероприятия, планировать обустройство актива с учетом текущего потенциала. Но покрытие активов интегрированными моделями (ИМ) постоянно растет и соответственно требует большего участия профильных специалистов. В группе компаний «Газпром нефть» порядка 98 действующих интегрированных моделей активов (ИМА) (оперативные и полномасштабные) находятся на сопровождении специалистов². Адаптация компонент занимает порядка 45 % времени и трудоресурсов профильных специалистов на сопровождение ИМА³.

Предлагаемый в статье подход позволяет:

- 1) сместить акцент с ручной настройки модели на автоматизированную, и, как следствие, повысить вовлеченность специалистов на решение производственных бизнес-задач, освободить их от выполнения рутинных операций, снизить влияние человеческого фактора;
- 2) сократить время выполнения процесса адаптации. Эффект особенно заметен при настройке моделей системы сбора и транспорта (ССиТ);
- 3) повысить частоту проведения адаптации компонентов ИМА;
- 4) повысить качество и стабильность результата.

Настройка модели даже с допустимой погрешностью (в рамках нормативно-методических документов) может потенциально повлиять на недооценку потенциала скважин. Например, при планировании увеличения частоты электроцентробежного насоса на скважине механизированного фонда и расчете эффекта на актуальной модели можно получить не максимально возможную частоту. При более высоком качестве адаптации модели возможна реализация дополнительной добычи нефти при планировании мероприятий минимум 0,05 % от годовой добычи актива⁴.

² Статистические данные, собранные авторами в ходе проведения настоящего исследования. Актуальны по состоянию на март 2025 года.

³ В настоящем исследовании значения временных затрат приняты на основе априорных оценок исходя из экспертных соображений.

⁴ Проведен анализ чувствительности ИМ к вариации параметров, показавший устойчивость качественных выводов в рассматриваемом диапазоне значений. Оценка дополнительной

Помимо описанных выше основных преимуществ, приведенные в статье процедуры и их реализация в виде программного комплекса позволяют решить проблемы:

- 1) высокого порога входа в специализированное программное обеспечение (ПО), так как для адаптации ИМА требуется опыт и практические навыки работы в различных программных продуктах;
- 2) необходимости в ИТ-компетенциях, так как для автоматизации импортонезависимого ПО требуются компетенции в области общения с серверами, работы с HTTP-запросами;
- 3) отсутствия решения по автоадаптации для импортонезависимого ПО. Существующий функционал встроенных методов недостаточный;
- 4) соблюдения ИТ-политики. Согласно политике информационной безопасности запрещено применение пользовательских скриптов в корпоративной среде передачи данных (КСПД);
- 5) отсутствия единой методологии адаптации. В каждом дочернем обществе (ДО) применяют собственные подходы по адаптации компонентов ИМА, что усложняет экспертизу моделей.

МЕТОДИКА АВТОМАТИЗАЦИИ АДАПТАЦИИ УПРОЩЕННЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА

В рамках алгоритма рассматривались только модели материального баланса. Для настройки модели материального баланса на фактические данные необходима адаптация:

- пластового давления, которое рассчитывается исходя из заданной в модели истории добычи и закачки;
- кривых относительной проницаемости (ОФП), для описания которых используется, как правило, модель Кори.

Для каждого этапа доступна многопараметрическая адаптация (конкретные параметры выбираются пользователем).

При настройке пластового давления доступны для варьирования следующие параметры:

- начальные запасы нефти, газа и воды;
- отношение объема газовой шапки к запасам нефти;
- сжимаемость порового объема;
- толщина, ширина и радиус резервуара;
- отношение внешнего и внутреннего радиусов;

добычи нефти выведена путем сравнения расчетов забойного давления фактического и с погрешностью в 1 % на наборе моделей скважин.

- угол влияния;
- проницаемость;
- объем водоносного горизонта.

ДЛЯ БЫСТРОЙ АДАПТАЦИИ МОДЕЛЕЙ-КОМПОНЕНТОВ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА РАЗРАБОТАН МОДУЛЬНЫЙ РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС НА ЯЗЫКЕ PYTHON, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ БЕЗ УЧАСТИЯ ПРОФИЛЬНОГО СПЕЦИАЛИСТА ВЫПОЛНЯТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННУЮ АДАПТАЦИЮ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА (МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА), СКВАЖИН, СЕТЕЙ СБОРА И ТРАНСПОРТА (ССИТ).

При адаптации кривых относительной проницаемости доступны для варьирования следующие параметры:

- остаточные водо-, газо- и нефтенасыщенности;
- ОФП при максимальной водо-, газо- и нефтенасыщенности;
- показатель степени при водо-, газо- и нефтенасыщенности.

Как правило, комплексы инструментов интегрированного моделирования уже имеют встроенные модули автоадаптации давления с возможностью выбора нескольких параметров. Преимуществами предложенного метода являются автоматизированная массовая адаптация и установка пользовательских значений границ варьирования.

Диапазон варьирования параметров выставляется пользователем. При адаптации давления оптимизатор (программный модуль, предназначенный для ускорения поиска значений адаптируемых параметров) на каждой итерации изменения значений выбранных параметров обращается к модели для ее пересчета. При адаптации ОФП нахождение значений варьируемых параметров происходит без обращения к модели — на основе пересчета аналитических зависимостей кривых фракционного потока путем минимизации суммарной ошибки доли флюида в суммарном потоке жидкостей в любой точке пористой среды⁵ [6, с. 35]:

$$f_w = \frac{k_w/\mu_w}{k_w/\mu_w + k_o/\mu_o} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w B_o}{k_{rw}\mu_o B_o}}, \quad (1)$$

где f_w — доля воды в суммарном потоке жидкостей в любой точке пористой среды; k_{ro} — относительная проницаемость нефти; k_{rw} — относительная проницаемость воды; μ_o — вязкость нефти; μ_w — вязкость воды;

⁵ Уравнение справедливо при допущении, что месторождение с плоско залегающими пластами и отсутствием капиллярного давления.

B_o — объемный коэффициент нефти; B_w — объемный коэффициент воды.

Относительные проницаемости должны быть нормализованы по корреляции Кори [7]:

$$k_{row}(S_w) = k_{ro, max}(1 - S_{wn})^{N_o}, \quad (2)$$

$$k_{rw}(S_w) = k_{rw, max} S_{wn}^{N_w}, \quad (3)$$

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{ro}}, \quad (4)$$

где $k_{row}(S_w)$, $k_{rw}(S_w)$ — относительная проницаемость нефти и воды соответственно при водонасыщенности S_w на дату; $k_{ro, max}$, $k_{rw, max}$ — ОФП при максимальной нефте- и водонасыщенности соответственно; N_o , N_w — показатель степени по нефте- и водонасыщенности соответственно; S_w — водонасыщенность на дату; S_{wc} — связанная водонасыщенность; S_{ro} — остаточная нефтенасыщенность.

При адаптации минимизируется ошибка:

$$\Delta_w = \left| \frac{f_w - WCT}{WCT + C} \right|, \quad (5)$$

где WCT — фактическая обводненность на дату; C — константа малой величины, в программной реализации принято значение C , равное 10^{-10} .

Для кривой фракционного потока по газу аналитические выражения (1)–(5) принимают вид:

$$f_w = GOR_{sol} + \frac{k_g/\mu_g}{k_o/\mu_o} = GOR_{sol} + \frac{k_{rg}\mu_o B_o}{k_{ro}\mu_g B_g}, \quad (6)$$

$$k_{rog}(S_{on}) = k_{ro, max} S_{on}^{N_o}, \quad (7)$$

$$S_{on} = \frac{S_o - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}}, \quad (8)$$

$$k_{rg}(S_g) = k_{rg, max} S_{gn}^{N_g}, \quad (9)$$

$$S_{gn} = \frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{rg} - S_{ro}}, \quad (10)$$

$$\Delta_g = \left| \frac{f_g - GOR}{GOR + C} \right|, \quad (11)$$

где f_g — доля газа в суммарном потоке газа и нефти в любой точке пористой среды; GOR_{sol} — газосодержание пластовое нефти; k_{rg} — относительная проницаемость газа; μ_g — вязкость газа; B_g — объемный коэффициент газа; S_{ro} — остаточная нефтенасыщенность; $k_{rg, max}$ — ОФП при максимальной газонасыщенности; N_g — показатель степени по газонасыщенности; S_g — газонасыщенность на дату; S_{rg} — остаточная газонасыщенность; GOR — газовый фактор на дату. Благодаря описанному подходу можно значительно сократить время адаптации кривых ОФП модели материального баланса.

Экономия времени достигается путем выполнения локальных расчетов, меньшего взаимодействия с серверной частью программного комплекса инструментов интегрированного моделирования через программные интерфейсы (API).

Таким образом, в данном разделе сформулированы методические положения, лежащие в основе дальнейшей реализации и применения предложенного подхода автоматизированной адаптации упрощенных моделей пласта.

МЕТОДИКА АВТОМАТИЗАЦИИ АДАПТАЦИИ МОДЕЛЕЙ СКВАЖИН

Разработана процедура адаптации моделей следующих типов скважин:

- добывающая нефтяная скважина, эксплуатируемая фонтанным способом добычи;
- добывающая нефтяная скважина, эксплуатируемая установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- добывающая нефтяная скважина, эксплуатируемая методом клапанного газлифта;
- добывающая нефтяная скважина, эксплуатируемая методом двухрядного газлифта;
- добывающая газовая (газоконденсатная) скважина, эксплуатируемая фонтанным способом добычи;
- водонагнетательная скважина;
- газонагнетательная скважина.

Для моделей добывающей нефтяной скважины, эксплуатируемой фонтанным способом добычи, доступна адаптация следующих параметров:

- параметры режима работы скважины: газовый фактор, обводненность, буферное (устьевое) давление, давление на манометре, дебит жидкости;
- параметры, влияющие на характеристику подъемного лифта: шероховатость НКТ, поправочный коэффициент на гидравлические потери (на трение), поправочный коэффициент на гидростатические потери (на гравитационную составляющую);
- параметры, влияющие на характеристику кривой притока: коэффициент продуктивности, пластовое давление.

Для моделей добывающих нефтяных скважин других перечисленных типов далее приводятся только дополнительные параметры, адаптируемые сверх указанного набора.

Параметры для моделей добывающей нефтяной скважины, эксплуатируемой УЭЦН:

- коэффициент эффективности ЭЦН (поправка на деградацию насоса);
- коэффициент газосепарации;
- частота насоса.

Параметры для моделей добывающей нефтяной скважины, эксплуатируемой методом клапанного газлифта:

- расход газлифтного газа;
- затрубное давление на устье.

Параметры для моделей добывающей нефтяной скважины, эксплуатируемой методом двухрядного газлифта:

- расход газлифтного газа.

Для моделей добывающей газовой (газоконденсатной) скважины, эксплуатируемой фонтанным способом добычи, доступна адаптация следующих параметров:

- параметры режима работы скважины: конденсатогазовый фактор, водогазовый фактор, буферное (устьевое) давление, давление на манометре, дебит газа;
- параметры, влияющие на характеристику подъемного лифта: шероховатость НКТ, поправочный коэффициент на гидравлические потери, поправочный коэффициент на гидростатические потери;
- параметры, влияющие на характеристику кривой притока: коэффициент продуктивности, пластовое давление.

Для моделей водо- и газонагнетательной скважины доступна адаптация следующих параметров:

- параметры режима работы скважины: буферное (устьевое) давление, давление на манометре, приемистость по воде и по газу соответственно;
- параметры, влияющие на характеристику подъемного лифта: шероховатость НКТ, поправочный коэффициент на гидравлические потери, поправочный коэффициент на гидростатические потери;
- параметры, влияющие на характеристику кривой притока: коэффициент продуктивности, пластовое давление.

Для каждого типа скважины в рамках одной модели доступна многопараметрическая адаптация (конкретные параметры выбираются пользователем).

Методика автоадаптации моделей скважин разбита на два этапа, выполняемых последовательно друг за другом:

- 1) адаптация кривой оттока (vertical lift performance, VLP) — осуществляется путем настройки параметров, характеризующих подъем флюида от забоя до устья;
- 2) адаптация кривой притока (inflow performance relationship, IPR) — осуществляется путем настройки параметров, характеризующих приток флюида из пласта к забою скважины в области влияния скважины.

Алгоритм автоматизированной адаптации следующий. Предварительно необходимо определить корреляцию (зависимость) многофазного потока (МФП) для расчета

кривой распределения давления по стволу скважины. Вариант подбора корреляции определяется пользователем. Реализованы следующие варианты подбора корреляции:

- использовать корреляцию МФП, установленную в модели;
- подобрать корреляцию из выбранного пользователем списка при значениях поправочных коэффициентов на гидравлические потери и на гидростатические потери, равные 1, и установить корреляцию МФП, дающую наименьшее отклонение, в модели.
- использовать корреляции из выбранного пользователем списка для дальнейшей адаптации. По итогу дальнейшая адаптация поочередно пройдет для каждой из выбранной корреляций.

Список доступных корреляций МФП⁶:

- Беггса–Брилла;
- Хагедорна–Брауна;
- Грея;
- Данса–Роса;
- Орнштейнского;
- Мукерджи–Брилла;
- Ансари;
- Гриффита;
- Азиза;
- Поэтмана–Карпентера;
- различные механистические корреляции.

Вторым этапом необходимо определить сами параметры для соответствующих типов моделей скважин и границы их варьирования. Третьим этапом рекомендуется настроить дополнительные параметры, влияющие непосредственно на сам процесс адаптации. Данные настройки носят рекомендательный характер и сформированы на основе многолетнего практического опыта авторов и обобщения результатов внедрения и применения лучших практик. Дополнительные параметры адаптации следующие:

- Настройка на единые коэффициенты; При активации данной опции и настройке на ретроспективный интервал алгоритм адаптирует модель скважины на единые значения коэффициентов для выбранного параметра.

Адаптация параметров может быть выполнена для каждой даты наблюдения с минимизацией погрешности, однако такой подход не всегда является методически корректным. Влияние оказывают погрешности измерения исходных параметров, в результате чего полученные зависимости могут демонстрировать поведение,

не соответствующее физическому характеру процесса. Например, при адаптации коэффициентов потерь на трение и на гидростатику, эффективности насоса может нарушаться монотонность изменения параметров во времени, что в условиях отсутствия обоснования (проведения геолого-технических мероприятий, замена глубинно-насосного оборудования, сезонное «замерзание» трубы и пр.) является недопустимым.

Также включение опции позволяет находить временные периоды и объекты сети, выделяющиеся из настройки повышенной ошибкой, а также следить за трендом изменения ошибки, выделять паттерны и сигнализировать профильным специалистам о необходимости выявления причин подобного поведения.

- Настройка на N последних замеров. При настройке на несколько дат точности адаптации N последних замеров присваивается больший вес при расчете интегральной суммы накопившихся ошибок за все даты. Отдельно стоит упомянуть способы ускорения адаптации. Процесс занимает относительно много времени, так как в ходе одной итерации при технической реализации необходимо делать запросы через программные интерфейсы (API) всех сопутствующих программных комплексов, проводить расчет модели, заново задействовать API для отправки ответа от сервера ПО к серверу программного комплекса.

Для решения задачи ускорения адаптации принят подход, в основе которого лежит принцип декомпозиции сложной задачи на совокупность более простых подзадач. Реализация данного принципа опирается на следующие ключевые положения:

- При многопараметрической адаптации независимых параметров необходимо использовать прямые расчеты модели. Так как различные параметры аккумулируют влияние нескольких физических факторов, упростить поиск значений данных параметров при адаптации модели без прямых пересчетов модели не представляется возможным.
- При адаптации коэффициента деградации насоса достаточным является использование упрощенной зависимости с последующим уточнением значения коэффициента. В рамках данной зависимости коэффициент эффективности насоса после адаптации определяется как произведение исходного коэффициента эффективности на множитель на коэффициент эффективности насоса:

$$k_{\text{эфф,адап}} = \lambda \cdot k_{\text{эфф,исх}}, \quad (12)$$

$$H_{\text{адап}} \approx \lambda \cdot H_{\text{исх}}, \quad (13)$$

⁶ Список конкретных корреляций МФП зависит от программного обеспечения комплексов инструментов интегрированного моделирования. В статье приведен итоговый список, реализованный авторами в расчетно-аналитическом программном комплексе.

$$H_{\text{адап}} \approx P_{\text{вык,исх}} - P_{\text{пр,цел}}, \quad (14)$$

$$k_{\text{эфф,адап}} \approx \frac{k_{\text{эфф,исх}} \cdot (P_{\text{вык,исх}} - P_{\text{пр,цел}})}{H_{\text{исх}}}, \quad (15)$$

где $k_{\text{эфф,адап}}$ — коэффициент эффективности насоса после адаптации; $k_{\text{эфф,исх}}$ — коэффициент эффективности насоса исходный до адаптации; λ — множитель на коэффициент эффективности; $H_{\text{адап}}$ — напор, создаваемый насосом, после адаптации; $H_{\text{исх}}$ — исходный напор, создаваемый насосом, до адаптации; $P_{\text{вык,исх}}$ — исходное давление на выкиде насоса до адаптации; $P_{\text{пр,цел}}$ — целевое значение (на которое необходимо настроить модель) давления на приеме. При адаптации вводится допущение (14), что давление на выкиде насоса при изменении давления на приеме (ввиду изменения коэффициента эффективности) меняется не значительно. При дальнейшем уточнении значения коэффициента способом адаптации прямыми расчетами моделями с помощью оптимизатора требуют гораздо меньшего количества итераций.

- При адаптации коэффициента (-ов) потерь достаточным является использование упрощенной зависимости с последующим уточнением значения (-й) коэффициента (-ов).

Давление в любой i -й точке ствола скважины можно определить по следующей формуле:

$$P_i = P_{\text{заб}} + P_{\text{мех, } i} - P_{\text{пот } i, \text{тр}} - P_{\text{пот } i, \text{гр}} - P_{\text{пот } i, \text{ин}}, \quad (16)$$

где P_i — давление в i -й точке ствола скважины; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление; $P_{\text{мех, } i}$ — дополнительный перепад давления за счет механизированной добычи нефти, приведенный до i -й точки ствола скважины; $P_{\text{пот } i, \text{тр}}$, $P_{\text{пот } i, \text{гр}}$, $P_{\text{пот } i, \text{ин}}$ — потери давления за счет трения, гравитационной и инерционной составляющей соответственно в i -й точке ствола скважины. $P_{\text{пот } i, \text{ин}}$ можно пренебречь.

В рамках данной зависимости значение поправочного коэффициента после адаптации определяется как произведение исходного значения поправочного коэффициента на соответствующее значение множителя на поправочный коэффициент:

$$P_{\text{цел, } i} = P_{\text{заб}} + P_{\text{мех, } i} - \lambda_{\text{тр}} \cdot P_{\text{пот } i, \text{тр}} - \lambda_{\text{гр}} \cdot P_{\text{пот } i, \text{гр}}, \quad (17)$$

$$k_{\text{тр, адап}} \approx \lambda_{\text{тр}} \cdot k_{\text{тр}}, \quad (18)$$

$$k_{\text{гр, адап}} \approx \lambda_{\text{гр}} \cdot k_{\text{гр}}, \quad (19)$$

где $P_{\text{цел, } i}$ — целевое значение давления в i -й точке ствола скважины; $\lambda_{\text{тр}}$,

$\lambda_{\text{гр}}$ — множители на коэффициенты гидравлических и гидростатических потерь соответственно; $k_{\text{тр, адап}}$, $k_{\text{гр, адап}}$ — поправочные коэффициенты после адаптации на гидравлические и гидростатические потери соответственно; $k_{\text{тр}}$, $k_{\text{гр}}$ — исходные поправочные коэффициенты до адаптации на гидравлические и гидростатические потери соответственно.

При адаптации вводится допущение (18)–(19), что изменение потерь давления на трение или гравитационную составляющую прямо пропорционально изменению соответствующего поправочного коэффициента. При дальнейшем уточнении значения поправочного коэффициента способом адаптации прямыми расчетами моделями с помощью оптимизатора требуют гораздо меньшего количества итераций. При выборе обоих поправочных коэффициентов варьируется тот, который обладает наибольшим градиентом и, как следствие, большим влиянием на конечную сходимость.

Таким образом, в данном разделе сформулированы методические положения, лежащие в основе дальнейшей реализации и применения предложенного подхода автоматизированной адаптации моделей скважин.

МЕТОДИКА АВТОМАТИЗАЦИИ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ СЕТИ СБОРА И ТРАНСПОРТА

Разработан подход адаптации моделей ССИТ, позволяющий проводить процесс настройки модели на фактические данные с максимальной скоростью и эффективностью. При этом требуемое количество повторных расчетов модели и задействование ресурсов компьютера минимальны.

Поддерживаются модели следующих типов сетей:

- добывающая система сбора нефти;
- добывающая система сбора газа;
- система поддержания пластового давления путем закачки воды;
- система поддержания пластового давления путем закачки газа;
- система поддержания пластового давления путем закачки газа (газлифт).

Для каждого типа сети в рамках одной модели доступна многопараметрическая адаптация (конкретные параметры выбираются пользователем).

Опции адаптации моделей сети (варианты подбора корреляции, список доступных корреляций МФП, дополнительные опции, влияющие на процесс адаптации) формируются по тем же методическим принципам,

что и для моделей скважин (см. раздел «Методика автоматизации адаптации моделей скважин»).

Для всех типов моделей сети сбора и транспорта доступна адаптация следующих параметров:

- Поправочный коэффициент на гидравлические потери;
- Поправочный коэффициент на гидростатические потери.

С точки зрения физической природы протекающих процессов трубопроводы сети сбора и скважины описываются сходными уравнениями и законами. В связи с этой особенностью описанная в данном разделе методика близка к методике автоматизированной адаптации моделей скважин в области настройки поправочных коэффициентов на гидравлические и гидростатические потери. В качестве важных факторов при разработке алгоритма учитывались:

- Необходимость настройки на множество дат ретроспективного периода.
- Необходимость задавать допустимый диапазон варьирования значений параметров.
- Необходимость введения штрафа за повышенное отклонение значений поправочных коэффициентов от 1.

Модель ССиТ технически можно адаптировать множеством способов ввиду большого количества трубопроводов в модели и, как следствие, большого количества параметров оптимизации. Превышение значений коэффициентов на одних трубопроводах по сравнению с остальными должно быть обосновано. В предложенной методике решено реализовать настройку с учетом принципа взаимной согласованности коэффициентов потерь по трубопроводам сети. Для случая необходимости настройки отдельного региона трубопроводов или отдельных трубопроводов, пользователю самостоятельно необходимо выделить регионы на схеме топологии системы для последующей дополнительной адаптации выбранной системы.

- Необходимость учета изменения количества активных элементов системы, участвующих в расчете.

Последний фактор наиболее важен, так как при учете интегральной суммы накопившихся ошибок по всем активным элементам модели сети необходимо учитывать сложность и масштаб системы. Одно и то же значение интегральной ошибки может отображать разное качество настройки модели и само по себе не несет информацию об итоговом результате адаптации.

Процедура автоматизированной адаптации моделей сети сбора и транспорта состоит из следующих этапов.

1. Чтение данных о фактических значениях давления на узлах элементов сети.
2. Из модели сети считываются расчетные значения потерь давления, текущие значения поправочных коэффициентов $p_{fric, i}$ и $p_{grav, i}$.
3. Рассчитывается среднеквадратичная ошибка MSE для всех элементов (и всех дат для случая настройки на ретроспективный период):

$$MSE_i = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (P - \hat{P}_i)^2, \quad (20)$$

где n — количество элементов модели сети, участвующих в адаптации; P — фактическое значение давления в узле элемента; $\hat{P}_i$ — рассчитанное значение давления в узле элемента на i -м шаге расчета модели сети.

4. Ошибка корректируется с учетом масштаба сети:

$$MSE_{corr, i} = MSE_i \cdot COEF, \quad (21)$$

где $COEF$ — константа для коррекции ошибки с учетом масштаба сети, равна:

- 1 для сетей с количеством элементов для адаптации до 10;
- 10 для сетей с количеством элементов для адаптации от 10 включительно до 100;
- 100 для сетей с количеством элементов для адаптации от 100 включительно и выше.

Значение константы $COEF$ выбрано экспертным способом на основе анализа масштабных сетей различной размерности и не претендует на универсальность.

5. Рассчитываются штрафы за отклонение значений коэффициентов от единицы:

$$\Delta_{fric, j} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (\lambda_{fric, j} - 1)^2, \quad (22)$$

$$\Delta_{grav, j} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (\lambda_{grav, j} - 1)^2, \quad (23)$$

где $\lambda_{fric, j}$ — множитель на поправочный коэффициент на трение на j -й итерации оптимизации; $\lambda_{grav, j}$ — множитель на поправочный коэффициент на гравитационную составляющую на j -й итерации оптимизации.

6. Рассчитывается суммарный по трубам штраф:

$$\Delta_{pipe, j} = \Delta_{fric, j} + \Delta_{grav, j}. \quad (24)$$

7. Оптимизатор решает задачу минимизации $\Delta_{pipe, j}$, получаем итоговые значения

множителей $\lambda_{fric, i+1}$, $\lambda_{grav, i+1}$ для следующего шага расчета модели сети.

8. Рассчитываются новые значения коэффициентов для следующего шага расчета модели сети:

$$p_{fric, i+1} = p_{fric, i} \cdot \lambda_{fric, i+1}, \quad (25)$$

$$p_{grav, i+1} = p_{grav, i} \cdot \lambda_{grav, i+1}. \quad (26)$$

9. Новые значения коэффициентов заносятся в модель.
10. Модель рассчитывается.
11. Повторяются шаги 3–4.
12. Если среднеквадратичная ошибка MSE удовлетворяет заданной допустимой погрешности, адаптация модели прекращается.
13. Если среднеквадратичная ошибка MSE не удовлетворяет заданной допустимой погрешности, повторяются шаги 5–11.

Упрощенное представление приведенной методики и сравнение со стандартным подходом приведено на **рис. 1**.

РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Для автоматизации процессов реализованы расчетные модули на языке программирования Python. В основу работы каждого модуля положена методология автоадаптации, описанная в предыдущих разделах. Каждый

модуль является независимым от других.

Модули разработаны авторами статьи.

Для ускорения поиска значений адаптируемых параметров реализован оптимизатор (совокупность основных методов математической оптимизации). В оптимизаторе заложены следующие численные и гибридные методы:

- бисекции (для адаптации моделей скважин);
- линейной интерполяции (для адаптации моделей скважин);
- Брента (для адаптации моделей скважин);
- Simplicial Homology Global Optimization (SHGO, для адаптации моделей сетей).

Данные алгоритмы протестированы и рекомендуются для задач автоматизированной одно- и многовариантной адаптации авторами статьи.

Планируется интеграция с корпоративными базами данных («КЛАД»), реализована возможность пользователю напрямую загружать собственные файлы с данными для настройки.

Комплексы инструментов, с которыми реализована или планируется интеграция при написании статьи:

- OIS BRIGHT DUOTech IMA (полностью поддерживается);
- ИСКРА (в разработке);
- МетАктив (в разработке).

Для интеграции с OIS BRIGHT DUOTech IMA реализован клиентский компонент интеграции. Клиентский компонент является HTTP-модулем удаленного выполнения скриптов,

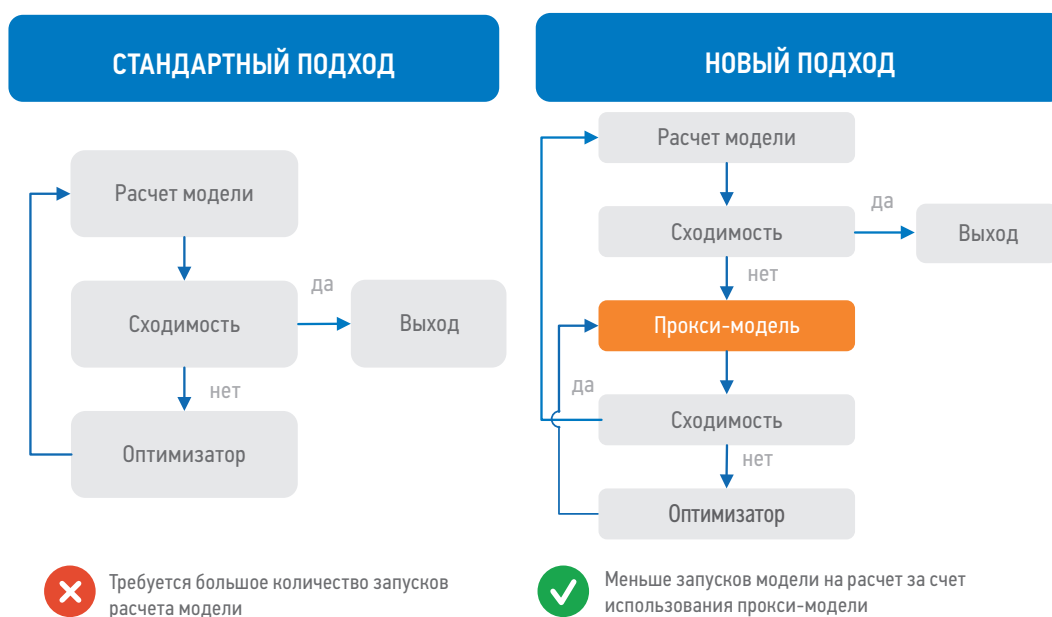


Рис. 1. Предложенный подход к автоматизированной адаптации модели ССиТ, сравнение со стандартным подходом при ручной адаптации. Составлено авторами

Pic. 1. The proposed approach to automated adaptation of the gathering and transportation network model, compared with the standard approach based on manual adaptation. Compiled by the authors

обеспечивающий передачу локальных пользовательских файлов на сервер-шлюз и обработку результатов выполнения. Текущая реализация расчетно-аналитического программного комплекса представлена на рис. 2.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕСТИРОВАНИЯ И КАЧЕСТВА МЕТОДИК АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ АДАПТАЦИИ. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ

По результатам автоадаптации моделей всех типов можно сделать вывод о работоспособности и корректности работы предложенных методик и реализованного программного комплекса. По всем типам моделей зафиксирован положительный эффект, адаптация проведена с допустимой погрешностью и со скоростью, значительно превышающей ручную адаптацию. Наибольший прирост скорости получен при адаптации моделей ССиТ. В рамках оценки сокращения трудозатрат задействованы модели от трех добывающих обществ, полученные эффекты описаны ниже (значения трудозатрат определены экспертно на основе накопленного практического опыта).

При оценке автоадаптации моделей материального баланса протестировано 18 моделей. На одну модель при ручной адаптации специалист затрачивает более 5 ч, с помощью программного комплекса — менее 10 мин. Среднее сэкономленное время на адаптацию одной модели составило 4,83 ч. При оценке автоадаптации моделей скважин протестирована 921 модель. На одну модель при ручной адаптации специалист затрачивает более 30 мин, с помощью программного комплекса — менее 1 мин. Среднее сэкономленное время на адаптацию одной модели составило 0,48 ч. При оценке автоадаптации моделей сети протестировано 3 модели. На одну модель при ручной адаптации специалист затрачивает более 20 ч, с помощью программного комплекса — менее 2 ч. Среднее сэкономленное время на адаптацию одной модели составило 18 ч. По всем моделям суммарная экономия составила 146 рабочих дней на полученные 3 ИМА, что в денежном выражении составляет порядка 3,3 млн рублей в год. Наибольшую ценность при оценке результатов тестирования представляют результаты работы методики по автоадаптации моделей ССиТ, так как по сравнению с другими методиками данный алгоритм реализует уникальный подход. Далее приведены результаты

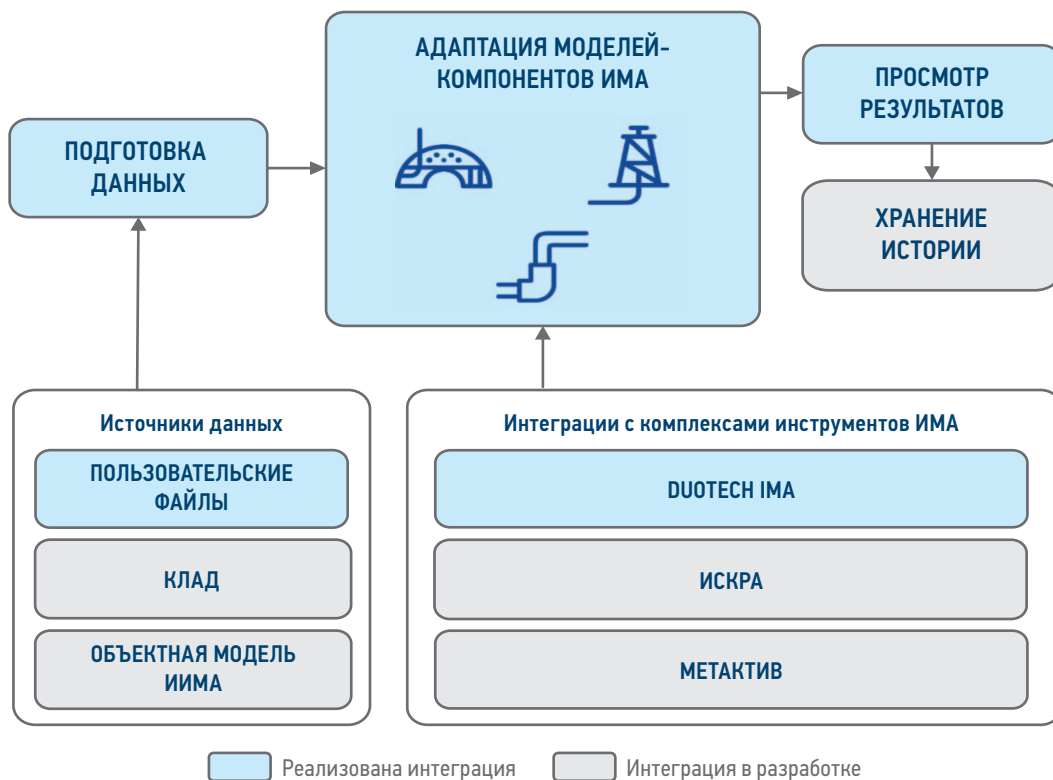


Рис. 2. Текущая реализация расчетно-аналитического программного комплекса. Составлено авторами
Fig. 2. Current implementation of the computational and analytical software package. Compiled by the authors

работы по одной из полученных производственных моделей ССiT (рис. 3). В данной модели 64 трубопровода и, как следствие, 128 параметров оптимизации.

Динамика процесса адаптации представлена рис. 4 (в точках графика указано количество итераций оптимизационного алгоритма по подбору множителей на поправочные коэффициенты). Итоговая суммарная ошибка по всем кустовым площадкам составила 1,5 %. В процессе адаптации алгоритм запустил расчет модели 9 раз. Особенно стоит отметить значительное снижение суммарной ошибки по давлению уже после первого расчета модели ССiT.

Полученные результаты позволяют оценить потенциальный экономический эффект за счет оптимизации планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ). Данный эффект основывается на лучшем понимании потенциала фонда скважин и максимума повышения частоты работы насоса. Величина данного эффекта оценивается в сумму около 348 млн рублей

(по результатам сравнения расчетов фактического и с погрешностью в 1 % без адаптации).

Дополнительно можно оценить потенциальный экономический эффект за счет своевременного принятия превентивных мер и планирования мероприятий, позволяющих избежать потери добычи. Эффект достигается благодаря лучшему анализу работы фонда скважин и трубопроводов за счет увеличенной частоты адаптации и отслеживания динамики изменения адаптируемых параметров. Величина данного эффекта не оценивалась.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги, можно заключить, что разработанное решение характеризуется следующими эффектами:

- кросс-платформенность — реализованы алгоритмы с возможностью интеграции с любым продуктом ИМА;

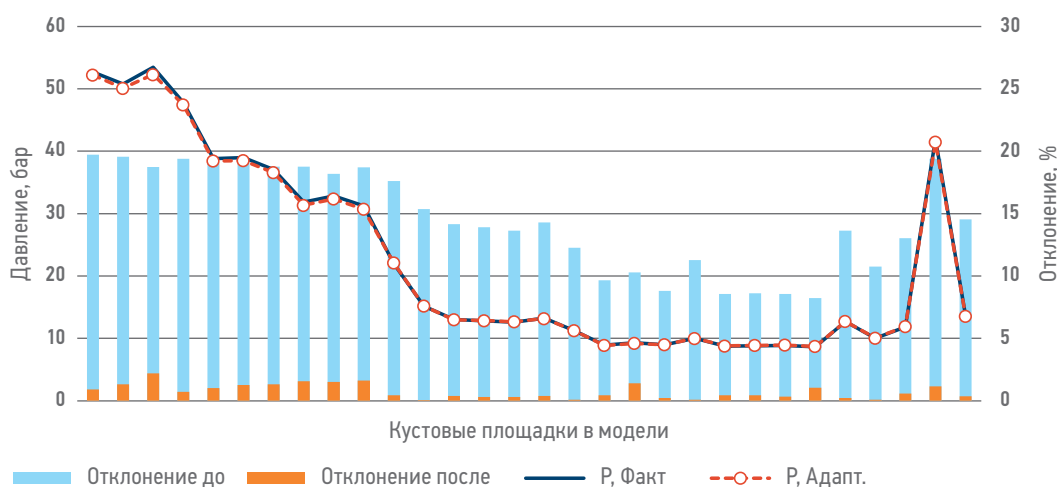


Рис. 3. Сравнение отклонений по линейному давлению на кустовых площадках в модели ССiT до и после адаптации. Составлено авторами

Pic. 3. Comparison of linear pressure deviations at pads before and after adaptation. Compiled by the authors



Рис. 4. Динамика автоматизированной настройки модели ССiT. Составлено авторами

Pic. 4. The dynamics of automated configuration of the network model. Compiled by the authors

- отсутствие аналогов — по степени охвата компонентов ИМА, функционалу для анализа и отчетов;
- реализация лучших практик — учтен многолетний опыт профильных специалистов;
- ускорение адаптации до 5 раз по сравнению со стандартными подходами вычисления адаптируемых параметров оптимизационными алгоритмами;
- массовая адаптация и многовариантный подбор;
- снижение затрат времени и трудоресурсов специалистов на адаптацию ИМА, смещение области работ в сторону проработки бизнес-кейсов;
- низкий порог входа для начинающих;
- своевременное определение отклонений в работе оборудования — за счет повышения частоты адаптации и анализа динамики поведения адаптируемых параметров;
- соответствие регламентам внутренней ИТ-политики.

Список литературы

1. От ТриЗ до Заполярья: как цифровая трансформация меняет геологоразведку [электронный ресурс] // Газпромнефть-ГЕО. — 2025. — URL: <https://geo.gazprom-ne1.ru/press-center/news/ot-triz-do-zapolyarya-kak-tsifrovaya-transformatsiya-menyaet-geologorazvedku> (дата обращения: 14.01.2026).
2. Переосмысление нефтяных запасов искусственным интеллектом. Обзор [электронный ресурс] // Интерфакс. — 2025. — URL: <https://www.interfax.ru/business/1064849> (дата обращения: 14.01.2026).
3. Стратегия технологического суверенитета [электронный ресурс] // Газета «Труд», 2024. — URL: https://www.trud.ru/article/12-07-2024/1632871_strategija_tehnologicheskogo_suvereniteta.html (дата обращения: 14.01.2026).
4. Программа цифрового развития ПАО «ЛУКОЙЛ» [электронный ресурс] // Российский союз промышленников и предпринимателей. — 2019. — URL: https://rspp.ru/upload/uf/846/Лукойл_2019_Цифровиз.комплекс.pdf (дата обращения: 14.01.2026).
5. Цифровизация [электронный ресурс].// Официальный сайт «ЛУКОЙЛ» — URL: <https://lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/digitalization> (дата обращения: 14.01.2026).
6. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. — 2-е изд. — Москва: «Юкос» — Schlumberger, 2001. — 144 с.
7. Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // *Producers Monthly*. — 1954. — Vol. 19, no. 1. — Pp. 38–41.

References

1. From HTR reserves to the Arctic: How Digital Transformation is Changing Geological Exploration // *Gazpromne1-GEO*: [website]. — 2025. — URL: <https://geo.gazprom-ne1.ru/press-center/news/ot-triz-do-zapolyarya-kak-tsifrovaya-transformatsiya-menyaet-geologorazvedku> (date of access: 14.01.2026). (In Russ.)
2. Rethinking Oil Reserves with Artificial Intelligence. Review // *Interfax*: [website]. — 2025. — URL: <https://www.interfax.ru/business/1064849> (date of access: 14.01.2026). (In Russ.)
3. Strategy of technological sovereignty // *Trud* newspaper: [website]. — 2024. — URL: https://www.trud.ru/article/12-07-2024/1632871_strategija_tehnologicheskogo_suvereniteta.html (date of access: 14.01.2026). (In Russ.)
4. Digital Development Program of PJSC LUKOIL // *Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs*: [website]. — 2019. — URL: https://rspp.ru/upload/uf/846/Лукойл_2019_Цифровиз.комплекс.pdf (date of access: 14.01.2026). (In Russ.)
5. Digitalization // Official website of LUKOIL: [site]. — URL: <https://lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/digitalization> (date of access: 14.01.2026). (In Russ.)
6. Walcott D. Development and management of fields during waterflooding / D. Walcott. 2nd ed. Moscow: Yukos — Schlumberger, 2001. 144 p.
7. Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A.T. Corey. *Producers Monthly*. 1954, vol. 19, no. 1, pp. 38–41.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Ю. Рязанов — руководство разработкой методологии и реализации расчетно-аналитического программного комплекса, разработка методики и создание модуля автоадаптации модели сети, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.О. Савченко — разработка методик и создание модулей автоадаптации моделей скважин, сети и материального баланса, разработка концепции статьи и подготовка текста, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.О. Ходаков — руководство разработкой методологии и реализации расчетно-аналитического программного комплекса, консультационная и экспертная поддержка по методологическому сопровождению и внедрению инструмента.

Mikhail Y. Ryazanov — led the development of the methodology and implementation of the computational and analytical software package, developed the methodology and created the network model auto-matching module, agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

Vladislav O. Savchenko — developed the methodology and created the modules for automatching well, network, and material balance models, developed the article concept and prepared the text, agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

Ilya O. Khodakov — led the development of the methodology and implementation of the computational and analytical software package, provided consulting and expert support for methodological support and tool implementation.

М.В. Симонов — консультационная и экспертная поддержка по методологическому сопровождению и внедрению инструмента.

П.К. Кабанова — разработка методики и создание модуля автоадаптации моделей скважин и материального баланса.

П.А. Рязанов — создание модуля автоадаптации моделей материального баланса.

Т.И. Хасанов — создание клиентского компонента интеграции с DUOTech IMA.

Maxim V. Simonov — provided consulting and expert support for methodological support and tool implementation.

Polina K. Kabanova — developed the methodology and created the module for automatching well and material balance models.

Pavel A. Ryazanov — created the module for automatching material balance models.

Timur I. Khasanov — created the client component for integration with DUOTech IMA.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Юрьевич Рязанов — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Владислав Олегович Савченко* — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ ID: 1244441

Илья Олегович Ходаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 1162-6676

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57200084291
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1011-8999>

Полина Константиновна Кабанова — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57205223407
РИНЦ ID: 1189038
Researcher ID: ABG-7506-2021
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1860-0034>
SPIN-код: 8944-5748

Павел Андреевич Рязанов — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Тимур Ильдарович Хасанов — старший эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Mikhail Yu. Ryazanov — Chief specialist, Gazprom
neft company group

Vladislav O. Savchenko* — Leading specialist,
Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., Saint Petersburg, 190121,
Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
RSCI ID: 1244441

Ilya O. Khodakov — Discipline head, Gazprom neft
company group
SPIN-code: 1162-6676

Maksim V. Simonov — Head of Center, Gazprom
neft company group
Scopus ID: 57200084291
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1011-8999>

Polina K. Kabanova — Chief specialist, Gazprom
neft company group
Scopus ID: 57205223407
RSCI ID: 1189038
Researcher ID: ABG-7506-2021
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1860-0034>
SPIN-code: 8944-5748

Pavel A. Ryazanov — Leading specialist, Gazprom
neft company group

Timur I. Khasanov — Senior expert, Gazprom neft
company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

Для заметок

Handwriting practice lines consisting of 20 horizontal dashed lines.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNeft@gazprom-neft.ru

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 8 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.



арт-проект

Террабайт

цифровой
взгляд в недра



Реклама. 6+

