

PRO НЕФТЬ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ISSN 2587-7399 (Print)

ISSN 2588-0055 (Online)

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Том 9, № 4, 2024

№ 4 (34) декабрь

Модель влияния нестационарных
и нелинейных эффектов
на проводимость трещин ГРП **86 стр.**

Применение цифрового ядра
в практике моделирования
разработки месторождений **141 стр.**

Сбор промысловых данных
с помощью ETL-процессов
для машинного обучения **152 стр.**



PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

A PERIODICAL SCIENCE & TECHNOLOGY JOURNAL OF GAZPROM NEFT COMPANY GROUP



ЭНЕРГИЯ В ЛЮДЯХ



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), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Аплонов 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 «Газпромнефть — Технологические партнерства»

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

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

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

Сарваров А.Р., к.т.н., заместитель начальника департамента по крупным проектам разведки и добычи «Газпром нефти»

Тугарова М.А., д.геол.-мин.н., ведущий сотрудник НОЦ «Газпромнефть — НГУ»

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

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

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь

Слушев Д.Е., руководитель направления

Старикова Е.И., руководитель направления

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), 25.00.18. Development technology offshore mineral deposits (technical sciences).

EDITORIAL BOARD

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 Gazpromneft — Technological Partnerships

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

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

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. Osiptsov, 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

Aidar R. Sarvarov, Ph.D., Deputy Head of the Department for Major Projects of Exploration and Production of Gazprom Neft

Marina A. Tugarova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), leading researcher of the scientific educational center "Gazpromneft — Novosibirsk State University"

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

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

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary

Dmitrii E. Slushev, Project manager

Ekaterina I. Starikova, Project manager

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

Комплексные исследования ретрокерна с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ на слабозабуренных территориях (на примере елецко-петриковских отложений Южного структурного района Припятского прогиба)

В.В. Даниленко, Е.А. Калейчик, А.А. Ерошенко

Comprehensive studies of retrocore for the purpose to increase the efficiency of geological exploration in poorly drilled areas (using the example of the Yelets-Petrikov deposits of the southern structural region of the Pripyat Trough)

Vitaly V. Danilenko, Yauheni A. Kaleichyk, Anna A. Eroshenko

15

Особенности подхода к вероятностной оценке ресурсного потенциала поясов руслоформирования на севере Тазовского полуострова

И.И. Алехин, А.С. Мещерякова, И.А. Переpletкин, М.Ю. Орешкова, К.С. Тельнова

Reserves probabilistic assessment approach for fluvial upper-middle Jurassic deposits in the northern part of Tazovsky peninsula

Ilya I. Alekhin, Anastasiia S. Meshcheryakova, Ivan A. Perepletkin, Mariia Yu. Oreshkova, Kseniia S. Telnova

30

Применение комплексного атрибутивного анализа как инструмента выделения дизъюнктивных нарушений различного ранга с целью локализации структурно-тектонических ловушек

Э.Р. Гибяев, М.С. Космачева, И.А. Переpletкин, Д.Е. Осадчий

Use of complex attribute analysis as a faults' detection instrument to localize tectonic traps

Emil R. Gibaev, Maria S. Kosmacheva, Ivan A. Perepletkin, Dmitry E. Osadchiy

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

38

Выбор оптимальной системы разработки в условиях низкопроницаемого малоомощного расчлененного коллектора, осложненного подстилающим промытым пластом

Е.А. Спирина, Р.А. Озроков, Р.Х. Камалетдинов, А.М. Ишкинов, С.Н. Хохлов, А.Б. Комолов

Selection of the optimal development system in conditions of a low-permeability, thin, dissected reservoir complicated by an underlying washed formation

Elizaveta A. Spirina, Ruslan A. Ozrokov, Rinat H. Kamaletdinov, Azat M. Ishkinov, Sergey N. Khokhlov, Alexander B. Komolov

49

Формирование стратегии разбуривания частично расформированных нефтяных оторочек

О.О. Лямкина, И.О. Мальцева, В.В. Овчаров, Д.А. Самоловов, М.В. Фёдоров

Design of development strategy for a partially broken-up oil-rim reservoirs

Olga O. Lyamkina, Irina O. Maltseva, Vladimir V. Ovcharov, Dmitry A. Samolovov, Maxim V. Fedorov

61

Применение промыслово-геофизических исследований на ачимовских объектах для решения актуальных задач разработки

М.В. Колесников, Е.П. Панарина

Application of field and geophysical research at Achimov facilities to solve urgent development tasks

Mikhail V. Kolesnikov, Ekaterina P. Panarina

Оценка эффективности вытеснения нефти газом путем проведения комплексных фильтрационных исследований на модели тонкой трубки с различными газами закачки для ачимовских отложений Западной Сибири

В.К. Деревянко, Г.Д. Сергеев, А.В. Болотов, И.Ф. Минханов, М.А. Варфоломеев, В.В. Чалин, В.А. Коваленко, А.Ю. Кушней, А.В. Ваганов, И.Р. Мукминов
Evaluation of the efficiency of oil displacement by gas using complex filtration studies on a slim tube model with different injection gases for the Achimov deposits of Western Siberia
Vadim K. Derevyanko, Gregory D. Sergeev, Alexander V. Bolotov, Ilgiz F. Minkhanov, Mikhail A. Varfolomeev, Vladislav V. Chalin, Vyacheslav A. Kovalenko, Alexei Y. Kushney, Andrey V. Vaganov, Iskander R. Mukminov

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

Модель влияния нестационарных и нелинейных эффектов на проводимость трещин гидроразрыва для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

Д.А. Самоловов
Model of non-steady and non-linear effects influencing on hydraulic fractures productivity for oil, gas and gas-condensate fields
Dmitriy A. Samolovov

Устойчивость интервала срезки в открытом горизонтальном стволе при строительстве многозабойных скважин с большим отходом

Д.А. Тазьба, Р.К. Непоп, Н.Ю. Смирнов
ERD Multilateral well open hole junction zone stability for purpose of well construction optimization
Dmitry A. Tazba, Roman K. Nepop, Nikolay Y. Smirnov

Геомеханический подход при разработке дизайна/редизайна многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах

В.А. Стародубов, Р.К. Непоп, Н.Ю. Смирнов
Geomechanical approach in the development of design/redesign of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells
Vladislav A. Starodubov, Roman K. Nepop, Nikolay Y. Smirnov

Уникальные испытания отечественной эластичной самовосстанавливающейся цементной системы при скважинных условиях. Опыт применения

И.В. Денисов, А.С. Резвых, М.В. Микляев, Р.Н. Рязанов, В.Б. Губжоков
Unique laboratory tests of the domestic elastic self-healing cement system, under borehole conditions. Application experience
Ivan V. Denisov, Alexander S. Rezvykh, Maxim V. Miklyaev, Roman N. Ryazanov, Vitaly B. Gubzhokov

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.
Per № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:
**Группа компаний «Газпром нефть»,
190000, Россия, Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3-5
Тел.: +7 (812) 313-69-24**

ТИРАЖ:
100 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 09.10.2024.
Подписано в печать 27.12.2024.
Выход в свет 28.12.2024.

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

КОПИРАЙТ:
© Оформление. «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2024
© Составление. Группа компаний «Газпром нефть», 2024
© Научное редактирование статей и верстка. ООО «НЭИКОН ИСП», 2024
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

125

Критерии поисков подземных вод в условиях распространения многолетней мерзлоты на территории Лено-Вилюйского артезианского бассейна Республики Саха (Якутия)

А.А. Оцимик, И.В. Буддо, Н.В. Мисюркеева, О.В. Токарева, И.А. Шелохов, И.В. Анулова, Ю.А. Агафонов

Approach to data integration for groundwater exploration within the permafrost areas of the Lena-Vilyui artesian basin of the Republic of Sakha (Yakutia)

Anastasia A. Otsimik, Igor V. Buddo, Natalia V. Misyurkeeva, Olga V. Tokareva, Ivan A. Shelokhov, Irina V. Akulova, Yuri A. Agafonov

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

135

Новообразование минералов и вторичные преобразования призабойной зоны скважин подземных хранилищ газа

Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова, А.Н. Абрамов, Л.Э. Алескерова, К.А. Шибзухова, А.М. Неугодов, Д.А. Гурбаннепесов

New formation of minerals and secondary transformations of the bottomhole zone of underground gas storage wells

Nadezhda K. Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova, Alexander N. Abramov, Leila E. Aleskerova, Karina A. Shibzuhova, Artyom M. Neugodov, Daniil A. Gurbannepesov

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

141

Концепция применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки

С.В. Степанов, Я.И. Гильманов, К.Г. Лапин, М.А. Загоровский, И.А. Зубарева

The concept of applying the results of digital core research in the practice of reservoir modeling

Sergei V. Stepanov, Yan I. Gilmanov, Konstantin G. Lapin, Mikhail A. Zagorovskii, Irina A. Zubareva

152

Предобработка данных для интегрированного моделирования активов

К.А. Печко, Д.И. Константинов, М.В. Симонов, А.А. Афанасьев

Data preprocessing for integrated asset modeling

Konstantin A. Pechko, Dmitry I. Konstantinov, Maksim V. Simonov, Aleksandr A. Afanasev

159

Современные подходы к автоматизации процесса уплотняющего бурения: от поиска зон до оптимизации затрат для месторождений на последних стадиях разработки

А.А. Прохоров, А.Ф. Мурзакова, А.А. Рыбаковская, Д.Н. Сазонов

Modern approaches to automating the infill drilling process on mature fields: from selection of infill wells locations to cost optimization

Andrey A. Prokhorov, Alina F. Murzakova, Anastasia A. Rybakovskaya, Dmitry N. Sazonov

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:
**Gazprom neft company group,
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:
100 copies

DATES:
Sent to typesetting 09.10.2024.
Approved for printing 27.12.2024.
Date of publication 28.12.2024.

PRINTING HOUSE:
Printed at BEAN LLC
1, Barikad Str. bldg. 5, 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:
© Design. PRONEFT. Professionally about Oil, 2024
© Compilation. Gazprom neft company group, 2024
© Academic editing and proofreading of journal articles and composition services. NEICON ISP LLC, 2024
4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow, Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:
In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:
open price



КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕТРОКЕРНА С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СЛАБОРАЗБУРЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ЕЛЕЦКО- ПЕТРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО СТРУКТУРНОГО РАЙОНА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)

© Коллектив авторов,
2024



В.В. Даниленко*, Е.А. Калейчик, А.А. Ерошенко

БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Республика Беларусь, Гомель

Электронный адрес: V.Danilenko@beloil.by

Введение. Одним из методов прогноза нефтеперспективных объектов являются комплексные исследования керна, полученного при бурении скважин. Появление новых методик изучения, а также совершенствование уже применяемых позволяет доизучить керновый материал с целью получения новых данных о составе пород и их свойствах.

Целью настоящей работы является всесторонний анализ керна, отобранного в скважинах старого фонда на территории Южного структурного района Припятского прогиба.

Материалы и методы. Работа выполнена на основе интерпретации данных, полученных в результате современного комплекса работ по первичной пробоподготовке, литолого-седиментологическим, минералогическим и пиролитическим исследованиям ретрокерна.

Результаты. Впервые проведенные исследования ретрокерна позволили сформировать концептуальную литолого-седиментологическую модель формирования верхнедевонских (елецко-петриковских) отложений, определить перспективы нефтегазоносности для различных типов пород-коллекторов (терригенные, карбонатные, смешанные), установить границы их распространения в разрезе и локализовать основные потенциально-перспективные объекты на поиск углеводородов.

Заключение. Доизучение и доисследование ретрокерна на ряде перспективных площадей может дать важную информацию о истинных перспективах нефтеносности объекта. Об этом свидетельствуют результаты, полученные в пределах наименее изученного Южного структурного района Припятского прогиба. Несмотря на длительное хранение керна (в течение 30–50 лет), получены принципиально новые данные о генезисе отложений, особенностях минерального состава, углеводородного и генерационного потенциала. Кроме этого, изучение ретрокерна позволило сформировать принципиально новые методические подходы эффективного применения «ретроданных» для успешного выполнения задач геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: Припятский прогиб, елецко-петриковские отложения, седиментологическая модель, пиролитиз, породы-коллекторы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Даниленко В.В., Калейчик Е.А., Ерошенко А.А. Комплексные исследования ретрокерна с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ на слабообуренных территориях (на примере елецко-петриковских отложений Южного структурного района Припятского прогиба). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):6–14. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-6-14>

Статья поступила в редакцию 10.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

COMPREHENSIVE STUDIES OF RETROCORE FOR THE PURPOSE TO INCREASE THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL EXPLORATION IN POORLY DRILLED AREAS (USING THE EXAMPLE OF THE YELETS-PETRIKOV DEPOSITS OF THE SOUTHERN STRUCTURAL REGION OF THE PRIPYAT TROUGH)

Vitaly V. Danilenko*, Yauheni A. Kaleichyk, Anna A. Eroshenko

BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft", Republic of Belarus, Gomel

E-mail: V.Danilenko@beloil.by

Introduction. One of the methods of forecasting oil-promising facilities is comprehensive studies of the core obtained during drilling. The emergence of new research methods, as well as the improvement of those already used, determines the need for further study of core material in order to obtain new data on the composition of rocks and their properties.

Aim. A comprehensive analysis of the core taken from the wells of the old fund on the territory of the Southern structural region of the Pripyat Trough.

Materials and methods. The work was performed based on the interpretation of data obtained as a result of a modern complex of works on primary sample preparation, lithological-sedimentological, mineralogical and pyrolytic studies of retrocore.

Results. For the first time, the retrocore studies made it possible to form a conceptual lithological and sedimentological model of the formation of Upper Devonian (Yelets-Petrikov) deposits, determine the prospects of oil and gas potential for various types of reservoir rocks (terrigenous, carbonate, mixed), establish the boundaries of their distribution in the section and localize the main potentially promising objects for the search for hydrocarbons.

Conclusion. Additional study and research of retrocore in a number of promising areas can provide important information about the true prospects of the oil-bearing capacity of the object. This is evidenced by the results obtained within the least studied Southern structural region of the Pripyat Trough. Despite the long-term storage of the core (for 30–50 years), fundamentally new data were obtained on the genesis of deposits, features of the mineral composition, hydrocarbon and generation potential. In addition, the study of the retrocore made it possible to form fundamentally new methodological approaches to the effective use of "retrodata" for the successful implementation of geological exploration tasks.

Keywords: Pripyat Trough, Yelets-Petrikov deposits, sedimentological model, pyrolysis, reservoirs

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

For citation: Danilenko V.V., Kaleichyk Y.A., Eroshenko A.A. Comprehensive studies of retrocore for the purpose to increase the efficiency of geological exploration in poorly drilled areas (using the example of the Yelets-Petrikov deposits of the southern structural region of the Pripyat Trough). PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):6–14. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-6-14>

Manuscript received 10.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

В условиях ежегодно нарастающего «структурного голода», характерного для большинства нефтегазоносных провинций мира, в том числе и для Припятского прогиба, встает актуальный вопрос восполнения минерально-сырьевой базы путем поиска новых объектов. До настоящего времени основные объемы нефтепоисковых геолого-разведочных работ были направлены на поиск и изучение структурных и тектонически экранированных ловушек углеводородов. За более чем за 50-летний период освоения Припятского прогиба, на его территории открыто 93 месторождения углеводородного сырья. Практически все они приурочены к Северному и Центральному структурным районам [1].

Наряду с поиском структурных объектов на территории Припятского прогиба неоднократно были выявлены залежи углеводородов (УВ), связанные с ловушками неструктурного типа. К таким ловушкам относятся литологически экранированные и ограниченные, выявленные в межсолевых и верхнесоленосных отложениях верхнего девона. Они имеют небольшую мощность и характеризуются литологическим выклиниванием и замещением, и, как правило, не поддаются

выявлению широко используемыми методами полевой геофизики. В качестве основных критериев поиска неструктурных объектов выступают в основном седиментологические, фациальные и палеогеоморфологические, при этом роль структурного фактора незначительна. Вопрос о генезисе отложений, особенностях вещественного состава, морфологии, характере изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в последнее время приобретает особую актуальность. Связывается это в первую очередь с появлением новых технологий и методов исследований.

ИЗУЧЕНИЕ РЕТРОКЕРНА ЕЛЕЦКО-ПЕТРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОГО СТРУКТУРНОГО РАЙОНА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ПОЗВОЛЯЕТ ВЫБРАТЬ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ УСПЕШНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.

Особый интерес для поиска и изучения неструктурных объектов связывается с территорией южной части Припятского прогиба. В структурно-тектоническом отношении Южный структурный район приурочен к двум тектоническим элементам второго порядка:

Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени и Туровской центриклинальной депрессии (рис. 1) [2]. Активные нефтепоисковые геолого-разведочные работы здесь велись с 1950-х годов и были прекращены до настоящего времени в связи с аварией на Чернобыльской атомной электростанции. За это время на этой территории пробурено около 150 скважин, в то время как на территории Северного и Центрального районов — более 3320 скважин.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Наибольший интерес для изучения перспектив нефтеносности Южного структурного района связан с елецко-петриковскими отложениями верхнего девона, со свойственной им литологической и фациальной неоднородностью. Это создает предпосылки для выявления в них разнообразных литологических ловушек. С такими отложениями стратиграфически связано единственное месторождение — Ново-Ельское, расположенное в пределах одноименного участка. Также выявлены две непромышленные залежи УВ. Основная причина слабой успешности поисковых работ связывается со сложным геологическим строением продуктивных толщ. В 2024 году впервые на территории Южного структурного района по результатам сейсмических исследований пробурена первая

современная скважина с отбором керна в интервале перспективных елецко-петриковских отложений. Площадь 3D-съемки на одном из трёх запланированных участков составила порядка 600 км².

Для определения нефтегазосного потенциала елецко-петриковских отложений и дальнейшего планирования объемов поискового бурения, впервые реализованы работы по изучению и исследованию ретродранных. Под «ретродранными» понимается фактический материал по пробуренным скважинам — керн, петрографические шлифы, а также геофизический каротаж. Объектом исследований является ретрокерн по 35 скважинам, суммарным объемом около 1000 м, находящийся на долговременном хранении. Учитывая геологическую значимость кернового материала, проведен детальный комплекс исследований. Выполнены работы по первичной пробоподготовке и привязке керна к данным геофизических исследований скважин, литолого-седиментологическим, минералогическим и пиролитическим исследованиям. Полученные результаты увязаны с данными геофизических исследований скважин и положены в основу создания концептуальной литолого-седиментологической модели. При этом основополагающими явились результаты полного цикла лабораторных исследований современного керна, отобранного в одной из скважин, пробуренных в 2024 году.

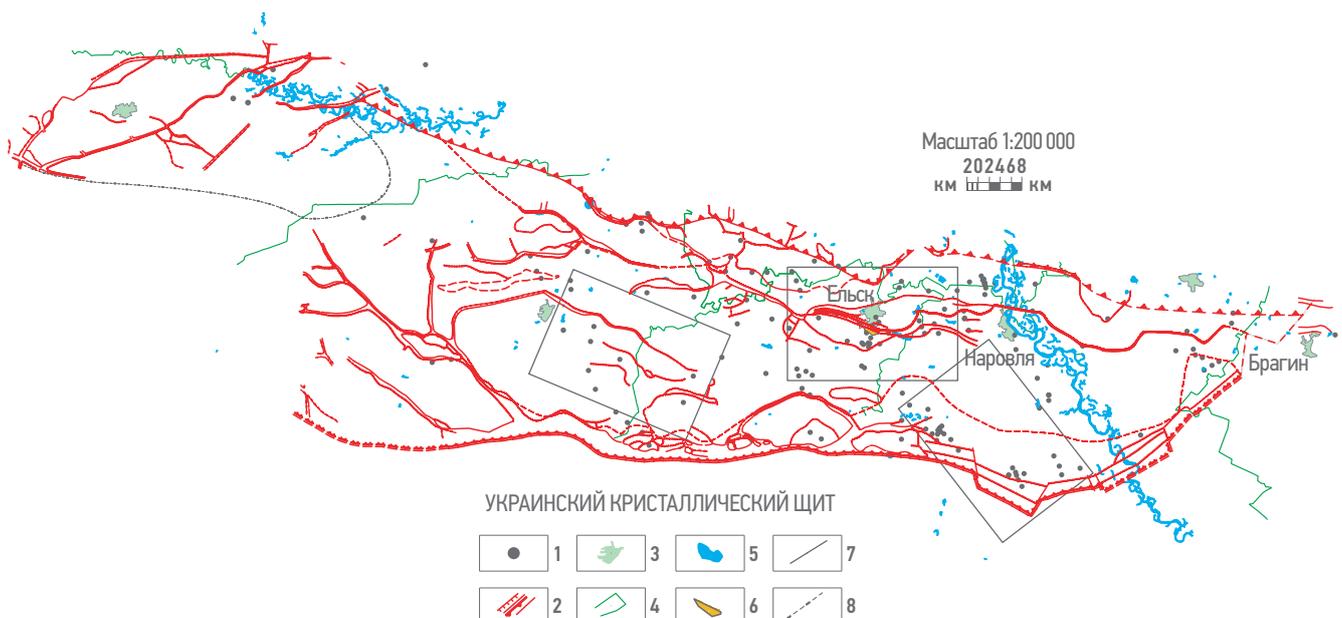


Рис. 1. Обзорная карта Южного структурного района Припятского прогиба. 1 — скважины; 2 — разломы; 3 — города; 4 — границы административных районов; 5 — гидрогеологические объекты; 6 — Ново-Ельское месторождение; 7 — сейсмические объекты съемки МОГТ 3D; 8 — граница тектонических элементов второго порядка. Составлено авторами

Fig. 1. Overview map of the Southern structural area of the Pripyat Trough. 1 — Well; 2 — faults; 3 — cities; 4 — borders of administrative districts; 5 — hydrogeological objects; 6 — Novo-Yelsk field; 7 — 3D seismic objects; 8 — the boundary of tectonic elements of the second order. Figure prepared by the authors

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА: ПРОБЛЕМАТИКА

Особенности осадконакопления на территории Южного структурного района Припятского прогиба значительно отличаются от Центрального и Северного. Главное отличие заключается в поступлении в палеобассейн большого объема терригенного материала с территории Украинского кристаллического щита на юге и отчасти Микашевичско-Житковичского выступа на северо-западе [2, 3]. Преимущественное распространение получили зоны повышенного скопления песчаных пород, связанные с развитием дельтовых обстановок седиментогенеза. На изучение подобных зон до недавнего времени были направлены основные объемы поисково-разведочного бурения. Основные перспективы нефтеносности связывались с песчаными и гравелитовыми породами дельтового генезиса, со своими им высокими коллекторскими свойствами. Однако, несмотря на встречаемые в породах нефтепроявления, результаты

поисковых работ оказались неблагоприятными. Проведенные современные комплексные фациальные и пиролитические исследования свидетельствуют о широком развитии аномалий, связанных с карбонатными и смешанными терригенно-карбонатными разностями, образованными в обстановках прибрежного шельфа.

СОЗДАНИЕ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В основу фациального районирования положены результаты исследований ретрокерна и интерпретации каротажных диаграмм скважин. В качестве концептуальной модели формирования елецко-петриковских отложений в пределах Южного структурного района использована флювиальная дельта типа «птичья лапка» [4].

Область максимальной концентрации терригенных пород приурочена к югу Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени. Здесь с запада на восток картируется пять

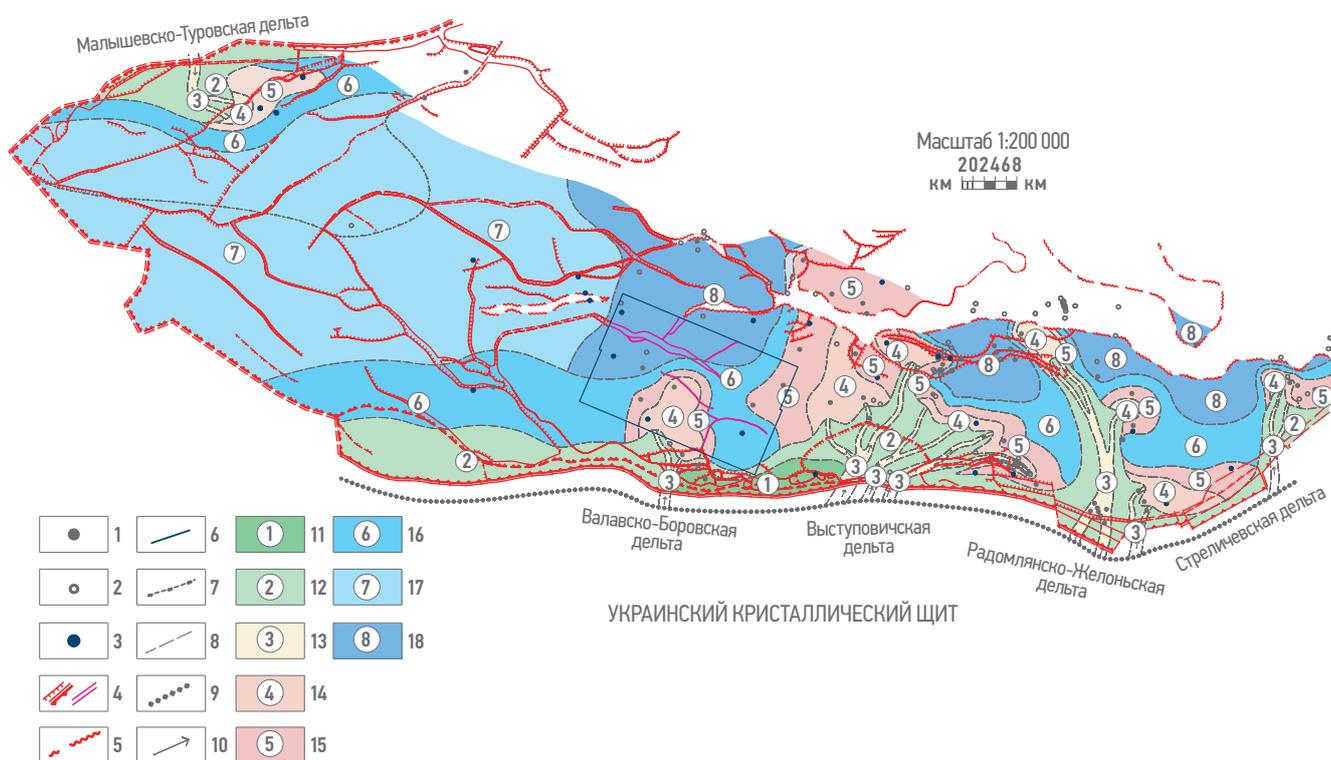


Рис. 2. Концептуальная литолого-фациальная карта елецко-петриковских отложений Южного структурного района Припятского прогиба. 1 — скважины; 2 — скважины не вскрывшие отложения; 3 — скважины с фактически исследованным керном; 4 — разломы; 5 — граница зоны отсутствия межсоловых отложений; 6 — граница сейсмического куба; 7 — граница тектонических элементов второго порядка; 8 — фациальные границы; 9 — береговая линия; 10 — направление сноса терригенного материала; 11 — переходная дельтовая зона; 12 — подводная дельтовая равнина; 13 — дистрибутивное русло; 14 — проксимальный устьевой бар; 15 — дистальный устьевой бар; 16 — продельта (склон дельты); 17 — открытое море; 18 — отмель шельфа. Составлено авторами

Fig. 2. Conceptual lithological and facies map of the Yeletsco-Petrikov deposits of the Southern structural region of the Pripjat Trough. 1 — Well; 2 — wells undrilled sediments; 3 — wells with studied core; 4 — faults; 5 — the boundary of the zone of absence of inter-salt deposits; 6 — the boundary of the Seismichevsky cube; 7 — the boundary of tectonic elements of the second order; 8 — facies boundaries; 9 — coastline; 10 — direction of terrigenous material removal; 11 — transitional delta zone; 12 — underwater delta plain; 13 — distributive channel; 14 — proximal estuarine bar; 15 — distal estuarine bar; 16 — prodelta (delta slope); 17 — open sea; 18 — shelf shoal. Figure prepared by the authors

дельтовых систем (рис. 2). Основной объем терригенного материала в елецко-петриковский палеобассейн был связан с работой развитых в то время палеорусел. Толщины отложений достигают 300–700 м. При этом песчаность разреза (доля песчаников) изменяется до 60–80 % и более (по отношению к толщине разреза). Близость расположения основного источника сноса — Украинского кристаллического щита, обусловила накопление в данной области первично выносимого терригенного материала со слабой степенью сортировки [5].

Преимущественное развитие получили пачки песчаных и гравелитовых пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), обусловленными преобладанием крупно- и грубозернистых разностей. В устьевых частях палеорусел скапливался преимущественно более мелкозернистый и лучше сортированный песчаный материал, формируя баровые образования.

Песчаные отложения руслового и барового генезиса характеризуются увеличенной мощностью и резкой изменчивостью ФЕС. Так, по лабораторным исследованиям ретрокер-на, значения открытой пористости в породах варьируют от 7 до 20 % и более. Большой разброс значений связывается с влиянием процессов карбонатизации — развит плотный доломитовый и известковый цемент. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) отложениям свойственны мощные пачки обводненных пластов-коллекторов с суммарной толщиной до 100–280 м и более. Характерная для этих отложений высокая степень обводненности, а также отсутствие надежного флюидоупора, ставят под сомнение возможность выявления продуктивных ловушек УВ.

Отложения барового комплекса замещаются образованиями, приуроченными к склону дельты и отмели шельфа. На протяжении елецко-петриковского времени песчаный материал в данную область поступал весьма ограниченно, в результате в некоторых скважинах фиксируются значения песчаности в пределах 1–11 %. Доминирующее положение в разрезе отложений занимают пачки и прослои карбонатных и кварцево-карбонатных пород с признаками нефтепроявлений. При этом в сравнении с русловыми и баровыми фациями в редких скважинах фиксируются пласты-коллекторы толщиной до 8–15 м с неустановленным насыщением. На западе, ближе к границе Туровской центриклинальной депрессии, выделяется обширная область открыто-морской фации. Здесь на протяжении елецко-петриковского

времени в мелководных обстановках формировались органогенные постройки типа банок и биостромов. Ретрокерн представлен известняками и доломитами онкоидно-биокластовыми, комковатыми (флоатстоун-рудстоун), навернозными, часто переходящими в биокластово-строматолитовые (панстоун-байндстоун). По данным ГИС, в единичных скважинах фиксируются водонасыщенные пласты-коллекторы со средней толщиной до 10–15 м.

ПИРОЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В основу пиролитических исследований положены результаты исследований ретрокер-на методом Rock-Eval. Всего отобрано и исследовано около 1000 проб.

Установленные литотипы пород различаются между собой по особенностям изменчивости основных геохимических параметров, определенных в результате пиролитических исследований кер-на: ТОС — общий органический углерод; S_0+S_1 — свободные углеводороды; S_2 — остаточные (тяжелые) углеводороды и кероген.

Наибольший нефтепоисковый интерес связывается с елецко-петриковскими отложениями, образованными в области отмели шельфа. Перспективный разрез представлен чередованием и тонким переслаиванием кремниевых и кварцевых известняков и доломитов с высоким генерационным потенциалом.

При этом, несмотря на длительное хранение кер-на (в течение 30–50 лет и более), в породах фиксируются достаточно высокие значения как тяжелых (S_2) (до 30–40 мг УВ/г породы и более), так и легких (S_0+S_1) (до 2–4 мг УВ/г породы и более) углеводородов (рис. 3). Это позволяет интерпретировать их как нефтеперспективные, имеющие первоочередной поисковый интерес. Следует также отметить, что подобные разности характеризуются сильным свечением в ультрафиолетовом свете, что неоднократно отмечалось в процессе седиментологических исследований (рис. 4). Тип органического вещества — смешанный (морской + континентальный).

Образцы ретрокер-на с характерным сильным свечением (от желтого, желто-оранжевого до оранжево-коричневого), зачастую характеризовались отсутствием видимых выпотов/следов углеводородов, что может быть связано с их испарением/улетучиванием в результате длительного хранения кер-на.

Однако, несмотря на это, подобные образцы имеют достаточно высокие геохимические показатели, что свидетельствует о высоком

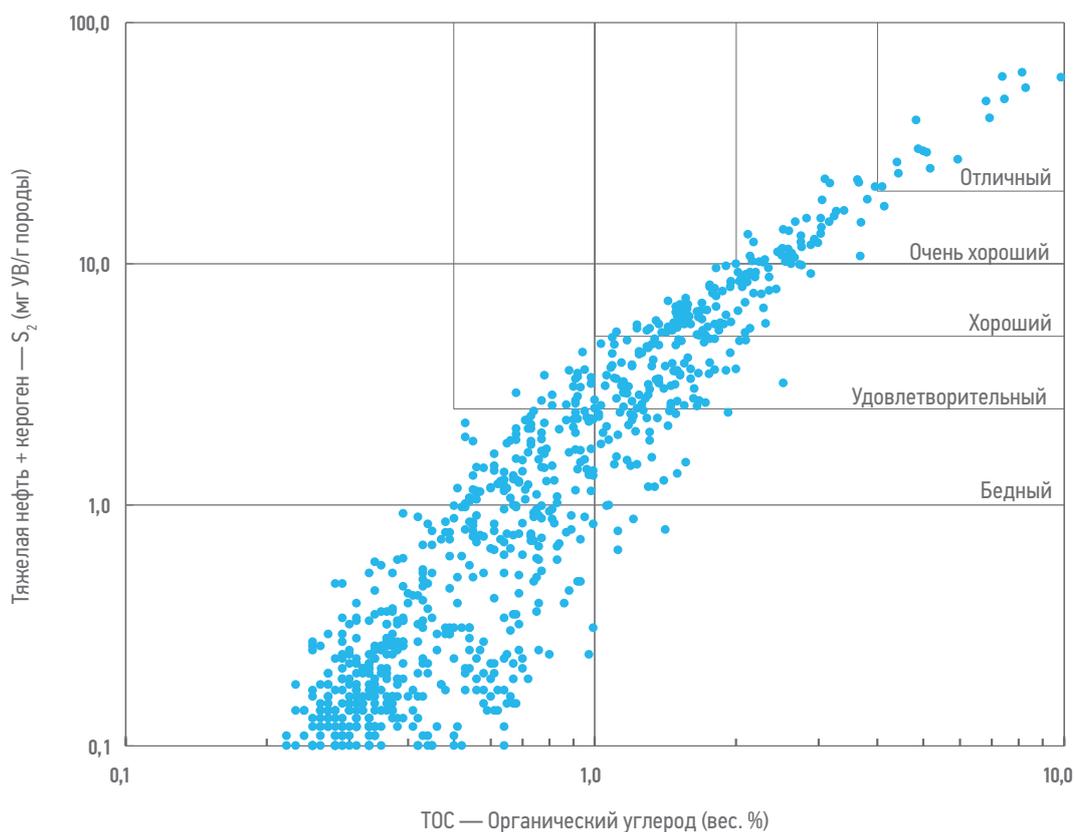


Рис. 3. Генерационный потенциал — отношение TOC (органического углерода, вес.%) к S_2 (тяжелая нефть+кероген мг УВ/г породы). Составлено авторами

Fig. 3. The generation potential is the ratio of TOC (organic carbon, weight.%) to S_2 (heavy oil+kerogen mg HC/g rock). Figure prepared by the authors

преимущество УФ при оценке предполагаемых нефтеперспективных интервалов по керну еще на стадии пробподготовки.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Выполненные современные результаты комплексных исследований ретрокернa, позволили более достоверно оценить перспективы нефтегазоносности Южного структурного района, которые существенно отличаются от первоначальных.

По полученным результатам в пределах Южного структурного района выделяется две основные зоны предполагаемой аккумуляции углеводородов, приуроченные к фациям отмели шельфа (Западно-Софиевская и Ельская) (рис. 5). Содержание TOC по скважинам на отдельных участках достигает средних значений 2–2,4 % и более, при точечных пробах до 6–9 %. Установлено, что эти зоны характеризуются содержанием как незрелого органического вещества (ОВ), так и мигрировавших углеводородов.

Для установления местоположения возможных очагов нефтегенерации, впервые

для Припятского прогиба, удалось построить карту зрелости органического вещества в елецко-петриковских отложениях (рис. 6). В основу картопостроения положена изменчивость параметра T_{max} (температура максимального выхода УВ при пиролизе ОВ). По полученным данным, в пределах района достаточно четко выделяется два основных предполагаемых очага нефтегенерации — Ю.-Валавский и Аравичский. В пределах подобных зон вероятнее всего происходило образование углеводородов и последующая их миграция [6].

По данным пиролитических исследований, перспективные елецко-петриковские отложения характеризуются преобладанием по разрезу тяжелых УВ. В целом эти породы можно отнести к нетрадиционным нефтематеринским, которые не обладают промышленным углеводородным потенциалом. Пониженные значения T_{max} (около 425–428 °С) наряду с высоким содержанием кремнезема и кварца в разрезе при довольно высоких пиролитических показателях S_2 и очень низких S_0+S_1 свидетельствуют об отсутствии свободных углеводородов, а также о том, что органическое вещество является незрелым (зона ПК₃). Тем не менее



Рис. 4. Фотографии ретрокерн в ультрафиолетовом свете. Результаты пиролиза (обр. 1 — $S_0 + S_1 = 4,05$; $S_2 = 53,8$; $TOC = 8,29\%$; обр. 2 — $S_0 + S_1 = 4,85$; $S_2 = 62,07$; $TOC = 8,13\%$; обр. 3 — $S_0 + S_1 = 0,66$; $S_2 = 48,59$; $TOC = 5,93\%$; обр. 4 — $S_0 + S_1 = 2,06$; $S_2 = 18,33$; $TOC = 3,05\%$). Составлено авторами

Fig. 4. Photos of the retrocore in UV light. Pyrolysis results (sample 1. $S_0 + S_1 = 4.05$; $S_2 = 53.8$; $TOC = 8.29\%$; sample 2. $S_0 + S_1 = 4.85$; $S_2 = 62.07$; $TOC = 8.13\%$; sample 3. $S_0 + S_1 = 0.66$; $S_2 = 48.59$; $TOC = 5.93\%$; sample 4. $S_0 + S_1 = 2.06$; $S_2 = 18.33$; $TOC = 3.05\%$). Figure prepared by the authors

промышленный интерес к таким отложениям только повышается, что связано с совершенствованием и появлением новых технологий разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сложные особенности геологического строения Южного структурного района обуславливают необходимость поиска

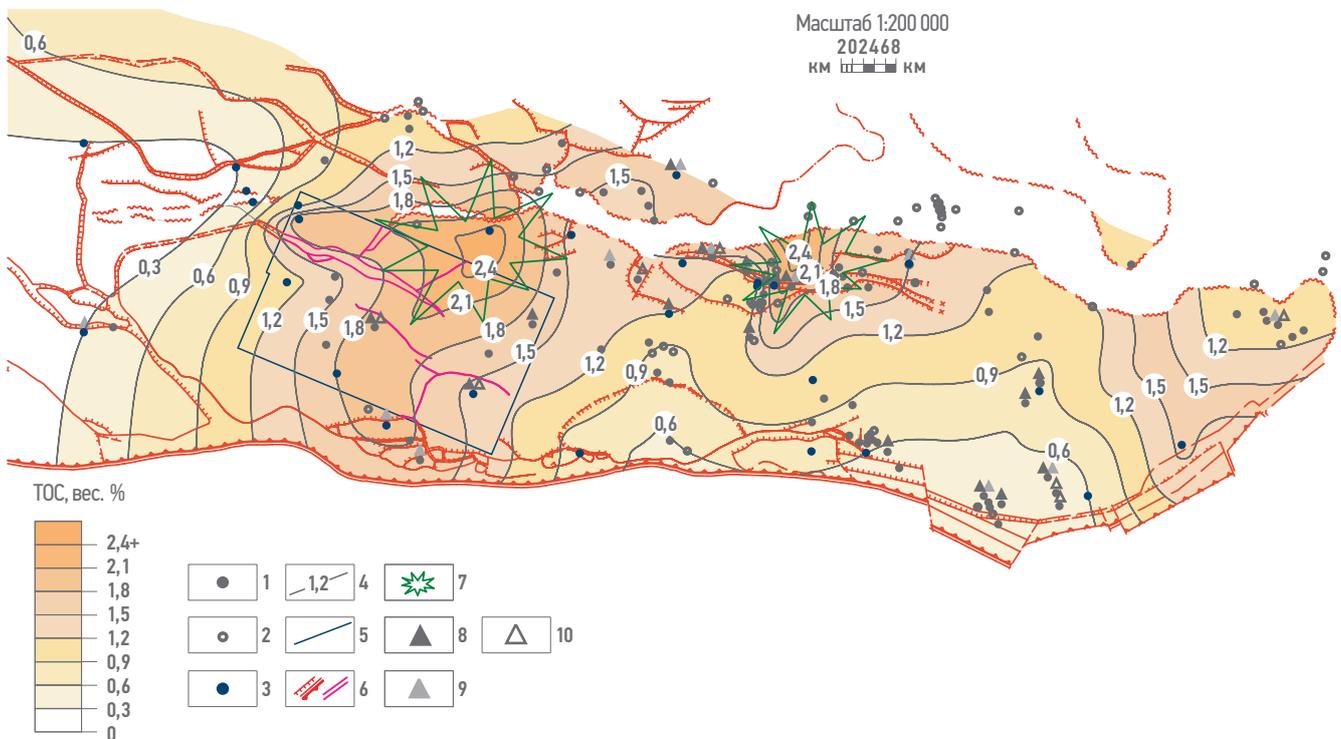


Рис. 5. Карта концентрации органического углерода (TOC, вес. %) в елецко-петриковских отложениях Южного структурного района Припятского прогиба. 1 — скважины; 2 — скважины не вскрывшие отложения; 3 — скважины с фактически исследованным керном; 4 — изолинии средних значений углерода (TOC) (проведены через 0,3 %); 5 — граница сейсмического куба; 6 — разломы; 7 — зоны аккумуляции углеводородов; 8 — признаки нефтенасыщенности; 9 — битумопроявления; 10 — запах нефти. Составлено авторами

Fig. 5. Map of organic carbon concentration (TOC, weight %) in the Yelets-Petrikov deposits of the Southern structural region of the Pripyat Trough. 1 — Well; 2 — wells undrilled sediments; 3 — wells with studied core; 4 — isolines of average carbon values (TOC) (conducted through 0.3 %); 5 — seismic survey boundary; 6 — faults; 7 — zones of accumulation of hydrocarbons; 8 — signs of oil saturation; 9 — bitumen; 10 — the smell of oil. Compiled by the author. Figure prepared by the authors

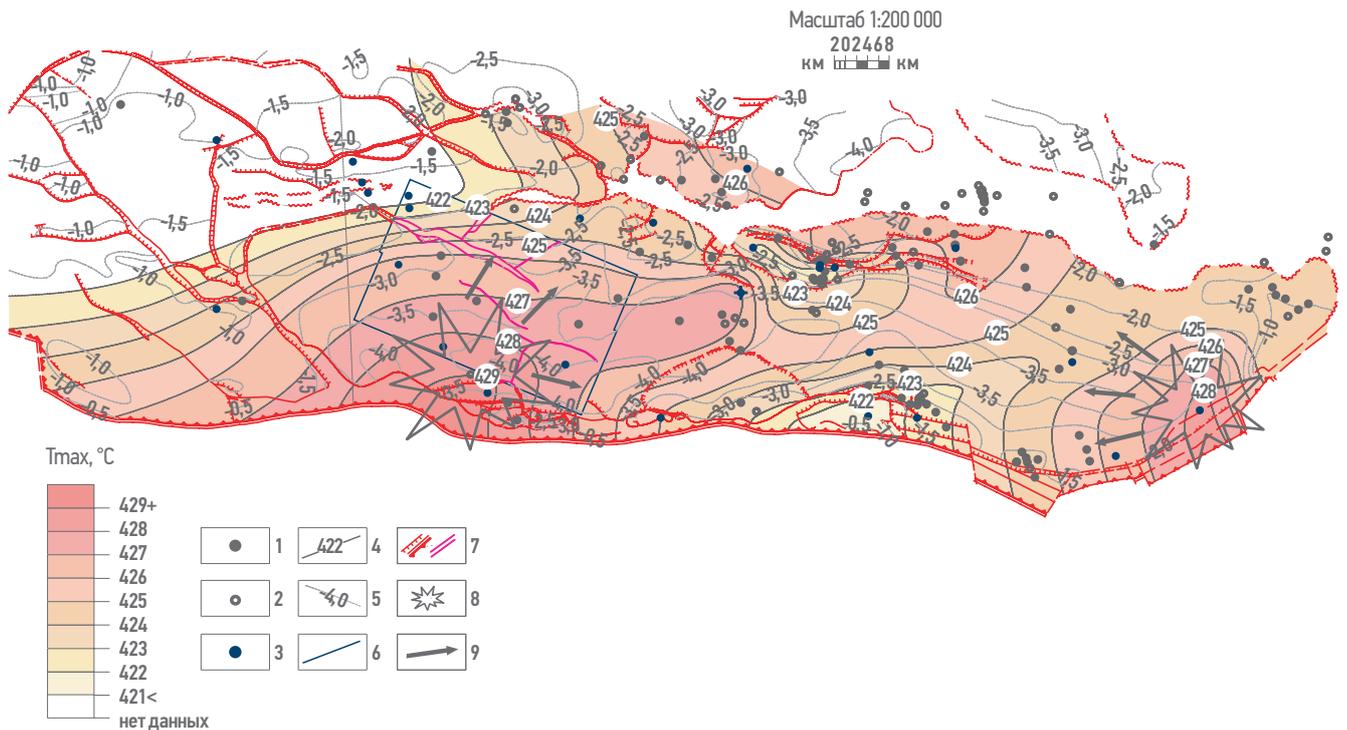


Рис. 6. Карта температур зрелости органического вещества в елецко-петриковских отложениях Южного структурного района Припятского прогиба. 1 — скважины; 2 — скважины не вскрывшие отложения; 3 — скважины с фактически исследованным керном; 4 — изолинии значений Тmax (проведены через 1°С); 5 — изогипсы поверхности межсоловых отложений; 6 — граница сейсмического куба; 7 — разломы; 8 — очаги нефтегенерации; 9 — направление миграции нефти. Составлено авторами

Fig. 6. A map of the temperatures of maturity of organic matter in the Yeletsko-Petrikov deposits of the Southern structural region of the Pripyat trough. 1 — Well; 2 — wells undrilled sediments; 3 — wells with studied core; 4 — isolines of Tmax values (conducted through 1°C); 5 — isohypses of the surface of inter-salt deposits; 6 — seismic survey boundary; 7 — faults; 8 — oil generation centers; 9 — direction of oil migration. Figure prepared by the authors

новых методических приемов выявления неструктурных литологических объектов, значительно отличных от используемых на других площадях Припятского прогиба. При этом, первоочередное значение, как показывает практика, имеют современные представления о литологической изменчивости отложений и условиях их формирования. Результаты комплексных исследований ретрокерна положены в основу создания региональной концептуальной литолого-седиментологической модели нефтеперспективных елецко-петриковских отложений в пределах слаборазбуренной территории Южного структурного района Припятского прогиба.

Кроме этого, полученные данные позволили выделить перспективные объекты для постановки нефтепоисковых геолого-разведочных работ.

На основании проведенных комплексных работ наибольший интерес с позиции перспектив нефтегазоносности связывается с елецко-петриковскими отложениями, сформированными в областях отмели шельфа, на территории двух участков — Западно-Софиевского и Ельского. В разрезе развитых отложений получили развитие смешанные кварцево-карбонатные разности с высоким нефтегенерационным потенциалом (по результатам пиролитических исследований ретрокерна).

Список литературы

1. Беснопыльный В.Н. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси. — Гомель: Союз, 2009. — 216 с.
2. Демидович Л.А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба. — Минск: Наука и техника, 1979. — 160 с.
3. Махнач А.С. Геология Беларуси: учебник для вузов. — Минск: НАН Беларуси. Институт геологических наук, 2001. — 716 с.
4. Барабашкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары // Пособие по работе с керном. — Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. — 152 с.
5. Позижик П.П., Грудинин А.С., Даниленко В.В., Ерошенко А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности нижнефаменских отложений Южной структурной зоны Припятского прогиба с позиции литолого-фациального критерия прогноза // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь. — 2022. — Т. 1. — Вып. 10. — С. 46–55.

6. Повзжик П.П., Ерошенко А.А., Грудинин А.С., Калейчик Е.А., Даниленко В.В. Характеристики нефтематеринских отложений — основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов углеводородов (на примере отложений елецко-петриковского возраста Припятского прогиба) // Нефтяник Полесья. — 2024. — № 2. — С. 80–87.

References

1. Beskopylny V.N. *Atlas of natural reservoirs and hydrocarbons of oil fields in Belarus*. Gomel: Sozh, 2009. 216 p. (In Russ.)
2. Demidovich L.A. *Formation of reservoirs of oil-bearing complexes of the Pripyat trough*. Minsk: Science and Technology, 1979. 160 p. (In Russ.)
3. Makhnach A.S. *Geology of Belarus: textbook for universities*. Minsk: National Academy of Sciences of Belarus. Institute of Geological Sciences, 2001. 716 p. (In Russ.)
4. Baraboshkin E.Y. *Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs*. Handbook on working with core. Tver: GERS Publishing House LLC, 2011. 152 p. (In Russ.)
5. Povzhik P.P., Grudin A.S., Danilenko V.V., Eroshenko A.A. Assessment of the prospects of oil and gas content of the Low Famen deposits of the Southern structural zone of the Pripyat Trough from the position of the lithological and facies criterion of forecast. *Prospecting and development of oil resources of the Republic of Belarus*. 2022, vol. 1, issue 10, pp. 46–55. (In Russ.)
6. Povzhik P.P., Eroshenko A.A., Grudin A.S., Kaleychik E.A., Danilenko V.V. Characteristics of oil source sediments — the basis for basin analysis and forecasting of hydrocarbon resources (using the example of sediments of the Yelets-Petrikov age of the Pripyat Trough). *Neftyanik Polesya*. 2024, no. 2, pp. 80–87. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.В. Даниленко — разработал общую концепцию статьи, выполнил литолого-фациальный анализ, принял участие в интерпретации результатов проведенных исследований, подготовил текст статьи и прилагаемые рисунки, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.А. Калейчик — принял участие в интерпретации результатов проведенных исследований, подготовил текстовую и графическую часть статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Ерошенко — контролировала качество и сроки выполнения работ, приняла участие в редактировании разделов статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи.

Vitaly V. Danilenko — developed the general concept of the article, conducted a lithological and facies analysis, participated in the interpretation of the research results, prepared the text of the article and the attached figures, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Yauheni A. Kaleichyk — took part in the interpretation of the results of the conducted research, prepared the text of the article and the attached figures, approved the published version of the article.

Anna A. Eroshenko — controlled the quality and deadlines of the work, took part in editing sections of the article, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Виталий Викторович Даниленко* — геолог 1-й категории Центра обработки, исследования и хранения ядра БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» 246003, Республика Беларусь, г. Гомель, ул. Книжная, д. 15б.
e-mail: V.Danilenko@beloil.by

Евгений Альбертович Калейчик — ведущий геолог Центра обработки, исследования и хранения ядра БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Анна Алексеевна Ерошенко — начальник Центра обработки, исследования и хранения ядра БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Vitaly V. Danilenko* — Geologist of the 1st category of the Core Processing, Research and Storage Center BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft" 15b, Knizhnaya str., 246003, Gomel, Republic of Belarus
e-mail: V.Danilenko@beloil.by

Yauheni A. Kaleichyk — Leading geologist of the Core Processing, Research and Storage Center of BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft"

Anna A. Eroshenko — Head of the Core Processing, Research and Storage Center of BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft"

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОСОБЕННОСТИ ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОЯСОВ РУСЛОФОРМИРОВАНИЯ НА СЕВЕРЕ ТАЗОВСКОГО ПОЛУОСТРОВА

© Коллектив авторов,
2024



**И.И. Алехин¹, А.С. Мещерякова^{1,2}, И.А. Переплеткин^{1,2,*}, М.Ю. Орешкова¹,
К.С. Тельнова¹**

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

²Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В последние годы в процессе геолого-разведочных работ (ГРП) на нефть и газ фокус смещается в сторону уточнения геологического строения и ресурсного потенциала сложнопостроенных резервуаров континентального генезиса. Примером подобного рода объектов являются отложения тюменской свиты, коллекторы которых отличаются слабой выдержанностью, а также высокой степенью неоднородности.

Цель работы: показать результаты экспериментального подхода к вероятностной оценке ресурсного потенциала поясов руслоформирования с учетом концептуальных особенностей геологического строения.

Материалы и методы. В настоящей работе представлено описание методики оценки эффективных толщин, основанной на комплексном анализе геолого-геофизических данных, с акцентом на анализ пространственного строения тел на седиментационных слайсах с учетом их концептуального строения.

Результаты. В работе выполнен многовариантный расчет карт эффективных толщин в соответствии с разработанной методикой учета дифференциации русловых тел по разрезу, с привлечением параметра «объекто-слайсов». Также проведено сравнение полученных авторами результатов с оценкой эффективных толщин русел по морфометрическому анализу. Отмечается высокое сходжение прогнозных значений по двум разным методикам.

Заключение. Учет фациального районирования с привлечением детального анализа седиментационных слайсов в процессе оценки позволил получить корректный прогноз эффективного объема коллекторов, что позволяет более точно планировать потенциальные области поисково-оценочного бурения при формировании программы ГРП на участке.

Ключевые слова: многовариантные расчеты, юрские отложения, русловые фации, вероятностная оценка, Тазовский полуостров

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Алехин И.И., Мещерякова А.С., Переплеткин И.А., Орешкова М.Ю., Тельнова К.С. Особенности подхода к вероятностной оценке ресурсного потенциала поясов руслоформирования на севере Тазовского полуострова. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):15–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-15-29>

Статья поступила в редакцию 10.07.2024

Принята к публикации 16.08.2024

Опубликована 27.12.2024

RESERVES PROBABILISTIC ASSESSMENT APPROACH FOR FLUVIAL UPPER-MIDDLE JURASSIC DEPOSITS IN THE NORTHERN PART OF TAZOVSKY PENINSULA

**Ilya I. Alekhin¹, Anastasiia S. Meshcheryakova^{1,2}, Ivan A. Perepletkin^{1,2,*}, Mariia Yu. Oreshkova¹,
Kseniia S. Telnova¹**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In recent years, oil & gas exploration process focus has shifted towards clarifying the geological structure & resource potential of complex reservoirs. An example of these object types is Tyumen formation characterized by weak consistency, as well as a high heterogeneity and contrast properties.

Aim. The aim is to develop an experimental approach of the resource potential probabilistic assessment of channel geobodies, considering the conceptual features.

Materials and methods. This paper describes a methodology for estimating effective thicknesses based on a comprehensive analysis of G&G data with an emphasis on the bodies' spatial structure analysis, considering the conceptual structure differentiation.

Results. Multivariate calculation of effective thickness maps was performed in accordance with the developed methodology for considering the channel bodies' differentiation. The results obtained were also compared with

the assessment of effective channel thicknesses by morphometric analysis, and a high convergence of forecast values was noted using two different methods.

Conclusion. Considering facies zoning with the involvement of sedimentation slices detailed analysis in the assessment process allowed us to obtain a correct effective volume forecast, in order to accurately plan perspective appraisal drilling.

Keywords: multi-realization calculations, Jurassic deposits, fluvial deposits, probabilistic assessment, Tazovsky peninsula

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

For citation: Alekhin I.I., Meshcheryakova A.S., Perepletkin I.A., Oreshkova M.Yu., Telnova K.S. Reserves probabilistic assessment approach for fluvial upper-middle Jurassic deposits in the northern part of Tazovsky peninsula. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):15–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-15-29>

Manuscript received 10.07.2024

Accepted 16.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в процессе геолого-разведочных работ (ГРП) на нефть и газ фокус смещается в сторону уточнения геологического строения и ресурсного потенциала сложно-построенных резервуаров континентального генезиса [1]. Примером подобного рода объектов являются среднеюрские отложения тюменской свиты [2].

Коллекторы тюменской свиты отличаются слабой выдержанностью по латерали и по вертикали, а также высокой степенью неоднородности. Это объясняется тем, что на процесс осадконакопления влияет комплекс факторов, таких как различная геометрия русел и их конфигурация, скорость течения, зернистость материала и т.д. В русловых отложениях имеет место неопределенность по геологическому

Мелкозернистые отложения переносятся на достаточно большие расстояния, а также, под влиянием поперечных течений, могут быть перенесены к противоположному берегу, в то время как наиболее крупнозернистые отложения подвержены лишь влиянию сильного течения, в областях выполаживания рельефа осаждаются. Как следствие, имеет место неоднородное осадконакопление на противоположных берегах, из-за чего определение опесчаненных и заглинизированных участков в пределах русловых долин затруднено. Таким образом, вышеперечисленный комплекс факторов приводит к крайне неравномерному распределению песчаных и глинистых отложений в пределах русла [4].

Концептуальные особенности осадконакопления русловых отложений тюменской свиты влекут за собой не только риски при прогнозировании коллектора и оценке ресурсного потенциала, но и при подборе параметров разработки. Это связано со сложностью прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, низкой продуктивностью, высоким риском отсутствия связи между добывающими и нагнетательными скважинами, неполным вовлечением запасов в разработку и, как следствие, высокой вероятностью получения нерентабельных значений накопленной добычи на скважину [5].

Изучение геологического строения и дальнейший процесс подготовки программы ГРП (в частности, поиск зон для поисково-разведочного бурения) на отложения данного генезиса достаточно проблематичны. Ввиду крайне высокой литологической изменчивости, уплотнение сетки скважин практически не снимает большинство геологических рисков. Следовательно, наиболее эффективный инструмент для прогноза свойств и перспектив — это динамическая интерпретация

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА С ПОСТРОЕНИЕМ КАРТЫ ТРЕНДА ЧЕРЕЗ КАРТУ «ОБЪЕКТОВ-СЛАЙСОВ» ПОЗВОЛЯЕТ БОЛЕЕ ТОЧНО ВЫПОЛНЯТЬ ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОГО ОБЪЕМА КОЛЛЕКТОРОВ В КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.

строению на микроуровне, а именно преобладание песчаных или глинистых отложений [3]. Дополнительный фактор, влияющий на неоднородность геологического строения — это изменчивый рельеф на момент осадконакопления, что приводит к вариативности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в пределах одного и того же руслового тела. В стрежневой зоне, для которой характерна наибольшая скорость течения, происходит интенсивный размыв речного дна, в то время как в русловых отмелях, где отмечаются наименее интенсивные течения, происходит накопление руслового аллювия.

данных площадной 3D- сейсморазведки, по результатам которой появляется возможность геометризации и прогноза свойств русловых отложений.

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН ПОЯСОВ РУСЛОФОРМИРОВАНИЯ

Российскими и зарубежными специалистами разработано множество подходов [6], позволяющих прогнозировать возможные перспективы русловых отложений в зависимости от исходных данных. Объектом большинства исследований является создание детальных геологических моделей с учетом фациального зонирования и дифференциации свойств на основе динамической интерпретации сейсмических данных [7]. Стоит заметить, что первоочередная задача в рамках геологической оценки заключается в геометризации перспективных объектов. Разработаны методики с использованием комплексных сейсмических атрибутов, а также различные подходы с использованием технологий машинного обучения [8].

Одними из наиболее широко применяемых методов распознавания русловых палеосистем в последнее время является спектральная декомпозиция [9], в основе которой лежит разложение сейсмического сигнала на определенные диапазоны частот, и технология *eXchroma*, основанная на цветовом смешивании амплитудных срезов [10]. Сейсмическая инверсия также является одним из методов, который часто используется для прогноза коллекторов в отложениях тюменской свиты [11]. В работе [12] приведен один из случаев использования синхронной AVA-инверсии (AVA — Amplitude versus angle, зависимость амплитуды сигнала от угла наклона) с дальнейшим прогнозом эффективных толщин при помощи функции распределения Гаусса (функции распределения вероятности коллектора). Однако количественные показатели упругих свойств коллекторов и неколлекторов могут часто пересекаться, что влечёт за собой неопределенность прогноза свойств. Наличие кондиционной петроупругой модели также является обязательным условием для использования сейсмической инверсии [13]. Технологии машинного обучения внедряются в контексте геометризации и картирования тел, прогноза вероятности наличия русел и эффективных толщин. Например, сверточная нейронная сеть U-Net, используемая для сегментации графических изображений [14], может быть применена

для автоматического оконтуривания русловых изображений с дальнейшей ручной коррекцией. Основным преимуществом использования данной технологии является экономия времени на картирование русловых тел. Однако имеется недостаток — визуализация пересечения разных русел по площади, не характерная для морфологии современных речных систем [9].

В пределах выделенных тел для прогноза эффективного объема может быть использован алгоритм «случайного леса» (Random Forest), основанный на переборе параметров в пределах решающих деревьев по оптимально подобранным сейсмическим атрибутам [15]. Стоит отдельно отметить методику для прогнозирования эффективных толщин русловых отложений на основе морфометрического анализа, основанную на определении эмпирических зависимостей между геометрическими характеристиками русел (ширина пояса руслоформирования, коэффициент извилистости, длина меандры, радиус кривизны меандры и др.) в зависимости от типа речной системы, разработанную Ольневой Т.В. и Жуковской Е.А. [16] и подробно изложенную в патенте [17]. На **рис. 1** показаны измеряемые морфометрические параметры, необходимые для анализа морфологии речной долины. Прогноз мощности зон развития русловых отложений и поиск соответствующих прогностических зависимостей являются важной составляющей при планировании геолого-разведочных работ, и основывается на применении знаний о современных русловых системах и принципах актуализма, позволяя использовать морфометрические параметры современных аналогов речных систем для палеорусловых долин.

РАЙОН ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассматриваемый участок работ находится на границе Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов (ФР). На этой территории возможен разрез переходного типа, т.к. точные границы ФР не определены. Район работ находится в области переходных прибрежно-морских и прибрежно-континентальных обстановок осадконакопления [19, 20]. Геолого-геофизическая изученность территории низкая. В границах рассматриваемой территории скважины, вскрывшие юрские отложения, отсутствуют, проведена сейсмическая съемка МОГТ 3D объемом 1000 км².

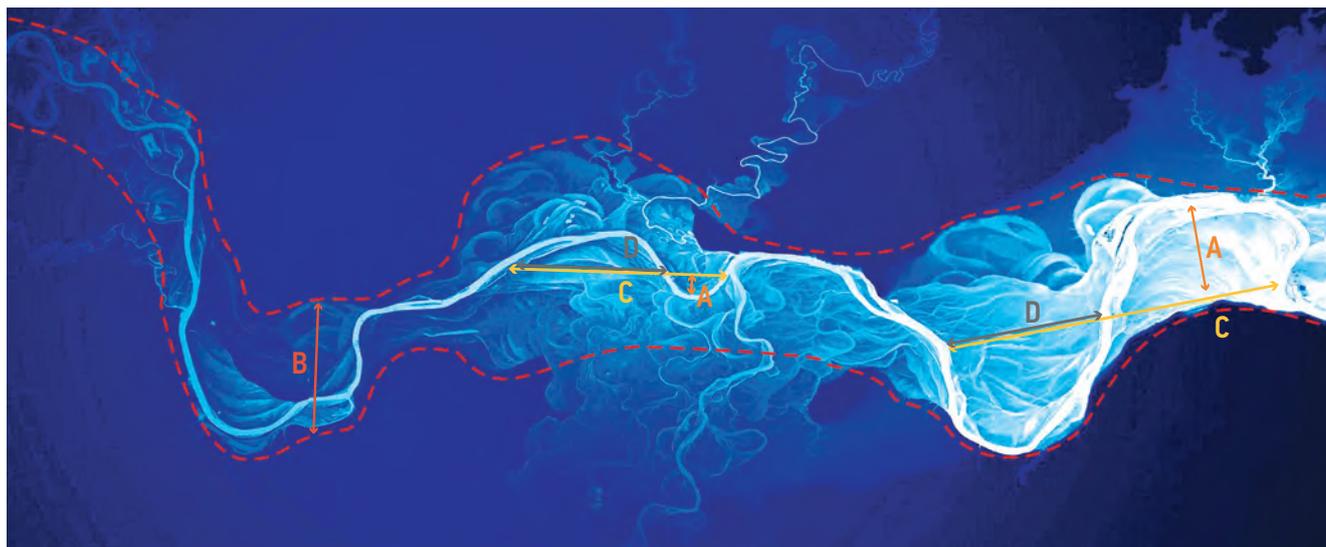


Рис. 1. Визуализация параметров речной системы (штат Орегон, США). А — амплитуда излучины; В — ширина пояса руслоформирования; С — длина излучины; D — полупериод излучины [18]

Fig. 1. River system parameters visualization (State of Oregon, USA). A — river bend amplitude, B — channel formation belt width, C — river bend length, D — river bend half-period [18]

МЕТОДИКА

Таким образом, ввиду особенностей осадконакопления тюменской свиты существует много неопределенностей, связанных, как с геометризацией потенциально перспективных объектов в объеме пласта, так и с прогнозированием коллектора [21]. В настоящей работе предлагается методика оценки эффективных толщин коллекторов, основанная на комплексном анализе геолого-геофизических данных с акцентом на анализ пространственного положения тел на седиментационных слайсах, с учетом концептуального строения русловых систем. Методика включает в себя 5 основных этапов.

1. Выделение русловых объектов (тел) на серии седиментационных слайсов и слайсов спектральной декомпозиции.
2. Построение дискретной карты, показывающей количество слайсов, на которых визуализируются объекты, выделенные в пределах пласта.
3. Суммирование созданных карт по всем объектам в пределах определенного пласта в карту «объекто-слайсов».
4. Построение карты тренда путем нормирования карты «объекто-слайсов» на значения распределения коэффициента песчаности согласно имеющемуся фациальному районированию.
5. Построение карты эффективных толщин с использованием тренда.

Дополнительно проведено сравнение полученных результатов с методикой, основанной на анализе морфометрических параметров

русловых тел, приведенной в работе [17].

Также приведены некоторые выводы о возможных сценариях и подходах к оценке нефтегазонасыщенных толщин.

ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ

На первом этапе в каждом из пластов выделены объекты (русловые тела, врезанные долины) на седиментационных слайсах. Всего рассмотрено 7 пластов для оценки.

Пласт Ю₆ представлен фациями приливно-отливного эстуария (концептуальная модель аналога приведена на **рис. 2**). Литологически пласт разделён на три части — Ю₆¹, Ю₆² и Ю₆³. В пределах всего интервала пласта выделяются дельтовые каналы (**рис. 3**).

Пласт Ю₅ предположительно глинистый в пределах участка работ. Контрастные аномалии на волновой картине, соответствующие различным седиментологическим элементам, отсутствуют. Перспективы нефтегазонасыщенности данного пласта в рамках данной работы не рассматриваются.

Пласт Ю₄ характеризуется наличием врезанных долин. Пласт делится на две части — Ю₄¹ и Ю₄² (**рис. 4, а**). Цифрами на рисунках подписаны номера выделенных объектов (отдельных русловых тел и границ русловых долин).

В работе [23] показан пример эволюции осадконакопления для врезанной долины (**рис. 5**). Похожая картина предполагается в пластах Ю₄¹ и Ю₄² (**рис. 4, б, в**). В пределах пласта Ю₄¹ отмечается переход от тонких извилистых шнурковых тел с наличием фрагментов

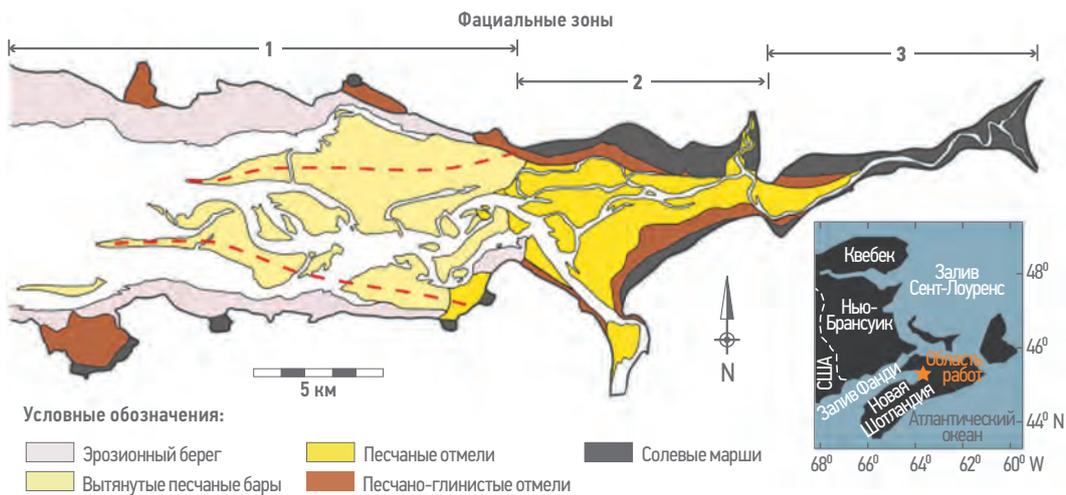


Рис. 2. Концептуальная модель приливного эстуария. Залив Фанди, Канада [22]
 Fig. 2. Shoreface estuary conceptual model. Fundy Bay, Canada [22]

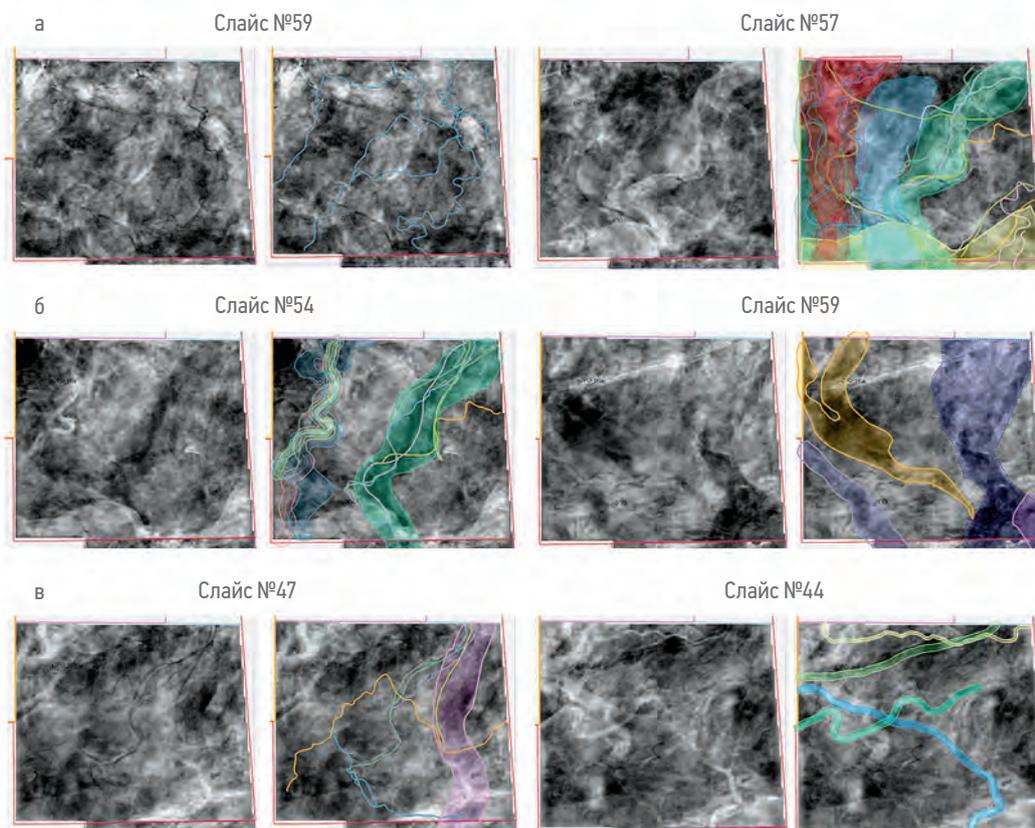


Рис. 3. Примеры выделения объектов в пределах пластов: а) Ю₆³, б) Ю₆², в) Ю₆¹. Составлено авторами
 Fig. 3. An example of objects' detection within a) J₆³ formation, J₆² formation, c) J₆¹ formation. Created by the authors

единичных меандр в нижней части пласта (1) к русловой долине, в пределах которой также отмечены крупные русла (2–3). В дальнейшем происходит переход к категории врезанной долины (4) с крупными меандрами. В завершение фиксируется переход к более спрямленным руслам (5). В верхней части пласта Ю₆² выделены единичные шнурковые тела (6); объекты подобного типа фиксируются и в нижней части пласта Ю₆¹ (7). Далее

в пределах пласта Ю₆¹ наблюдается врезанная долина (8), в пределах которой выделяются спрямленные русла (8-1 — 8-2), и затем цикл повторяется: образуются тонкие меандрирующие тела в пределах врезанной долины (9) с дальнейшим их спрямлением (10-1 — 10-2) и повторным затоплением врезанной долины (11). Пласты Ю₂ и Ю₃ представлены дельтовыми отложениями с единичными поясами

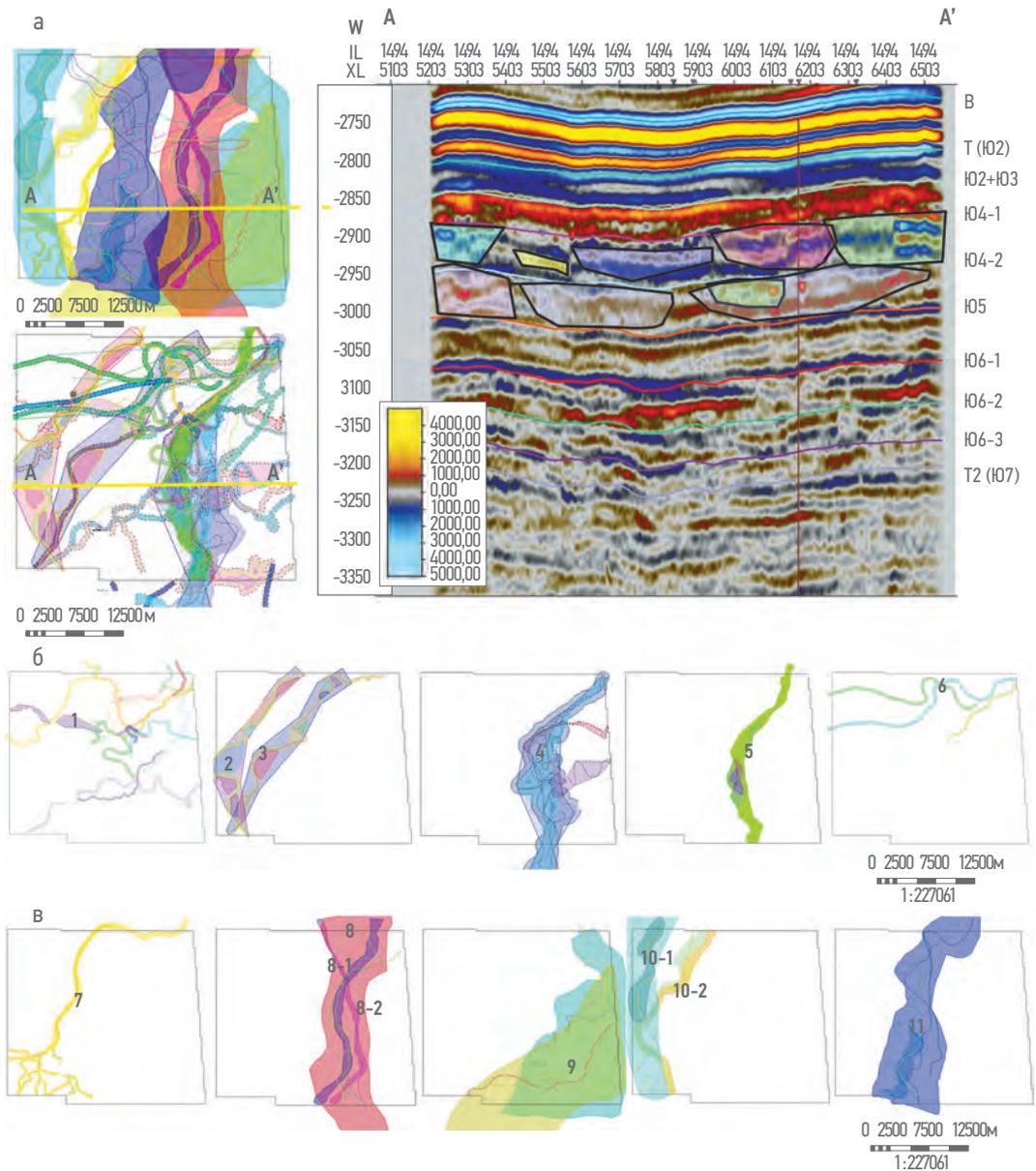


Рис. 4. Выделение объектов (русловых тел и врезанных долин) в пластах Ю₄¹ и Ю₄²: а) карты совмещенных контуров (слева), выделение объектов на сейсмическом разрезе (справа); контуры объектов, выделенных на седиментационных слайсах в пределах б) пласта Ю₄², в) пласта Ю₄¹. Составлено авторами
Fig. 4. Detected perspective objects within J₄¹ and J₄² formations: a) integrated map of objects' contours (left), objects' detection of seismic line (right); Contours of objects detected on sedimentary slices within b) J₄² and c) J₄¹ formations. Created by the authors

меандрирования. В пределах интервала двух пластов (рис. 6) выделено 4 системы русловых объектов, видимые в разных временных интервалах. Отмечается повторяемость цикла в отношении изменения направления большей части выделяемых русел: часть объектов, ярко проявленных на срезе 9 (пласт Ю₃) вновь появляются на срезе 6, относящемся уже к пласту Ю₂. На срезе 7 видна группа из четырех русловых тел, которая в свою очередь перекрывается объектами, частично повторяющими положение лет, ранее выделенных в нижней части пласта Ю₃ (срез 11).

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОГО ОБЪЕМА

На первом этапе происходит систематизация выделенных объектов по количеству прослеживаемых слайсов в пределах пласта (или нескольких пластов в отдельных случаях). По сейсмической картине (RGB-срезам) выделены полигоны палеоканалов, врезанных долин и меандр. Информация о наличии объекта на том или ином слайсе внутри пласта занесена в таблицу (табл. 1). Цветные ячейки соответствуют наличию объекта (системы объектов) на определенном слайсе.

На каждый слайс, где прослеживается объект, генерируется карта со значением «1» в границе снятого полигона. Получив на первом этапе для каждой системы объектов и для каждого слайса карты со значением «1», далее эти карты суммируются между собой (рис. 7). Данная карта отражает проекцию количества объектов, выделенных в пределах пласта на всех слайсах.

На втором этапе проводится нормировка карты «объекто-слайсов» на значения распределения коэффициента песчаности (Net-to-gross, NTG). Диапазон значений NTG сформирован на основе анализа ближайших месторождений-аналогов и дифференцирован по фациям. Данная нормированная карта служит в качестве тренда для построения карт NTG.

Принцип нормировки использован следующий подход. Находятся минимальные и максимальные значения NTG с распределения, а также значения с суммарной карты «объекто-слайсов» (рис. 8). Карта нормируется при помощи нахождения коэффициентов A и B при решении системы уравнений (1):

$$\begin{cases} \text{NTG}_{\min} = Ax_{\min} + B \\ \text{NTG}_{\max} = Ax_{\max} + B \end{cases} \quad (1)$$

Здесь NTG_{\min} и NTG_{\max} — минимальное и максимальное значения с распределения NTG, x_{\min} и x_{\max} — соответственно минимальное и максимальное значения числа «объекто-слайсов» с карты, полученной на предыдущем этапе, A и B — угловой коэффициент и свободный член в уравнении прямой, построенной по крайним точкам диапазонов значений карты «объекто-слайсов» и NTG. Далее производится сложение карт по всем объектам в пределах пласта в единую, тем самым образуя карту тренда для дальнейшего картопостроения. Принцип получения карты тренда на примере одного из пластов показан на рис. 9.

Третий шаг — построение карты NTG. Тренд, полученный ранее, используется при картопостроении путем использования процесса collocated co-kriging с высоким коэффициентом корреляции ($R^2=0,8-0,9$). Значения распределены по нормальному закону со средним выбранным случайно из принятого распределения NTG по аналогам (распределение по залежам). Минимальные и максимальные значения на карте также снимаются с принятого распределения NTG по месторождениям-аналогам. Ранги вариограмм приняты исходя из геометрии тел, а также исходя из поперечных размеров объектов в соответствующих пластах в пределах ближайших более изученных месторождений-аналогов.

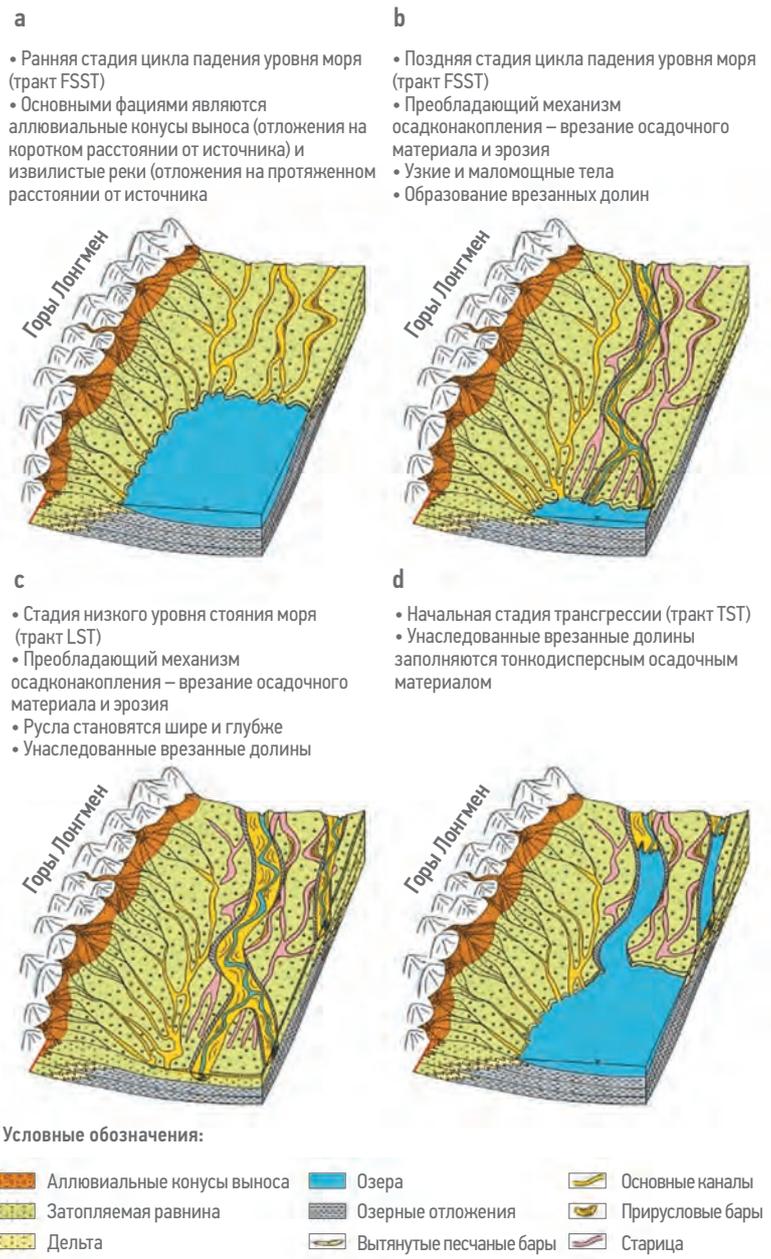


Рис. 5. Пример эволюции осадконакопления для врезанной долины [23]
Fig. 5. Sedimentation evolution example of incised valley [23]

Скорректированная карта NTG являлась основой при построении карты эффективных толщин путем перемножения её с картой общих толщин пласта. На рис. 10 приведены карты эффективных толщин для минимального (слева), базового (посередине) и максимального (справа) сценариев для одного из пластов.

ПРОГНОЗ НАСЫЩЕНИЯ И ПРОДУКТИВНЫХ ТОЛЩИН

В работе предлагается использовать несколько сценариев при анализе продуктивных толщин. Один из способов подразумевает два варианта: наличие

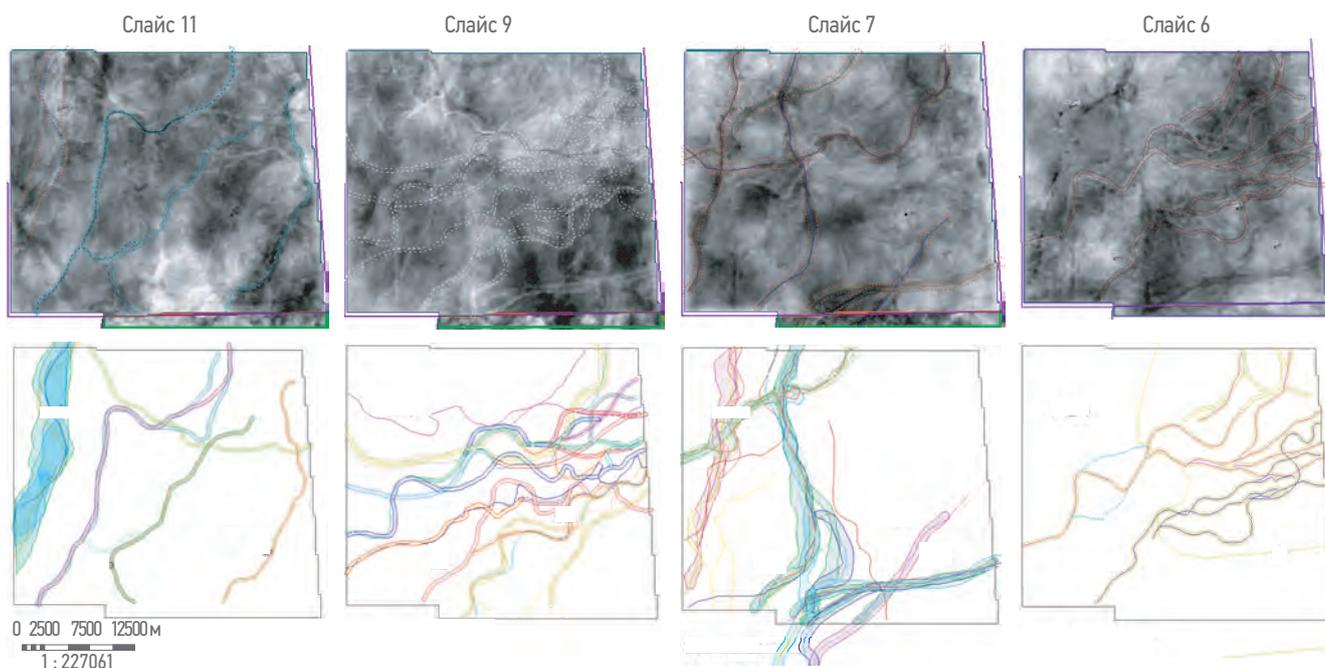


Рис. 6. Пример выделения объектов в пределах пластов Ю₂ и Ю₃ на седиментационных слайсах. Составлено авторами
 Fig. 6. An example of objects detection of sedimentary slices within J₂ and J₃ formations. Created by the authors

объектов насыщенных полностью УВ и полностью водонасыщенных русловых систем. Вероятность наличия «продукта» определялась через параметр геологических рисков (gCoS), который определялся по формуле (2), где каждый множитель соответствует вероятности наличия

пяти факторов — нефтегазоматеринской толщи (P_{НГМП}), миграции (P_м), коллектору (P_к), ловушке (P_л) и сохранности залежи (P_с) [24].

$$gCoS = P_{НГМП} \cdot P_k \cdot P_l \cdot P_m \cdot P_s \quad (2)$$

Для анализируемых пластов диапазон gCoS изменяется от 0,41 до 0,61. В каждой из реализаций происходит случайное распределение объектов на «перспективные» и «неперспективные» с оцененной вероятностью. Для «неперспективных» объектов выполняется их зануление на карте, а в областях, где выделены «перспективные» объекты, присваивается значение, равное эффективным толщинам. Используемая методика первоначально разработана и детально описана в статье [25].

На рис. 11 показана визуализация русловых систем по двум сценариям для одной из реализаций. Красным цветом отмечены «неперспективные» русловые тела, синим — «перспективные». На карте продуктивных толщин видно, что «перспективные» объекты падают в зоны развития эффективных толщин, в то время как «неперспективные» объекты попадают в нулевые значения.

Также рассмотрен структурно-литологический сценарий, при котором в пределах выделенных тел предполагается наличие флюидоконтакта. Поскольку рассматриваемый участок приурочен к отрицательной структуре, при данном сценарии невозможно однозначно оценить перспективы, так

Таблица 1. Объем распространения объектов (русла, врезанные долины и т.д.) на основе серии седиментационных слайсов в пределах разреза одного из пластов. Составлено авторами

Table 1. Perspective objects (river bends, incised valleys) distribution based on sedimentation slices series. An example on one of formations. Created by the authors

№ объекта	Слайс							
	6	7	8	9	10	11	12	
Ю ₂ — 1								
Ю ₃ — 2-1								
Ю ₃ — 2-2								
Ю ₃ — 2-3								
Ю ₃ — 2-4								
Ю ₃ — 2-5								
Ю ₃ — 3-1								
Ю ₃ — 3-2								
Ю ₃ — 3-3								
Ю ₃ — 3-4								
Ю ₃ — 4-1								
Ю ₃ — 4-2								
Ю ₃ — 5-3								

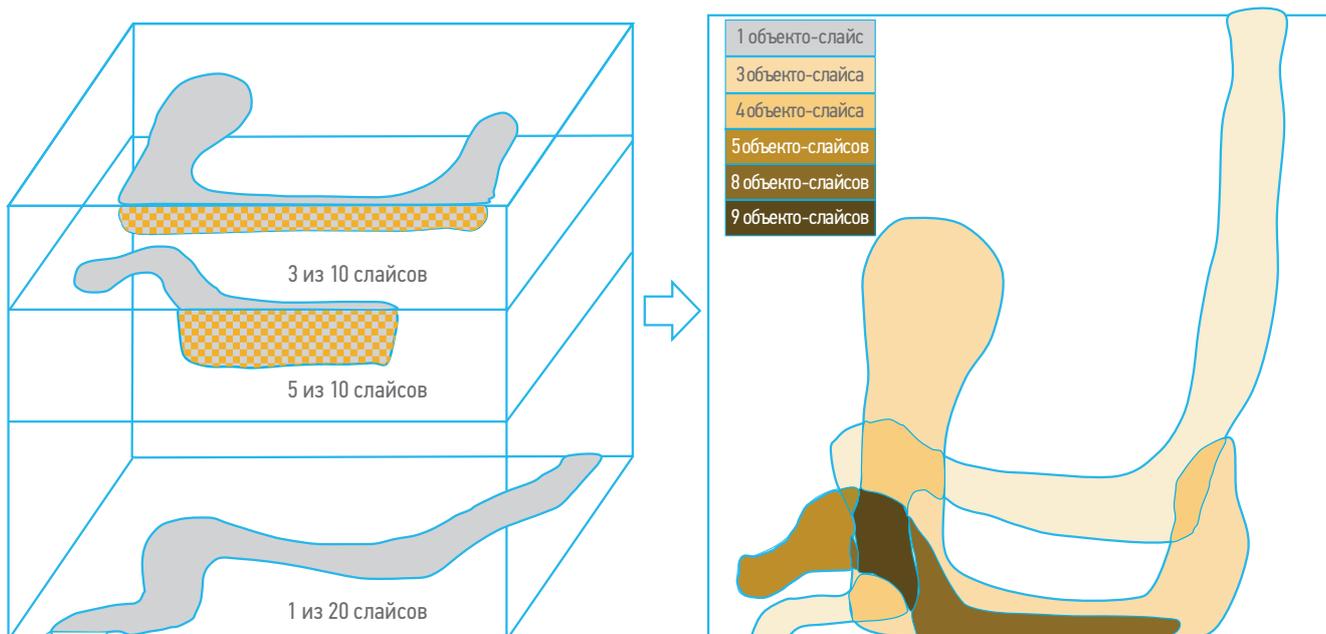


Рис. 7. Принцип построения карты «объекто-слайсов». Составлено авторами
 Fig. 7. "Object-slice" parameter map construction principle. Created by the authors

как большинство из прослеженных русловых тел выходят за границы участка работ, и их сложно проследить из-за отсутствия данных 3D-сейморазведки. В таком случае карта продуктивных толщин может быть оценена путем перемножения финальной карты эффективных толщин на коэффициент заполнения, распределение значений которого можно использовать с ближайших аналогов.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ С ПРОГНОЗОМ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН НА ОСНОВЕ МОРФОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Для двух русловых объектов разной конфигурации выполнено сравнение оцененных эффективных толщин по методике, описанной в настоящей работе, с прогнозными значениями эффективных толщин на основе данных морфометрического анализа [17].

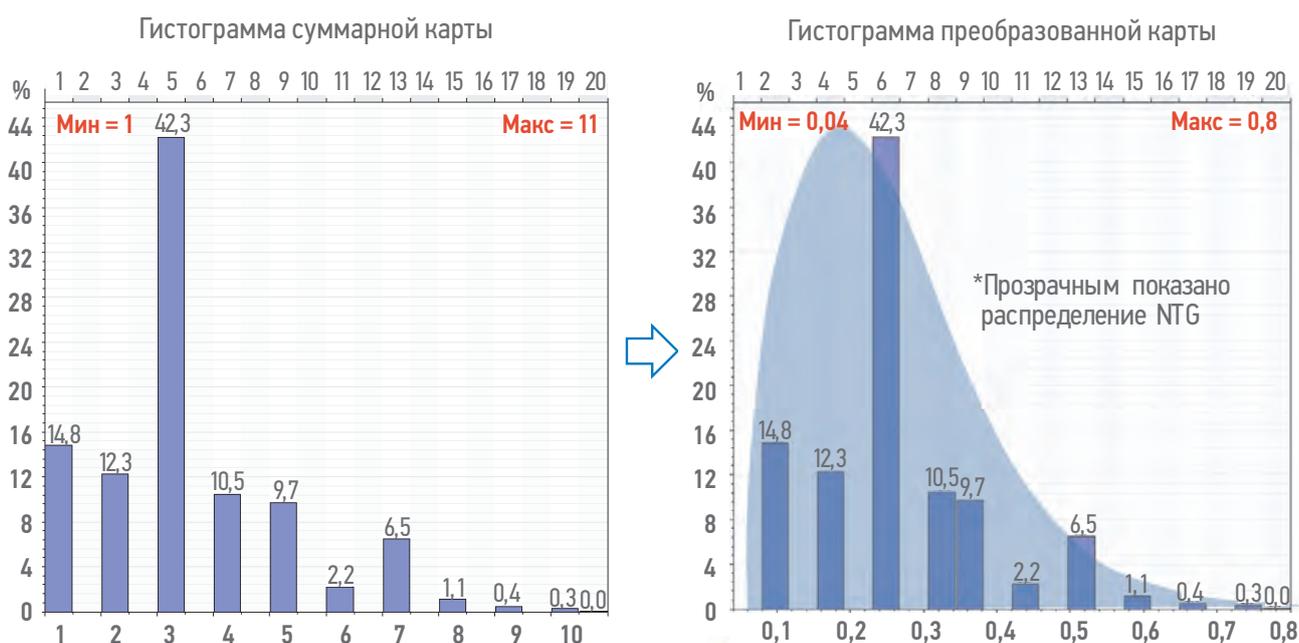


Рис. 8. Гистограммы распределения значений с суммарной карты «объекто-слайсов» и нормированной карты на значения NTG. Составлено авторами

Fig.8. Histograms of distribution of values from the "object-slice" map and NTG normalized map. Created by the authors

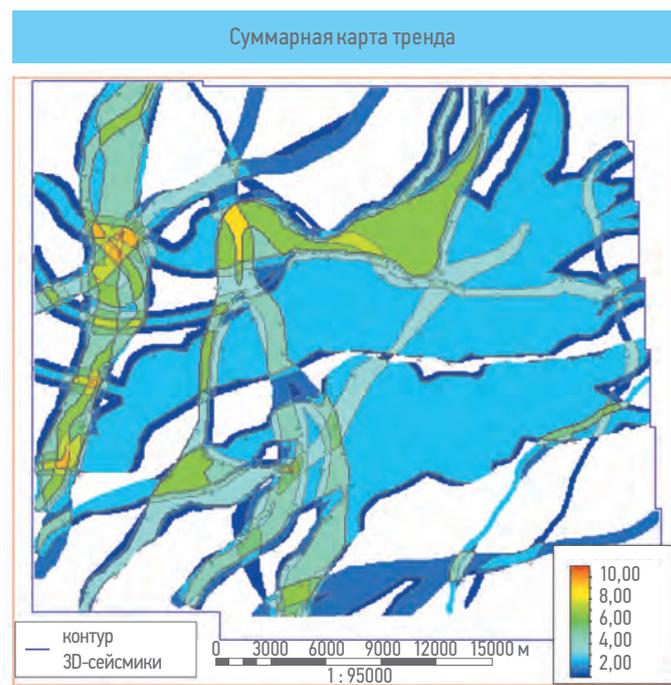
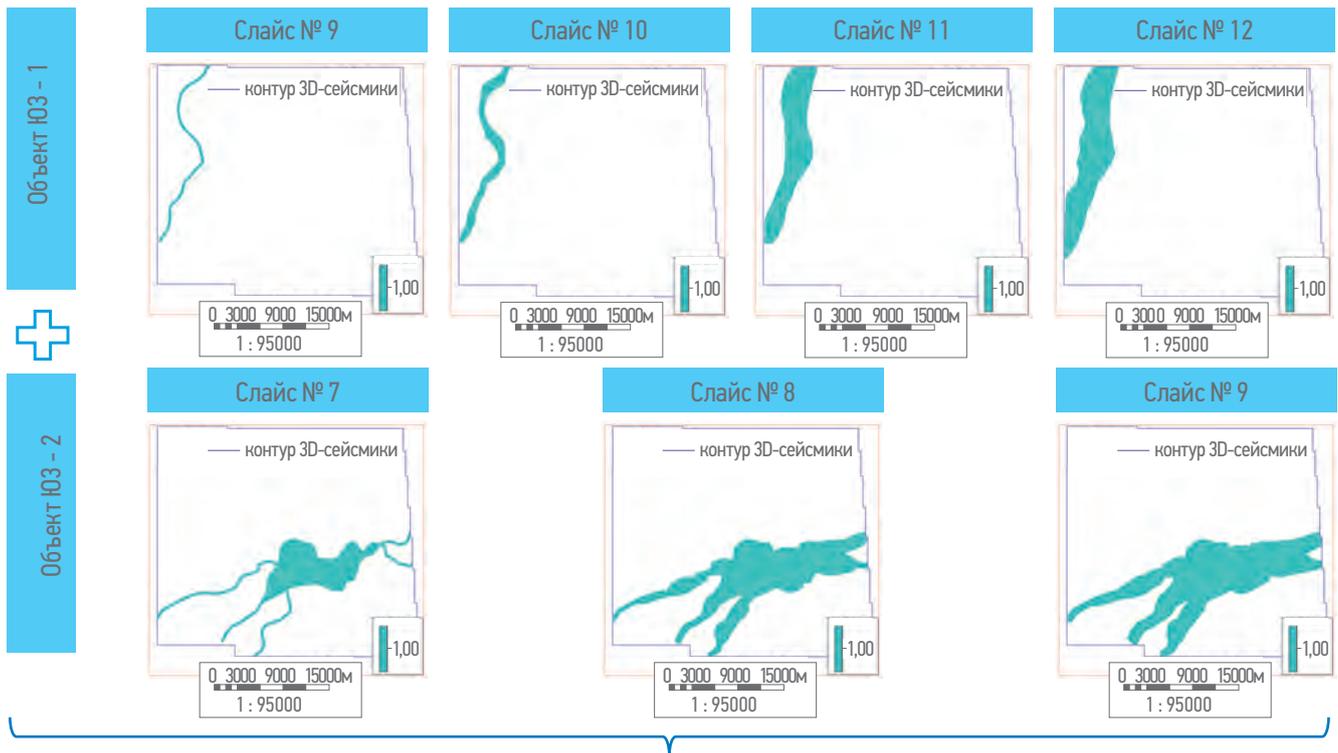


Рис. 9. Последовательность действий при получении карты тренда. Составлено авторами
 Fig. 9. Trend map construction principle. Created by the authors

Первый объект расположен в пласте Ю₄¹ (рис. 12, а). Оценены параметры меандрирующего русла: ширина пояса руслоформирования (В), длина излучины (С), радиус кривизны (R). По результатам картирования пояса руслоформирования (меандрирования) его ширина оценивается средним значением в 3200 метров. На основании зависимости В/W (где В — ширина пояса меандрирования

(м), W — ширина русла (м)) для меандрирующих речных систем ширина прогнозируемого русла оценивается в 560 метров. Опираясь на закономерность (З) [26] для расчета ширины пояса меандрирования (В) по общей глубине пояса меандрирования, можно решить обратную задачу, а именно вычислить предполагаемую толщину песчаных тел (объектов).

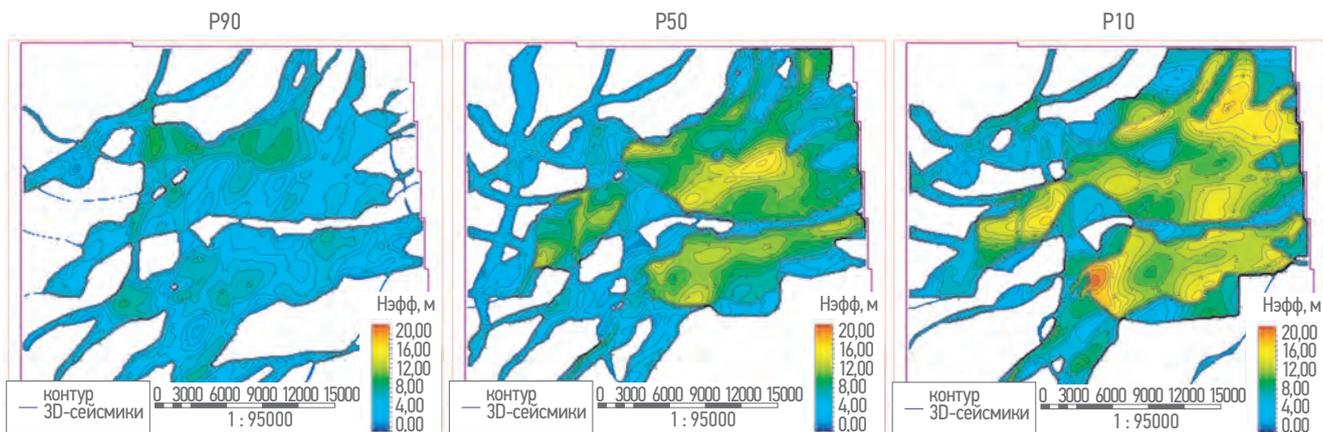


Рис. 10. Примеры карт эффективных толщин для одного из пластов. Составлено авторами
 Fig. 10. Net thickness maps examples for one of the layers. Created by the authors

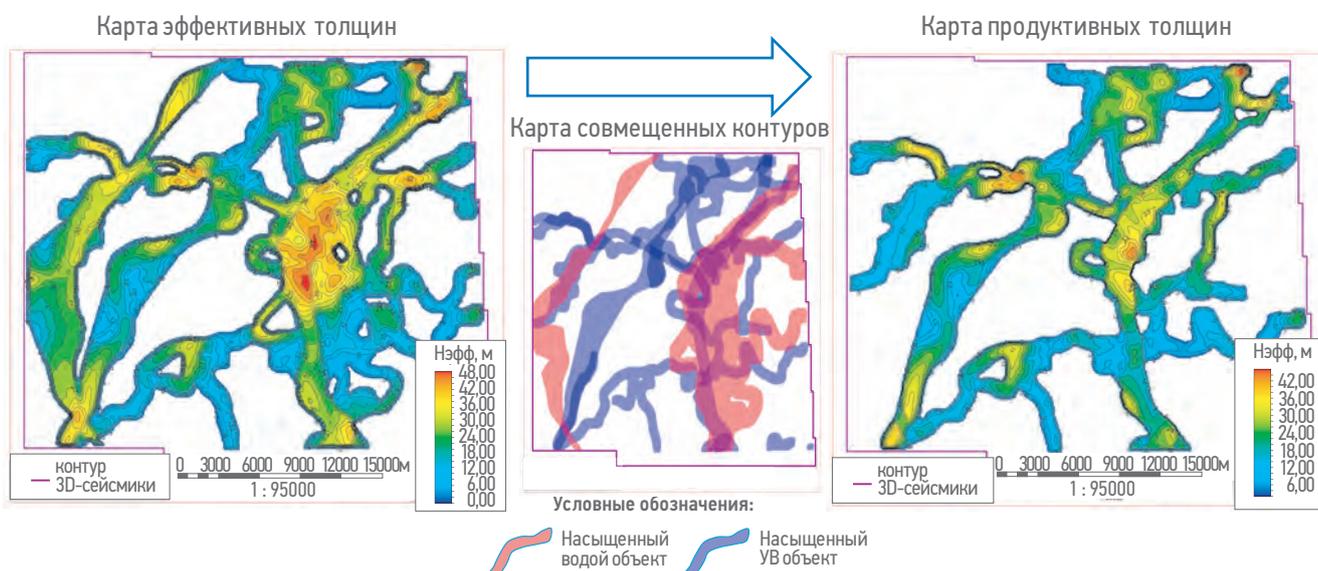


Рис. 11. Принцип получения карт продуктивных толщин на примере одного из пластов. Составлено авторами
 Fig. 11. Net pay thickness maps construction principle for one of the layers. Created by the authors

$$B(Wm) = 64,6 h^{1,53}, \quad (3)$$

где h — средняя мощность в пределах пояса меандрирования.

$$\text{Отсюда } h = \sqrt[1,53]{\frac{3200}{64,6}} = 12,8 \text{ м.}$$

Из зависимостей, установленных Г. Хэм [27], следует, что колебания максимальных глубин на участке излучины более значительны, чем средних по сечению и составляет 18 %. Это может служить оценкой погрешности определения расчетной толщины русловых тел: $h = 12,8 \pm 2 \text{ м}$.

На карте продуктивных толщин, построенной по результатам использованной методики вероятностной оценки, значение эффективных толщин в пределах данной русловой

системы в случае P_{50} составляет 11,47 м.

На основании сравнения значений, полученных по двум методикам, отмечается непротиворечивость использованных подходов к оценке.

Второй объект расположен в пласте Ю₃ (рис. 12, б). Оцененные морфометрические характеристики: коэффициент извилистости: 1,38, ширина пояса меандрирования — 3500 м. Мощность русловых отложений по формуле (3) составляет приблизительно 13,6 м.

По результатам расчетов авторской методики, эффективная мощность в пределах данного объекта в варианте P_{50} оценена в 13,8 м. Полученное значение совпадает со значением, рассчитанным по результатам морфометрического анализа.

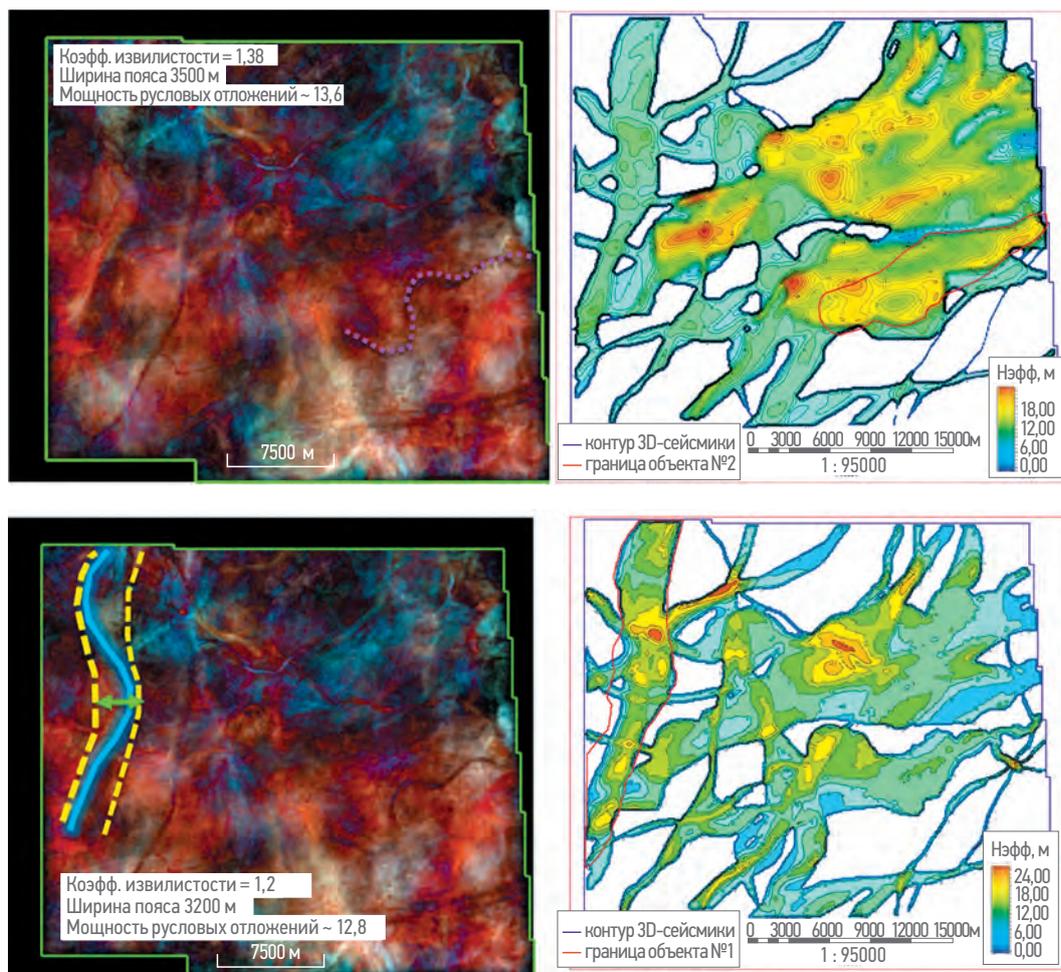


Рис. 12. Сравнение значений эффективных толщин, полученных по результатам морфометрического анализа (слева) и карты нефтегазонасыщенных толщин (справа) для двух разных объектов: А) в пласте J_4^1 , Б) в пласте J_3 . Составлено авторами

Fig. 12. Net thickness values comparison between those obtained from the results of morphometric analysis (left) and constructed using the described approach (right) for two different objects: А) J_4^1 formation, В) J_3 formation. Compiled by the authors

ВЫВОДЫ

По результатам работы проведен многовариантный расчет карт эффективных толщин в соответствии с разработанной методикой учета дифференциации русловых тел по разрезу с привлечением параметра «объектослайсов».

Также проведено сравнение полученных результатов с оценкой эффективных толщин русел по морфометрическому анализу, где отмечается высокое сходение

прогнозных значений по двум разным методикам.

Таким образом, можно сделать вывод, что учет фациального районирования с привлечением детального анализа седиментационных слайсов в процессе оценки позволяет получить корректный прогноз суммарного эффективного объема коллекторов в пределах каждого объекта и более точно планировать потенциальные зоны под поисково-оценочное бурение при формировании программы ГРП на участке.

Список литературы

1. Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2018. — № 3. — С. 27–36.
2. Плиткина Ю.А. и др. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Краснотенинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» // Нефтяная провинция. — 2019. — № 2(18). — С. 72–100.
3. Иванчик А.В., Шулик С.И., Ханимов И.А. Прогноз коллекторов в аллювиальных фациях тюменской свиты на основе данных сейсморазведки МОГТ 3D // Нефтяное хозяйство. — 2022. — Вып. 5. — С. 65–68.
4. Schumm S. Patterns of Alluvial Rivers // Annual Review of Earth and Planetary Sciences. 1985, № 13(5). 10 p.

5. Шмаков В.Д. Уточнение структуры ресурсной базы и перспективы прироста запасов нефти Назымской группы месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2023. — № 6(378). — С. 18–24.
6. Федорова М.Д. и др. Тюменская свита: методология создания концептуальных геологических моделей // Oil & Gas Journal Russia. — 2016. — № 11. — С. 60–63.
7. Бронскова Е.И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 8. — С. 36–44.
8. Кирзелёва О.Я. и др. Палеоруслы и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта Ю3-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири) // Нефть, газ, новации. — 2021. — № 4. — С. 14–21.
9. Алексеева П.А. и др. Прогноз свойств отложений тюменской свиты с учётом фациального районирования территории // Сборник научных трудов конференции ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: Пермь. — 2023. — С. 6–14.
10. Буторин А.В. Изучение детального строения ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2016. — 141 с.
11. Буторин А.В. и др. Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 12. — С. 41–43.
12. Орешкова М.Ю., Ольнева Т.В. Анализ подходов к идентификации палеоруслых систем по сейсмическим данным и прогноз эффективной мощности коллектора (по объектам тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) // Материалы 25-й научно-практической конференции «Геомодель-2023». Геленджик. — 2023. — 5 с.
13. Полюх Н.А., Данцова К.И., Хафизов С.Ф. Концептуальное моделирование и оценка ресурсной базы сложнопостроенных полифациальных систем палеорусл на примере одного из пластов тюменской свиты // Нефтяное хозяйство. — 2023. — Вып. 5. — С. 57–62.
14. Ronneberger O, Fischer P, Brox T. U-net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation / International Conference on Medical Image Computing and Computer-assisted Intervention. 2015, pp. 234–241.
15. Rodriguez-Galiano V, Sanchez-Castillo M, Chica-Olmo M. Machine Learning Predictive Models for Mineral Prospectivity: An Evaluation of Neural Networks, Random Forest, Regression Trees and Support Vector Machines. Ore Geology Reviews. 2015, no. 71, pp. 804–818.
16. Ольнева Т.В. и др. Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов // Геофизика. — 2022. — Вып. 2. — С. 17–25.
17. Патент № 2672766 С1 Российская Федерация, МПК G01V 1/28, G01V 9/00. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): № 2018104929; заявл. 08.02.2018; опубл. 19.11.2018 / Т.В. Ольнева, Е.А. Жуковская; заявитель ООО «Газпромнефть НТЦ».
18. Coe D. 4K rivers: an ongoing series of airbrant river and delta systems from North America. [Electronic source.] URL: doncoecarto.com
19. Контарович А.Э., Контарович В.А., Рыжкова С.В. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. — 2013. — № 54. — С. 972–1012.
20. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003.
21. Викторова Е.М., Жигулина Д.И., Киселев П.Ю., Климов В.Ю. Подходы к оценке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере тюменской свиты // ПРОнефть. Профессионально о нефти. — 2021. — № 6(3). — С. 43–51.
22. Dalrymple R.W., Makino Y., Zaitlin B.A. Temporal and spatial patterns of rhythmite deposition on mud flats in the macrotidal, Cobequid Bay–Salmon River estuary, Bay of Fundy, Canada // Clastic Tidal Sedimentology. Canadian Society of Petroleum Geologists. 1991. Memoir. vol. 16, pp. 137–160.
23. Liu J.-L., Ji Y.-L., Wang T.-Y., Huang F.-X., Yu H.-Y., Li W.-S. Sequence architecture and sedimentary characteristics of a Middle Jurassic incised valley, Western Sichuan depression, China. Petroleum Science. 2018, vol. 15, pp. 250–251.
24. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРП. Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть», 2022. — 103 с.
25. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С., Савченко П.Д., Музраева Б.Ю., Мингазова Д.И., Викторова Е.М., Толмачев Е.О. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2024. — № 9(3). — С. 6–16. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>
26. Collinson J.D. Alluvial sediments // Sedimentary Environment and facies. New York: Elsevier, 1978. 435 p.
27. Ольнева Т.В., Орешкова М.Ю. Некоторые числовые зависимости и примеры прогноза параметров элементов русловых систем // Материалы 25-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2023». Геленджик. — 2023. — 5 с.

References

1. Morozov V.Yu., Sap'yanik V.V. Actual problems of oil and gas development potential in Western Siberia. *Geology of Oil and Gas*. 2018, no. 3, pp. 27–36. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-27-36>.
2. Plitkina Yu.A. et al. Experience in the development of low-permeability reservoirs of the Tyumen formation of the Krasnoleninsky field in JSC RN-Nyagannelegaz. *Network scientific publication «Oil Province»*. 2019, no. 2(18), pp. 72–100. (In Russ.)
3. Ivanchik A.V., Shulik S.I., Khakimov I.A. Fluvial reservoirs forecast within the Tyumen formation based 3D seismic. *Oil industry*. 2022, issue 5, pp. 65–68. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-57-61>.
4. Schumm S. Patterns of Alluvial Rivers. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*. 1985, no. 13(5). 10 p.
5. Shmakov V.D. Clarification of the resource base and prospects for the oil reserves growth potential within the Nazym group of fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2023, no. 6(378), pp. 18–24. (In Russ.)
6. Fedorova M.D. et al. Tyumen formation: methodology for creating conceptual geological models. *Oil & Gas Journal Russia*. 2016, no. 11(110), pp. 60–63. (In Russ.)
7. Bronskova E.I. Aprel'skoye field geological structure complex analysis in terms of Tyumen formation additional exploration & development effectiveness. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2016, no. 8, pp. 36–44. (In Russ.)
8. Kirzeleva O.Ya. et al. Paleo-rivers in seismic data (on the example of J3-J4 formations in Western Siberia). *Oil, gas, innovations*. 2021, no. 4, pp. 14–21. (In Russ.)
9. Alekseeva P.A. et al. *Tyumen formation properties deposits forecast taking into account the facies zonation*. LUKOIL Engineering LLC conference: Perm. 2023, pp. 6–14. (In Russ.)
10. Butorin A.V. *Achimov complex detailed structure study based on the spectral decomposition data* / PhD Thesis. Saint Petersburg: VSEGEI. 2016. 141 p. (In Russ.)

11. Butorin A.V. et al. Tyumen formation potential assessment within the Noyabrsk region of Western Siberia. *Oil industry*. 2015, no. 12, pp. 41–43. (In Russ.)
12. Oreshkova M.Yu., Olneva T.V. *Analysis of approaches to the identification of fluvial systems based on seismic data and forecast of effective reservoir capacity (for Tyumen formation within Western Siberia)* // 25th conference on exploration and development of oil & gas fields "Geomodel-2023". Gelendzhik, 2023. 5 p. (In Russ.)
13. Polyukh N.A., Dantsova K.I., Khafizov S.F. Conceptual modeling and assessment of the resource base of complex polyfacial systems of paleo-rivers on the example of Tyumen formation. *Oil industry*. 2023, issue 5, pp. 57–62. (In Russ.)
14. Ronneberger O., Fischer P., Brox T. *U-net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation* / International Conference on Medical Image Computing and Computer-assisted Intervention. 2015, pp. 234–241.
15. Rodriguez-Galiano V., Sanchez-Castillo M., Chica-Olmo M. Machine Learning Predictive Models for Mineral Prospectivity: An Evaluation of Neural Networks, Random Forest, Regression Trees and Support Vector Machines. *Ore Geology Reviews*. 2015, no. 71, pp. 804–818.
16. Olneva T.V. et al. Diagnostics of morphogenetic types of paleo-channels based on parametrization of seismic images. *Geophysics*. 2022, issue 2, pp. 17–25. (In Russ.)
17. Patent No. 2672766 C1 Russian Federation, IPC G01V 1/28, G01V 9/00. Method of forecasting morphometric parameters of channel bodies (paleo-channels): No. 2018104929: application 08.02.2018: publ. 19.11.2018 / T.V. Olneva, E.A. Zhukovskaya; applicant LLC Gazpromneft STC. (In Russ.)
18. Coe D. *4K rivers: an ongoing series of airbrant river and delta systems from North America*. [Electronic source]. URL: doncoecarto.com
19. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geology and Geophysics*. 2013, no. 54, pp. 972–1012. (In Russ.)
20. *Decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the review and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia*. Novosibirsk, 2003. (In Russ.)
21. Viktorova E.M., Zhigulina D.I., Kiselev P.Yu., Klimov V.Yu. Non-structural traps assessment approaches in the conditions of limited data on the example of the Tyumen formation. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2021, no. 6(3), pp. 43–51. (In Russ.)
22. Dalrymple R.W., Makino Y., Zaitlin B.A. Temporal and spatial patterns of rhythmic deposition on mud flats in the macrotidal, Cobequid Bay–Salmon River estuary, Bay of Fundy, Canada. *Clastic Tidal Sedimentology*. *Canadian Society of Petroleum Geologists*. 1991, Memoir. Vol. 16, pp. 137–160.
23. Liu J.-L., Ji Y.-L., Wang T.-Y., Huang F.-X., Yu H.-Y., Li W.-S. Sequence architecture and sedimentary characteristics of a Middle Jurassic incised valley, Western Sichuan depression, China. *Petroleum Science*. 2018, vol. 15, pp. 250–251.
24. *Guidelines for the formation of a conceptual framework for large-scale exploration projects*. Saint Petersburg: Gazprom Neft PJSC, 2022. 103 p.
25. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S., Savchenko P.D., Muzraeva B.Yu., Mingazova D.I., Viktorova E.M., Tolmachev E.O. Reserves probabilistic assessment approach involving quantitative geological risks accounting for Achimov deposits with low exploration maturity. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024, no. 9(3), pp. 6–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>
26. Collinson J.D. *Alluvial sediments. Sedimentary Environment and facies*. New York: Elsevier, 1978. 435 p.
27. Olneva T.V., Oreshkova M.Yu. *Some numerical dependencies and examples of forecasting parameters of channel system elements*. 25th conference on exploration and development of oil & gas fields "Geomodel-2023". Gelendzhik, 2023. 5 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.И. Алехин — разработка методики, расчет прогнозных толщин, подготовка графического материала.

А.С. Мещерякова — седиментологический анализ, выделение перспективных объектов, анализ литературных источников.

И.А. Переpletкин — разработка методики, подготовка текста и рисунков, анализ литературных источников.

М.Ю. Орешкова — проведение морфометрического анализа, подготовка текста и рисунков.

К.С. Тельнова — разработка методики, экспертное сопровождение работы.

Ilya I. Alekhin — developed the article concept, realized thicknesses calculation.

Anastasiia S. Meshcheryakova — prepared sedimentological analysis, detected perspective objects, literature review

Ivan A. Perepletkin — developed the article concept, realized thicknesses calculation, prepared text and figures, literature review.

Mariia Yu. Oreshkova — prepared morphometric analysis, prepared text and figures, literature review

Kseniia S. Telnova — developed the article concept, expert supervision.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Илья Игоревич Алехин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Анастасия Сергеевна Мещерякова — инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Ilya I. Alekhin — Head of Division, Gazprom Neft company group

Anastasiia S. Meshcheryakova — Engineer, Novosibirsk National Research State University

Иван Алексеевич Переплеткин* — инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2.
e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru
Тел.: +79526706820
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
AuthorID: 962435
SPIN-код: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Мария Юрьевна Орешкова — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9643-0253>
Scopus Author ID: 57245109800
ResearcherID: ACS-1207-2022

Ксения Сергеевна Тельнова — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Ivan A. Perepletkin* — Engineer, Novosibirsk National Research State University 2, Pirogova st., 630090, Russia, Novosibirsk.
e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru
Tel.: +79526706820
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
AuthorID: 962435
SPIN code: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Maria Yu. Oreshkova — Leading specialist, Gazprom нефt company group
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9643-0253>
Scopus Author ID: 57245109800
ResearcherID: ACS-1207-2022

Ksenia S. Telnova — Head of Department, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА КАК ИНСТРУМЕНТА ВЫДЕЛЕНИЯ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО РАНГА С ЦЕЛЬЮ ЛОКАЛИЗАЦИИ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК

© Коллектив авторов,
2024



Э.Р. Гибаев¹, М.С. Космачева¹, И.А. Переплеткин^{1,2,*}, Д.Е. Осадчий³

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

²Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

³Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. На территории Пур-Тазовской НГО имеет место значительное количество дизъюнктивных нарушений различной амплитуды и ранга. Зачастую стандартные принципы картирования разломов не позволяют выделять все разрывные нарушения. Важным вопросом является идентификация малоамплитудных разломов и разломов без смещения, которые часто встречаются на этой территории. Поэтому существует необходимость усовершенствования алгоритмов картирования разрывных нарушений, которые позволяют анализировать пространственное положение разломов по комплексному анализу сейсмических атрибутов.

Цель. Уточнение геологического строения и локализация дизъюнктивных нарушений на одном из участков Пур-Тазовской НГО и оценка влияния разломов на строение залежей УВ. Для этого авторами использован комплексный атрибутивный анализ, позволяющий корректно и более точно выделять безамплитудные дизъюнктивные нарушения различного ранга.

Материалы и методы. Методология выделения разломов строилась на комплексировании сейсмических атрибутов, подчеркивающих сигналы от тектонических нарушений за счет подавления шумов. Алгоритм построен на основе подбора последовательности расчета атрибутов и состоит из трех основных этапов — подготовка данных и подавление шумов, подчеркивание границ разломов, выделение разломов и контроль качества.

Результаты. Подобрана оптимальная последовательность расчета атрибутов. Комплексный атрибутивный анализ как инструмент выделения дизъюнктивных нарушений применен на одном из участков месторождения Пур-Тазовского региона. По результатам проведения интерпретации тектонических нарушений в районе работ дополнительно выявлено около 30 % новых тектонических нарушений, а также уточнена геометрия ранее выделенных разломов.

Заключение. Авторами предложено применение комплексного атрибутивного анализа как инструмента выделения дизъюнктивных нарушений различного ранга с целью локализации структурно-тектонических ловушек.

Ключевые слова: комплексный атрибутивный анализ, выделение разломов, структурно-тектоническая ловушка, Пур-Тазовская НГО

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гибаев Э.Р., Космачева М.С., Переплеткин И.А., Осадчий Д.Е. Применение комплексного атрибутивного анализа как инструмента выделения дизъюнктивных нарушений различного ранга с целью локализации структурно-тектонических ловушек. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):30–37. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-30-37>

Статья поступила в редакцию 16.08.2024

Принята к публикации 06.09.2024

Опубликована 27.12.2024

USE OF COMPLEX ATTRIBUTE ANALYSIS AS A FAULTS' DETECTION INSTRUMENT TO LOCALIZE TECTONIC TRAPS

Emil R. Gibaev¹, Maria S. Kosmacheva¹, Ivan A. Perepletkin^{1,2,*}, Dmitry E. Osadchiy³

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

³National Research University "Higher School of Economics", RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. A significant number of faults having various amplitude and rank within the Pur-Taz oil and gas region were recently detected. Basic principles of fault mapping make it possible to identify few of them, mainly more major in terms of amplitude and contrast; the main problem remains the identification of low-amplitude faults and faults without displacement. Therefore, fault detection algorithms need to be improved, which allow analyzing the spatial position of faults based on seismic attributes comprehensive analysis.

Aim. The aim of the work is to clarify the geological & tectonic structure of the site under consideration, as well as the impact of identified faults on development. For this purpose, the authors propose the use of complex attribute analysis as instrument of faults' detection with various ranks.

Materials and methods. The methodology of fault identification based on the complex analysis of seismic attributes, emphasizing noise suppression and amplifying signals of faults. The workflow is based on the selection of the sequence of calculation of attributes. The developed methodology consists of three main stages — data preparation and noise suppression, faults' borders highlighting, faults detection and quality control.

Results. The optimal workflow of calculating attributes has been developed. Complex attribute analysis as a tool for identifying disjunctive disorders was applied at one of the fields within the Pur-Taz region. According to the results of the interpretation of tectonic disturbances in the work area, about 30 % of new faults were additionally identified. Moreover, the geometry of existing faults was clarified.

Conclusion. The authors propose the use of complex attribute analysis as a tool for identifying faults in order to localize structural and tectonic traps. Additionally, an analysis of the impact on the development of accounting for identified violations was carried out.

Keywords: complex attribute analysis, faults detection, structural and tectonic traps, reservoir engineering, Pur-Taz region

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Gibaev E.R., Kosmacheva M.S., Perepletkin I.A., Osadchiy D.E. Use of complex attribute analysis as a faults' detection instrument to localize tectonic traps. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):30–37. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-30-37>

Manuscript received 16.08.2024

Accepted 06.09.2024

Published 27.12.2024

ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК УВ В ПУР-ТАЗОВСКОЙ НГО

В пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирского бассейна выявлено большое количество залежей УВ в ловушках структурно-тектонического типа [1]. Уточнение тектонического строения участков требует усовершенствования методики картирования разломов с целью локализации ловушек данного типа [2].

Пример геометризации ловушек нетрадиционного строения, связанных с горизонтальными сдвиговыми дислокациями и тектоническими перестройками инверсионного типа [3], приведен на **рис. 1**.

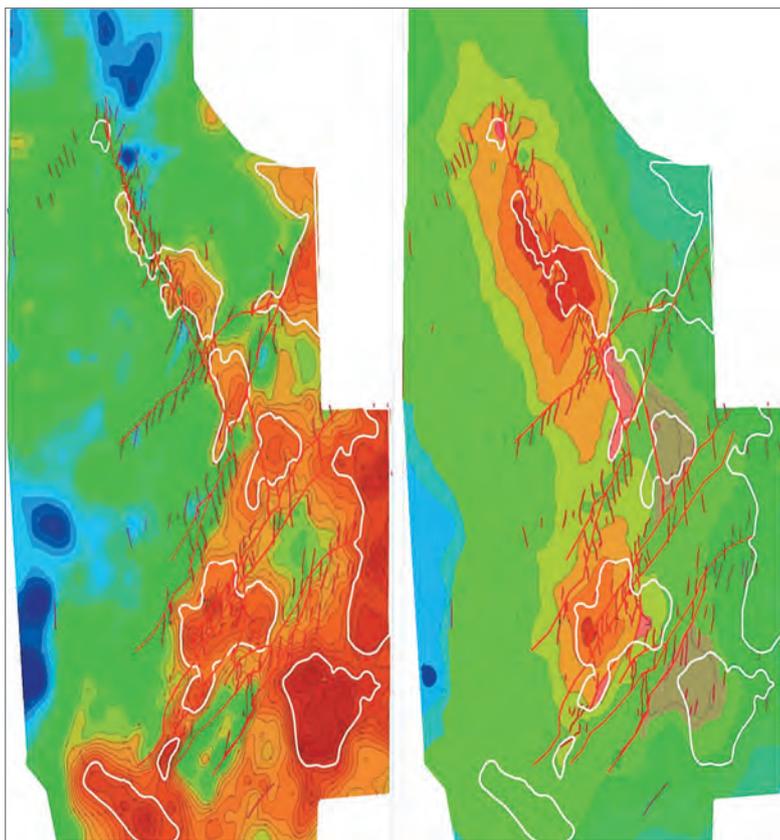
Основополагающим фактором для поиска и локализации потенциальных структурно-тектонических ловушек УВ является наличие сдвиговых дислокаций. Процесс трассирования разрывных нарушений может выполняться как с помощью традиционной ручной интерпретации, так и с помощью применения алгоритмов для автоматического выделения разрывных нарушений. В первом случае специалисты часто сталкиваются с такими неопределенностями как многовариантность видения интерпретатора и качество исходных сейсмических данных, при этом работа ассоциирована с большими временными затратами на выполнение поставленной задачи.

КОМПЛЕКСНЫЙ АТРИБУТНЫЙ АНАЛИЗ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ

Методика выделения разломов строится на комплексном анализе сейсмических атрибутов, рассчитанных последовательно. Основой алгоритма является подбор последовательности расчета атрибутов, рассчитанных последовательно. Основой алгоритма является подбор последовательности расчета атрибутов. Методика включает три основных этапа: подготовку сейсмических данных и подавление шумов, картирование границ разломов, выделение разломов

С ЦЕЛЬЮ ЛОКАЛИЗАЦИИ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ МАЛОАМПЛИТУДНЫХ И БЕЗАМПЛИТУДНЫХ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ СДВИГОВОЙ ПРИРОДЫ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА.

и контроль качества трассирования разрывных нарушений (**рис. 2**). Отличительной особенностью подхода является пошаговая последовательность расчета атрибутов на каждом этапе на основе ранее посчитанных кубов. Впервые методика была опробована на одном из месторождений Томской



Условные обозначения:



Рис. 1. Выделение перспективных структурно-тектонических ловушек УВ по данным палеотектонического анализа в присдвиговых зонах одного из месторождений Пур-Тазовской НГО: а) локализация палеоподнятий на карте изопакхит Ю₁-С; б) сопоставление локальных составляющих с современным структурным планом по кровле пласта Ю₁ [3]
Fig. 1. Identification of promising hydrocarbon traps according to paleotectonic analysis in the near-thrust zones. Pur-Taz region (a) Localization of paleopods on the isopachite map J₁-C; (b) Comparison of local components with the modern structural plan of the J₁ formation top part [3]

области в 2022–2023 годах [4]. Рассмотрим каждый этап подробнее.

1-й этап. Подготовка данных и подавление шумов (рис. 3, а)

Этап включает в себя следующие атрибуты: структурное сглаживание, медианный фильтр и графический эквалайзер [5] и необходим для первичной подготовки входных сейсмических данных, так как изначально они обладают слабой контрастностью. Подобранный последовательность атрибутов позволяет увеличить контрастность исходного сигнала и степень выделения в волновом поле структурных особенностей. В рамках данного этапа производится фильтрация шумовой компоненты, что значительно ускоряет процесс дальнейших расчетов. Впоследствии производится усиление контрастности разрывных нарушений с помощью применения

атрибута направленного контраста амплитуд от 0° до 180° с шагом 10° и далее производится суммирование выявленных атрибутов, что позволяет выявлять границы разломов с частичным подавлением помех. В дальнейшем, при использовании атрибута мгновенной фазы (instantaneous phase), производится фильтрация лишних шумов, тем самым усиливается когерентность волновой картины и, как следствие, увеличивается контрастность выделения дизъюнктивных нарушений [6].

2-й этап. Подчеркивание границ (рис. 3, б)

Результатом данного этапа является усиление сигнала от выявленных границ разломов с уменьшением нежелательных шумов. Начинается он с применения атрибута «Хаос» (Chaos), который подчеркивает аномалии угла падения и направления, что соответствует разрывным нарушениям. Далее с целью устранения возникших потенциальных нежелательных шумов применяется атрибут Edge evidence. Подбор параметров этого атрибута производится экспертным путем.

3-й этап. Выделение разломов (рис. 3, в)

Результатом заключительного этапа является получение подготовленных для дальнейшей интерпретации аномалий в волновом поле, сопоставляемых с дизъюнктивными нарушениями. В рамках расчета с помощью комбинации режимов атрибута Ant-tracking получается относительно «чистый» сигнал в районе разрывных нарушений. Данный атрибут включает множество параметров регулировки, а также имеет два основных режима — «пассивный», который позволяет выделять региональные тектонические нарушения, и «агрессивный», который позволяет выделять локальные разломы [7]. В данной работе применена комбинация «агрессивный — пассивный — агрессивный». Разработанная методика подходит для выделения разломов в условиях сильно зашумленных данных, а также предлагает более «чистые» выходные данные по сравнению с традиционным алгоритмом. Применение данного подхода подразумевает сокращение временных затрат на интерпретацию разломов без потери качества их выделения.

ВЛИЯНИЕ ВЫЯВЛЕННЫХ МАЛОАМПЛИТУДНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ВЫБОР ТОЧЕК БУРЕНИЯ

По результатам интерпретации тектонических нарушений дополнительно выявлено до 30 % новых разломов, а также уточнена геометрия ранее выделенных разрывных нарушений.

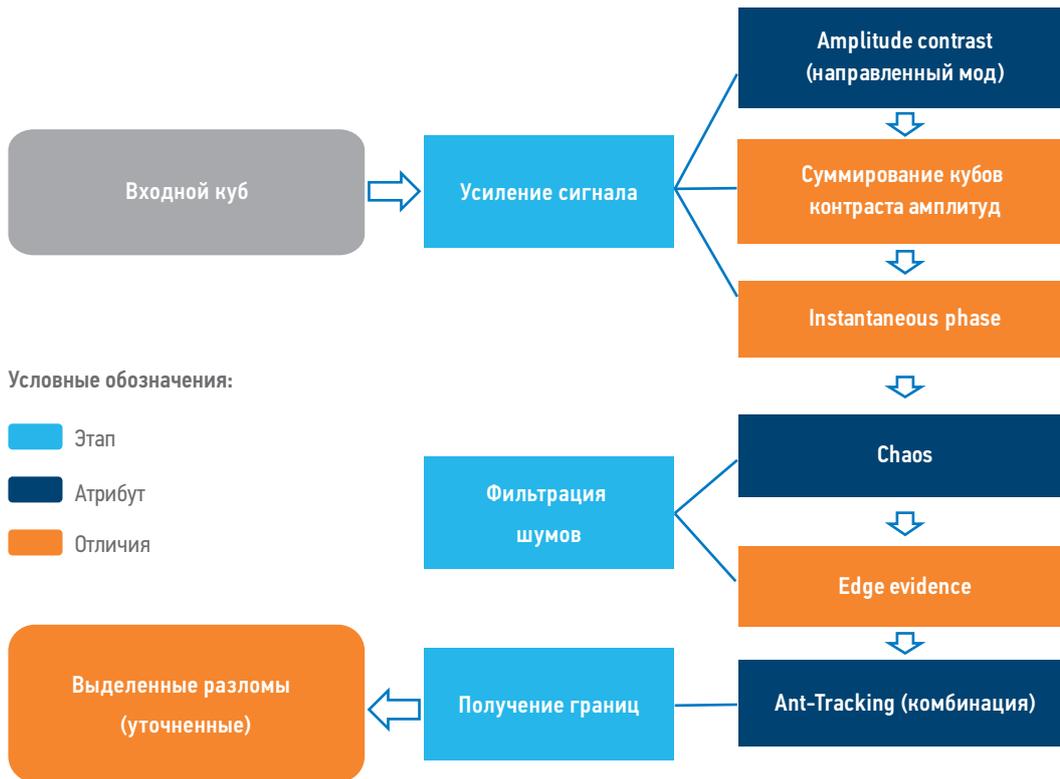


Рис. 2. Последовательность действий в рамках методики комплексного атрибутивного анализа. Составлено авторами
 Fig. 2. Workflow of complex attribute analysis. Compiled by the authors

Используя стандартный подход интерпретации (рис. 4, а) разломов в волновом поле (в областях потери когерентности фаз при прослеживании отражающих горизонтов) при интерпретации разрывных нарушений, к северу от скважины 5PL закартирован локальный разлом, который сечет антиклинальную ловушку в интервале продуктивного пласта. Анализ положения проектной точки бурения пилотного ствола скважины 5PL показал, что место ее заложения выбрано не совсем удачно, так как при постановке бурения пилотного ствола не было учтено его положение относительно тектонического экрана. На рис. 4, в показан уточненный вариант интерпретации разломов в волновом поле после проведения комплексного атрибутивного анализа. Учитывая эти результаты, для успешного бурения скважины авторами предложено сместить точку бурения пилотного ствола 5PL (рис. 4, г).

При проведении контроля качества (рис. 5) видно, что фактическая разница в абсолютных отметках кровли пласта $Ю_1$ по скважинам с отходом 200-300 м изменяется от 4 до 33 м. Зеленая диаграмма показывает положение кровли продуктивного пласта к западу от выделенного разлома, синяя диаграмма — положение кровли пласта к востоку от этого разлома. Выявленная разница в абсолютных отметках может

свидетельствовать о наличии между скважинами разрывных нарушений со смещением, которые удалось выявить с помощью авторского подхода.

Используя подход комплексного атрибутивного анализа [3], в районе соседнего тектонического нарушения уточнено пространственное положение ловушки, для которой на основе вероятностного подхода рассмотрены возможные исходы событий по перцентилям P_{10} , P_{50} , P_{90} .

Для успешного опосредования этой ловушки авторами было предложено скорректировать место бурения пилотного ствола скважины 4PL, это позволило вскрыть 16,9 м эффективных толщин, что соответствовало максимальному варианту оценки (рис. 5) и водонефтяному контакту (ВНК) по подошве пропластка «нефть + вода». Однако, несмотря на то что пилотный ствол забурен в зону максимальных эффективных толщин коллекторов, положение кровли пласта оказалось ниже, что не было учтено из-за отсутствия выделенных разрывных нарушений с небольшим смещением. Учитывая хорошие прогнозируемые фильтрационно-емкостные свойства, а также ожидаемую трещиноватость и небольшой размер залежи, типом заканчивания выбрана горизонтальная скважина с длиной ствола 500 м без проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

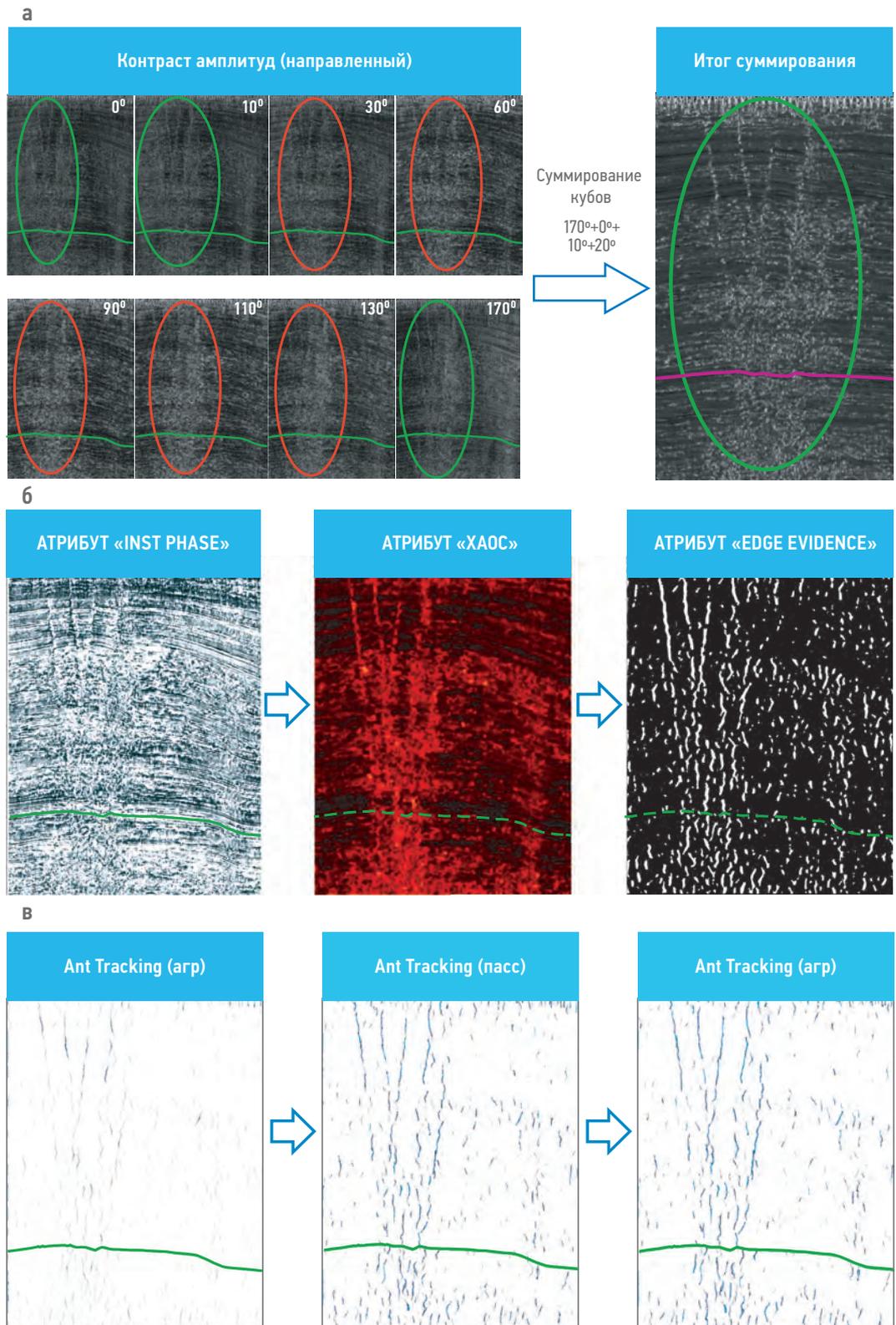


Рис. 3. Основные этапы выделения разломов с использованием комплексного атрибутного анализа: а) подготовка данных и подавление шумов, б) подчеркивание границ, в) выделение разломов. Зеленая линия — кровля ОГ Б. Составлено авторами

Fig. 3. The main stages of fault identification using complex attribute analysis: а) data preparation and noise reduction, б) underlining the borders, в) separation of faults. Green line — 'B' reflection horizon. Compiled by the authors

Запускные параметры горизонтальной скважины полностью подтвердили и превзошли прогнозные расчеты (до перевода

на механизированный способ добычи скважина фонтанировала с дебитами более 500 м³/сут).

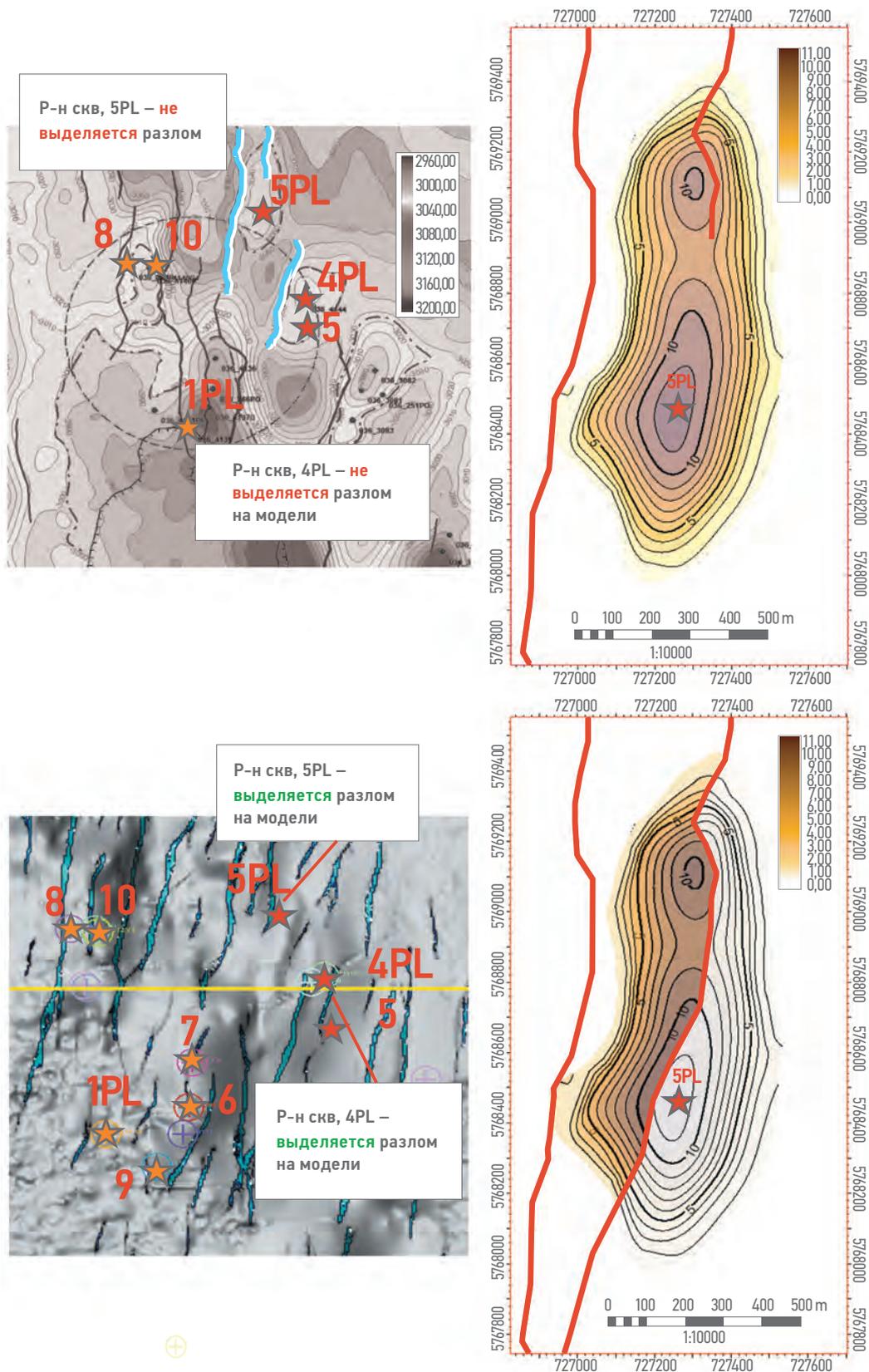


Рис. 4. Результаты применения методики комплексного атрибутивного анализа: а) первоначальная интерпретация разломов и локализация перспективных ловушек, б) конфигурация разлома и перспективной ловушки в р-не скв. 5PL до выделения разлома при исходной интерпретации, в) визуализация разломов по результатам применения комплексного атрибутивного анализа, г) конфигурация разлома и потенциальное положение структурно-тектонической ловушки в р-не скв. 5PL по результатам применения методики. Составлено авторами

Fig. 4. Results of the application of the methodology of complex attribute analysis on the example of the Upper Jurassic deposits (Western Siberia). а) The initial interpretation of faults and localization of promising deposits, б) The configuration of the deposit in the area of well 5PL before the separation of the fault upon the initial interpretation, с) A wave pattern with visualization of faults based on the results of complex attribute analysis, д) The configuration of the deposit in the area of well 5PL using complex attribute analysis methodology. Compiled by the authors

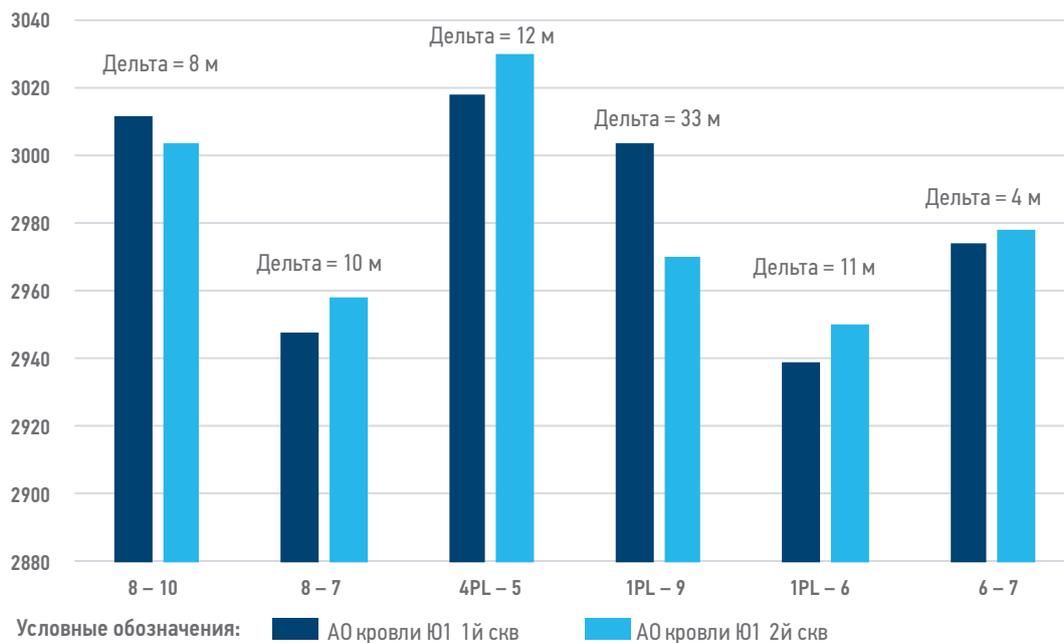


Рис. 5. Контроль качества: разницы в абсолютных отметках соседних скважин, разделенных разломами. Составлено авторами

Fig. 5. Quality control: differences in absolute depths of neighboring wells separated by faults. Compiled by the authors

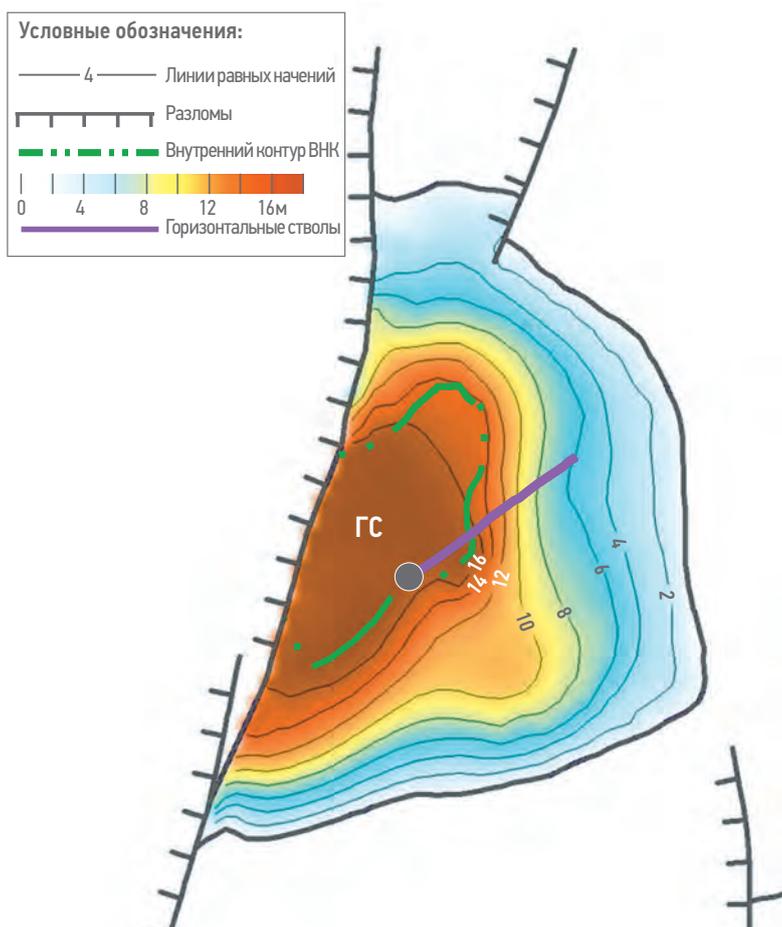


Рис. 6. Фактическое расположение горизонтальной скважины по результатам бурения на карте эффективных толщин. Составлено авторами

Fig. 6. The actual location of a horizontal well based on drilling results on an effective thickness map. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненной работы установлено, что на площадях Пур-Тазовской НГО для выделения дизъюнктивных нарушений как со значительными смещениями, так и мало- или безамплитудных необходимо использовать весь арсенал геологических и геофизических методов изучения геологических объектов, так как обоснование наличия разрывных нарушений, расчет их амплитуды и установление присбросовой зональности типов коллекторов сильно влияет на достоверность построения геологических моделей месторождений на этой территории.

На одном из участков месторождения Пур-Тазовской НГО по результатам применения комплексного атрибутивного анализа, предложенного авторами, удалось локализовать несколько тектонически экранированных ловушек и рекомендовать более удачные места для заложения пилотных стволов с целью успешного оплоискования ловушек.

Таким образом, применение авторской методики интерпретации разломов позволяет повысить успешность проектного бурения на территории площадей Пур-Тазовской НГО при выработке стратегии ГРП, а также увеличить рентабельность и экономическую привлекательность активов.

Список литературы

1. Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Москва: Геология нефти и газа. — 1995. — № 7. — С. 16–21.
2. Лесной А.Н., Бочкарев А.В., Бронскова Е.И. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учёта дизъюнктивных нарушений и анализа геолого-технических мероприятий // Нефтепромышленное дело. — 2014. — № 9. — С. 12–16.
3. Михайлова С.В., Летунова Л.И., Филиппович Ю.В., Альмухаметов М.А., Червонко М.А. Использование метода палеотектонических реконструкций для поиска залежей нефти в верхнеюрских отложениях Еты-Пуровского месторождения // Нефтяное хозяйство — 2009. — № 12. — С. 22–24.
4. Гибяев Э.Р., Волкова А.А. Применение комплексного сейсмического атрибутного анализа для автоматического выделения разломов. Материалы 10-й геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург-2023». Геомодель. — 2023. — 4 с.
5. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG. Tulsa, 2007. 800 p.
6. Daber R., Knudsen E., et al. Petrel attribute guide. Schlumberger, 2007. 518 p.
7. Aqrabi et al. Amplitude Contrast Attribute. Schlumberger, 2012. 21 p.

References

1. Bepalova S.N., Bakuev O.V. Assessment of the impact of faults on the geological features of deposits and reservoir productivity of gas fields in Western Siberia. Moscow: Petroleum Geology. 1995, no. 7, pp. 16–21. (In Russ.)
2. Lesnoy A.N., Bochkarev A.V., Bronskova E.I. Improving the efficiency of production of hard-to-recover reserves based on accounting for disjunctive disturbances and analysis of geological and technical measures. *Petroleum Engineering*. 2014, no. 9, pp. 12–16. (In Russ.)
3. Mikhailova S.V., Letunova L.I., Filippovich Yu.V., Almukhametov M.A., Chevevko M.A. Using the paleotectonic reconstruction method to search for oil deposits in the Upper Jurassic sediments of the Ety-Purovskoye field. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2009, no. 12, pp. 22–24.
4. Gibaev E.R., Volkova A.A. Application of complex seismic attribute analysis for automatic fault identification. Materials of the 10th geological and geophysical conference "St. Petersburg-2023". Geomodel, 2023. 4 p. (In Russ.)
5. Chopra S., Marfurt K.J. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. SEG. Tulsa, 2007. 800 p.
6. Daber R., Knudsen E., et al. *Petrel attribute guide*. Schlumberger, 2007. 518 p.
7. Aqrabi et al. *Amplitude Contrast Attribute*. Schlumberger, 2012. 21 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Э.Р. Гибяев — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, производил расчеты атрибутов, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.С. Космачева — провела литературный обзор, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Переплеткин — производил расчеты атрибутов, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.С. Осадчий — производил анализ результатов на разработку. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Emil R. Gibaev — developed the concept of the study, conducted an experiment, run calculations of attributes, prepared the text & figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maria S. Kosmacheva — conducted a literature review, prepared the text & figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Perepletkin — run calculations of attributes, prepared text & figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry E. Osadchiy — analyzed the results for development. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Эмиль Раилевич Гибяев — ведущий инженер, Группа компаний «Газпром нефть»

Мария Сергеевна Космачева — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Алексеевич Переплеткин* — инженер, Новосибирский государственный университет 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2. e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
AuthorID: 962435
SPIN-код: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Дмитрий Евгеньевич Осадчий — главный специалист, НИУ «Высшая школа экономики» (ВШЭ) — Санкт-Петербург

Emil R. Gibaev — Lead engineer, Gazprom neft company group

Maria S. Kosmacheva — Chief specialist, Gazprom neft company group

Ivan A. Perepletkin* — Engineer, Novosibirsk State University
2, Pirogov str., 630090, Russia, Novosibirsk.
e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
AuthorID: 962435
SPIN-code: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Dmitry E. Osadchiy — Chief specialist, Higher School of Economics (HSE) — Saint Petersburg

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО МАЛОМОЩНОГО РАСЧЛЕНЕННОГО КОЛЛЕКТОРА, ОСЛОЖНЕННОГО ПОДСТИЛАЮЩИМ ПРОМЫТЫМ ПЛАСТОМ

© Коллектив авторов,
2024



Е.А. Спирина^{1,*}, Р.А. Озроков¹, Р.Х. Камалетдинов¹, А.М. Ишкинов², С.Н. Хохлов², А.Б. Комолов²

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

²ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», РФ, Мегион

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Одним из ключевых показателей успешной разработки нефтяных месторождений является коэффициент извлечения нефти (КИН). На него влияют две основные группы факторов: геологические особенности строения продуктивных пластов и технологические параметры, характеризующие их разработку. В настоящее время все больший объем трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вовлекается в разработку месторождений. Как правило, такая категория запасов связана со сложнопостроенными маломощными низкопроницаемыми сильно расчлененными коллекторами. Часто разработка таких объектов ТРИЗ осложнена дополнительными факторами. Например, малой мощностью глинистой перемычки, которая отделяет нефтегазоносные коллекторы такого качества от подстилающих их обводненных пластов. Чтобы решить такую задачу, в данной работе предлагается решение на основе выбора оптимальной системы разработки отложений ТРИЗ, отделенных маломощной глинистой перемычкой от нижележащего обводненного пласта.

Цель. В данной работе предложена стратегия разработки пласта АВ₁¹⁻² («рябчик»), который относится к запасам категории ТРИЗ. Его разработка затрудняется наличием промытого низезалегающего объекта АВ₁³ с маломощным флюидоупором между ними. Для совершенствования принятой на месторождении системы расположения скважин предлагается подбор оптимальных параметров системы разработки, который осуществляется на основе двумерной синтетической геолого-гидродинамической модели.

Материалы и методы. Для выбора оптимальных параметров системы разработки и проведения анализа чувствительности результатов использован двумерный гидродинамический симулятор «NumEx2», являющийся собственной разработкой Группы компаний «Газпром нефть».

Результаты. Предложена оптимальная система разработки отложений ТРИЗ, учитывающая фактор наличия подстилающего промытого пласта. Данная система разработки характеризуется следующими параметрами: рядная конфигурация продольно-направленных по линии регионального стресса (340°) горизонтальных скважин с BPS-технологией (Burst port system) проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с длиной горизонтального участка (ГУ) = 1200 м с плотностью сетки скважин (ПСС) = 28 га/св (a = 1400 м, b = 200 м с формированием системы поддержания пластового давления (ППД) в виде наклонно-направленной скважины (ННС) с ГРП. Применение BPS-технологии при ГРП позволяет уменьшить запускную обводненность скважин примерно на 40 % и увеличивает полудлину трещин ГРП на 90 м.

Заключение. Предложена стратегия разбуривания объекта ТРИЗ, учитывающая наличие нижележащего обводненного пласта, отделенного маломощной глинистой перемычкой.

Ключевые слова: оптимальные параметры системы разработки, ТРИЗ, анализ чувствительности, критерий оптимальности, ячейка разработки, двумерный гидродинамический симулятор, «NumEx2», многовариантное моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Спирина Е.А., Озроков Р.А., Камалетдинов Р.Х., Ишкинов А.М., Хохлов С.Н., Комолов А.Б. Выбор оптимальной системы разработки в условиях низкопроницаемого маломощного расчлененного коллектора, осложненного подстилающим промытым пластом. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):38–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-38-48>

Статья поступила в редакцию 19.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

SELECTION OF THE OPTIMAL DEVELOPMENT SYSTEM IN CONDITIONS OF A LOW-PERMEABILITY, THIN, DISSECTED RESERVOIR COMPLICATED BY AN UNDERLYING WASHED FORMATION

Elizaveta A. Spirina^{1,*}, Ruslan A. Ozrokov¹, Rinat H. Kamaletdinov¹, Azat M. Ishkinov²,
Sergey N. Khokhlov², Alexander B. Komolov²

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Slavneft-Megionneftegaz PJSC, RF, Megion

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Oil recovery factor (ORF) is one of the key indicators of the oil field development. There are two main group of factors that influence ORF: is affected by two main group of factors: geological features of the oil field and technological parameters of its development. Currently, oil fields development requires an increasing volume of hard-to-recover reserves (HRR). HRR involved in the development are usually characterized by complex, low-power, low-permeability, highly dissected reservoirs. The cost of geological errors in the development of such oil fields increases. There are often additional negative factors. For example, low thickness of the clay barrier separating HRR from adjacent water-saturated layers. The main purpose of this article is to select the optimal system of the development with HRR separated by a thin clay barrier from the underlying water-filled layer.

Purpose. The article proposes a strategy to develop AB1(1-2) («Ryabchik») oil field with HRR. Its development is complicated by the presence of the washed object AB1/3 with a thin fluid seal between them. The purpose of selecting the optimal parameters of the development is to improve the well placement system. The selection of the optimal development system is carried out on a two-dimensional synthetic geological-hydrodynamic model.

Materials and methods. The two-dimensional hydrodynamic simulator "NumEx2", Gazprom neft company group own development, is used to solve the problem of selecting the optimal parameters of the development system and conducting a sensitivity analysis of the results.

Results. An optimal development system is proposed in the conditions of HRR with an additional complicating factor in the form of an underlying washed formation. This development system is characterized by the following parameters: a row configuration of longitudinally directed horizontal wells along the line of regional stress (340 degrees) with BPS (Burst port system) technology for conducting multi-stage hydraulic fracturing with a length of GU = 1200 m with a PSS = 28 ha/well ($a = 1400$ m, $b = 200$ m) with the formation of a reservoir pressure maintenance system in the form of a wellbore support system with hydraulic fracturing. The use of BPS technology for hydraulic fracturing reduces the starting water cut of the well by approximately 40 % and increases the half-length of hydraulic fracturing fractures by 90 m.

Conclusion. A strategy is proposed for drilling a HRR object complicated by the presence of an underlying water-saturated layer separated by a thin clay barrier.

Keywords: optimal parameters of the development system, HRR, sensitivity analysis, optimality criterion, development cell, two-dimensional hydrodynamic simulator, "NumEx2", multivariate modeling

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

For citation: Spirina E.A., Ozrokov R.A., Kamaletdinov R.H., Ishkinov A.M., Khokhlov S.N., Komolov A.B. Selection of the optimal development system in conditions of a low-permeability, thin, dissected reservoir complicated by an underlying washed formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):38–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-38-48>

Manuscript received 19.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Ключевым результатом успешной разработки нефтяных месторождений является коэффициент извлечения нефти (КИН). На данный показатель влияют две основных группы факторов: геологические особенности продуктивных пластов и технологические параметры, характеризующие их разработку. Основным фактором, влияющим на формирование проектных решений, является геологическое строение объекта. В рамках все большего вовлечения в разработку ТРИЗ, которые приурочены к сложнопостроенным маломощным низкопроницаемым сильно расчлененным коллекторам, нефтяные компании все активнее разрабатывают новые

методические подходы, которые позволяют максимально освоить углеводородный потенциал таких отложений. Помимо описанных выше факторов, при разработке ТРИЗ часто приходится учитывать наличие гидродинамического контакта нефтяного пласта с подстилающим обводненным (промытым) пластом, из-за малой мощности глинистой перемычки между ними. Геологические особенности строения объекта ТРИЗ напрямую влияют на формирование стратегии разработки, в частности, на выбор системы разработки, которая определяет добычные показатели: КИН, отборы флюида, темпы отбора извлекаемых запасов и обводнения, а также важные для нефтяных компаний экономические показатели: накопленный

чистый дисконтированный доход (NPV), индекс рентабельности эффективности проекта (PI) и т.п. Для повышения эффективности проекта и увеличения прибыли необходимо проводить корректную оценку геологического представления объектов месторождения, которая обоснованно позволит выбрать оптимальную стратегию развития актива, в частности системы разработки и технологии бурения.

ПРОИЗВЕДЕН ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ И ПРЕДЛОЖЕНА СТРАТЕГИЯ РАЗБУРИВАНИЯ ОБЪЕКТА ТРИЗ (ПЛАСТ АВ1/1/2 «РЯБЧИК») В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ НАЛИЧИЕМ НИЖЕЛЕЖАЩЕГО ВЫСОКООБВОДНЕННОГО ПЛАСТА, ОТДЕЛЕННОГО МАЛОМОЩНОЙ ГЛИНИСТОЙ ПЕРЕМЫЧКОЙ.

ЦЕЛЬ

Цель данной работы — это передача опыта разбуривания и подходов к освоению месторождения и формирование стратегии разработки для объекта «рябчик» на одном из крупных месторождений Западной Сибири ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаза». Формирование стратегии разработки такого объекта подразумевает сбор информации о геологических особенностях объекта, выбор оптимальной системы разработки, ориентируясь на опыт эксплуатации двух нустов скважин, анализ проведенного дизайна ГРП и подбор оптимальной технологии проведения ГРП на объекте, отделенном малоомощной глинистой перемычкой от промытого пласта с действующим фондом скважин.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для выбора системы разработки использован авторами статьи стандартный подход, включающий в себя следующие этапы:

- 1) определение оптимального соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин и анализ целесообразности организации системы поддержания пластового давления (ППД). На данном этапе проектируется (прогнозируется) энергетическое состояние объектов разработки;
- 2) выбор оптимального типа заканчивания добывающего и нагнетательного фонда скважин, оптимального азимута ствола скважин;
- 3) выбор оптимальной геометрии расположения скважин, включающий плотность

сетки скважин (ПСС) и коэффициент деформации (Кд).

$$K_d = \frac{a_i}{b_i},$$

где a_i — расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин, b_i — расстояние между рядами нагнетательных скважин.

В работе рассмотрены наиболее три наиболее гибкие к трансформациям системы разработки с горизонтальным типом заканчивания скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП): однорядная, пятиточечная и обращенная пятиточечная системы разработки с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1. При большем числе нагнетательных скважин дополнительная добыча нефти не оправдывает увеличения капитальных затрат на бурение дополнительных нагнетательных скважин. Тип заканчивания добывающих скважин не варьировался, принят горизонтальным, так как имеется положительный опыт разбуривания скважин с в таком типе объектов (слабопроницаемые коллекторы ТРИЗ). Режим истощения нецелесообразен по причинам слабой эффективности в текущих геологических условиях.

В ходе работы рассчитаны 1500 вариантов с перебором следующих параметров системы разработки:

- длина горизонтального участка (длина ГУ);
- тип заканчивания нагнетательных скважин;
- азимут ствола добывающих и нагнетательных скважин;
- расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин (а), расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин (в) — ПСС;
- коэффициент деформации сетки скважин (Кд);

Диапазоны изменения перечисленных параметров указаны в **табл. 1**.

В Группе компаний «Газпром нефть» выбор оптимальной системы разработки выполняется в собственном программном продукте «NumEx2», который состоит из графического интерфейса и расчетного ядра, представляющего собой двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEVI-сетках (ячейки Вороного) [1, 2, 3]. В окне пользовательского интерфейса задаются параметры системы разработки, тип заканчивания скважин, технологические режимы добывающих и нагнетательных скважин (граничные условия для расчета), параметры пласта (геолого-физические характеристики, геологические карты объекта разработки, PVT-свойства, фракционные функции Баклея–Левретта

и т.д.), параметры сети сбора, экономические показатели, параметры для серийных расчетов, параметры расчета (методы оптимизации). После завершения расчета в окне визуализации результаты отображаются в виде расчетных графиков технологических показателей. В случае выполнения серийных расчетов существует возможность выбора любого из рассчитанных вариантов с демонстрацией полученных результатов. Также имеется возможность автоматического ранжирования серийных расчетов по заданному критерию оптимальности. В рамках данной работы критерий оптимальности T_{opt} определен аддитивной двухпараметрической функцией двух переменных КИН и NPV:

$$T_{opt} = \frac{КИН_i}{КИН_{max}} + \frac{NPV_i}{NPV_{max}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где i — номер расчета из всей выборки рассчитанных вариантов; max — максимальное значение параметра.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ГЕОЛОГИЯ

В данной работе исследуется объект со следующими геологическими особенностями (табл. 2).

Рассматриваемый объект представлен маломощным низкопроницаемым коллектором с тонкой глинистой перемычкой, отделяющий его от нижележащего высокообводненного пласта АВ₁³ [4].

ОПЫТ РАЗБУРИВАНИЯ С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

Объект АВ₁¹⁻² («рябчик»), эксплуатируется с 2013 года совместно с нижележащим пластом АВ₁³. Необходимость выделения пласта АВ₁¹⁻² в самостоятельный объект разработки возникла в 2021 году, так как пласт АВ₁³ в настоящее время находится на последней стадии разработки и характеризуется высокими накопленными отборами жидкости и закачки. При проведении МГРП по стандартной технологии из-за концентрации максимальных напряжений по вертикали трещины гидроразрыва часто выходят за пределы пласта «рябчик» и проникают в нижележащий пласт АВ₁³ (рис. 1).

В такой ситуации необходимо удерживать трещину ГРП в целевом интервале бурения, сокращая ее рост по вертикали и увеличивая область дренирования, добившись максимального увеличения полудлины трещины. Таким образом применение стандартной технологии МГРП приводит к высокой запускной обводненности при бурении новых скважин.

Таблица 1. Параметры вариации системы разработки и диапазоны ранжирования указанных параметров. Составлено авторами
Table 1. Parameters of development system variation and ranking ranges of the specified parameters. Compiled by the authors

Параметры	Вариативность параметров		
	min, м	max, м	шаг
Длина ГУ	600	1500	200 м
Азимут ствола	250	340	90°
a (параметр ПСС)	700	2000	100 м
b (параметр ПСС)	100	500	50 м
Кд	1	2	1 д.ед.
Тип заканчивания ППД	ННС	ГС	
Геометрия системы разработки	однорядная	5-я точка	5-я точка обращенная

Таблица 2. Ключевые геологические параметры и диапазоны изменения этих параметров. Составлено авторами
Table 2. Key geological parameters and ranges of variation of these parameters. Compiled by the authors

0,176	Средние показатели объекта	
	АВ ₁ ¹⁻² «Рябчик»	АВ ₁ ³
Эффективная мощность коллектора, м	7,00	8,3
Нефтенасыщенная мощность коллектора, м	4,50	6,3
Проницаемость коллектора, мД	1,10	65
Пористость, д.ед.	0,20	0,23
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,31	0,53
Мощность глинистой перемычки АВ ₁ ¹⁻² с АВ ₁ ³ , м	4,50	

Для решения данного вопроса авторами предложена технология проведения малотоннажного ГРП на линейном геле с применением муфт ВРS. Эта технология впервые применена на данном объекте в конце 2022 года. Опытно-промышленные работы (ОПР) подтвердили высокую эффективность

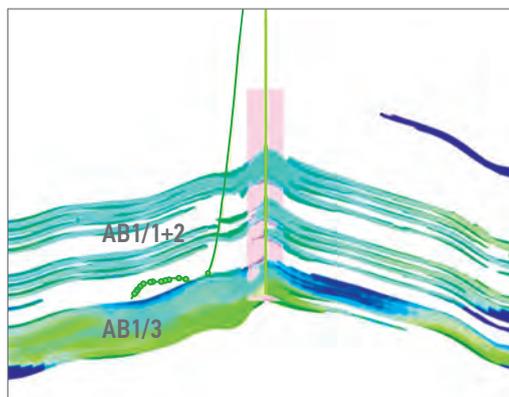


Рис. 1. Иллюстрация прорыва трещины ГРП в разрезе куба насыщения. Составлено авторами
Fig. 1. Illustration of a hydraulic fracture breakthrough. Compiled by the authors

BPS-технологии ГРП (рис. 2). На этапе проведения ГРП при ОПР зафиксирован прирост полудлины трещин ГРП на 90 м, при отсутствии ее прорыва в нижележащий высокообводненный пласт.

На рис. 3 представлен график зависимости запускной обводненности по фактически пробуренным скважинам на целевой объект АВ₁¹⁻² за весь период разработки объекта.

При внедрении компоновок с муфтами BPS и производстве ГРП на линейном геле наблюдается снижение обводненности и отсутствие прорывов в промытый пласт АВ₁³. Средняя запускная обводненность скважин на объект АВ₁¹⁻², при использовании BPS-технологии ГРП, равна 30 % (диапазон изменения от 20 до 50 %), что говорит об удержании в пласте. Средняя (медианная) запускная обводненность,

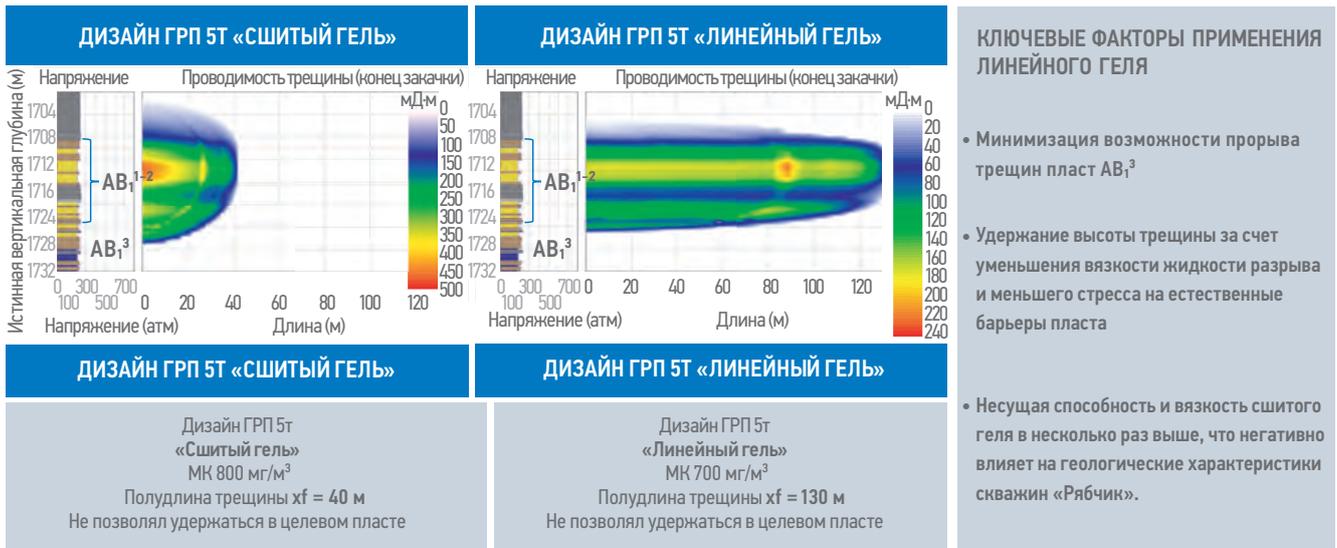


Рис. 2. Оптимизация технологии МГРП на горизонтальных скважинах. Составлено авторами
Fig. 2. Optimization of multistage hydraulic fracturing technology in horizontal wells. Compiled by the authors

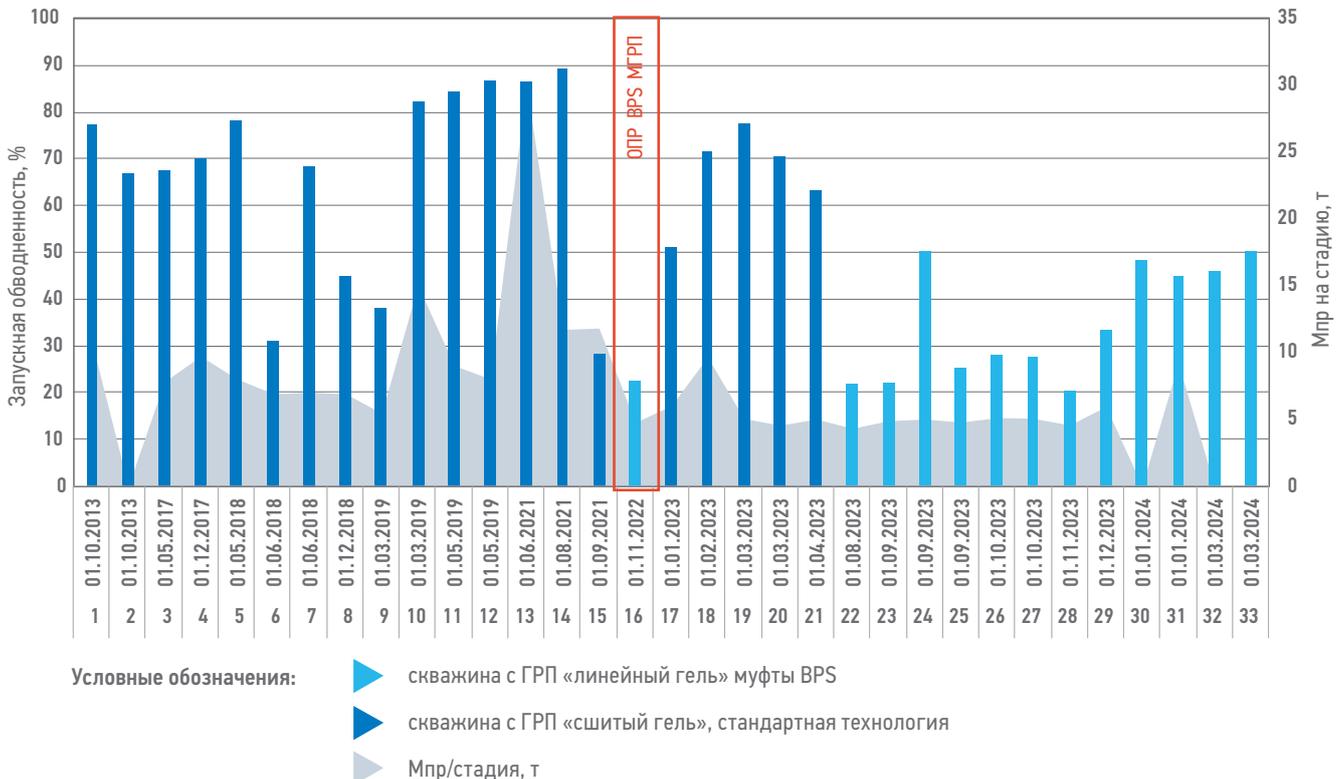


Рис. 3. Диаграмма зависимости запускных значений обводненности и массы проппанта (Мпр). Составлено авторами
Fig. 3. Diagram of the dependence of the starting values of water cut and proppant mass. Compiled by the authors

при использовании стандартной технологии ГРП, равна 70 % (диапазон изменения от 30 до 90 %).

Стоит отметить, что при применении стандартной технологии ГРП отмечается увеличение продуктивности, что указывает на прорыв в нижележащий объект АВ₁³ (рис. 4). Таким образом, снижение запускной обводненности за счет внедрения BPS-технологии ГРП составляет 40 %.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Подбор оптимальных параметров системы разработки необходим для оптимизации текущей принятой сетки скважин. Выбор наилучшей системы разработки осуществляется на двумерной синтетической геолого-гидродинамической модели. Необходимо отметить, что модель подразумевает отсутствие прорывов воды из нижележащего обводненного пласта согласно проведению технологии ГРП. Под синтетической моделью понимается однородная изотропная модель пласта, насыщенная средневзвешенными по объекту свойствами породы: пористостью, проницаемостью, мощностью и насыщенностью. Модель создается и инициализируется в программном продукте «NumEx2», который предназначен для выбора удачной системы

разработки и наилучшей конфигурации скважин на основе серийных расчетов по выбранному критерию оптимизации как в неразбуренных зонах, так и в разбуренных, с учетом работы фактических скважин. С подробным описанием методологии расчета можно ознакомиться в статье [5].

В первую очередь необходимо определить оптимальный азимут добывающих скважин и тип заканчивания скважин нагнетательного фонда, далее определить оптимальную геометрию скважин (длина ГУ, ПСС). На рис. 4 показано семейство расчетных точек с выделением групп расчета по типу заканчивания нагнетательного фонда (ГС/ННС) и типу расположения добывающих ГС (продольное — по стрессу, азимут=340°; поперечное — поперек стресса, азимут=250°). Выбор оптимума происходит по описанному ранее двухфакторному аддитивному критерию оптимальности $T_{opt}(1)$. Основными параметрами, характеризующими оптимальную систему разработки, являются удельная накопленная добыча нефти и NPV соответственно. По полученным результатам сделаны следующие выводы.

1. Оптимальное соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1 с расположением в виде классической однорядной системы разработки.

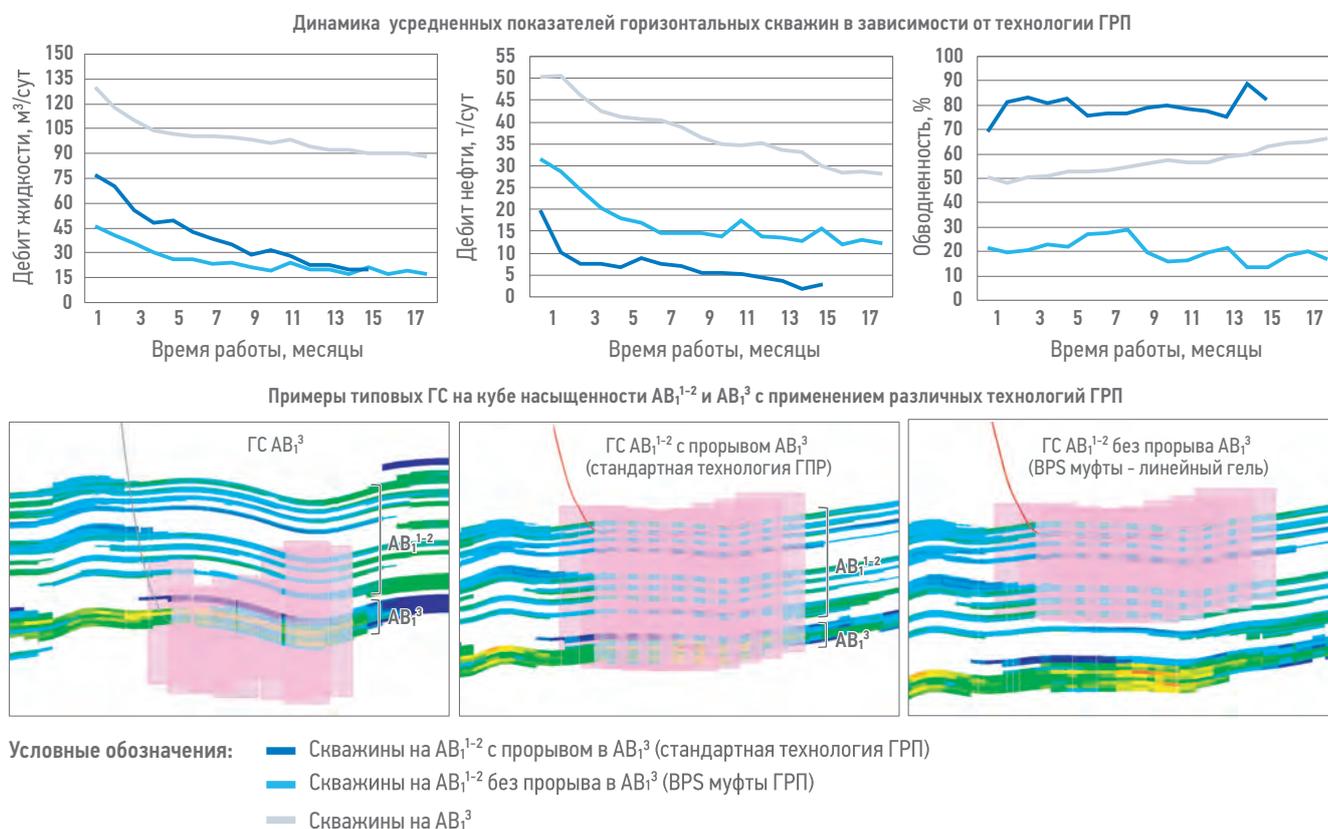
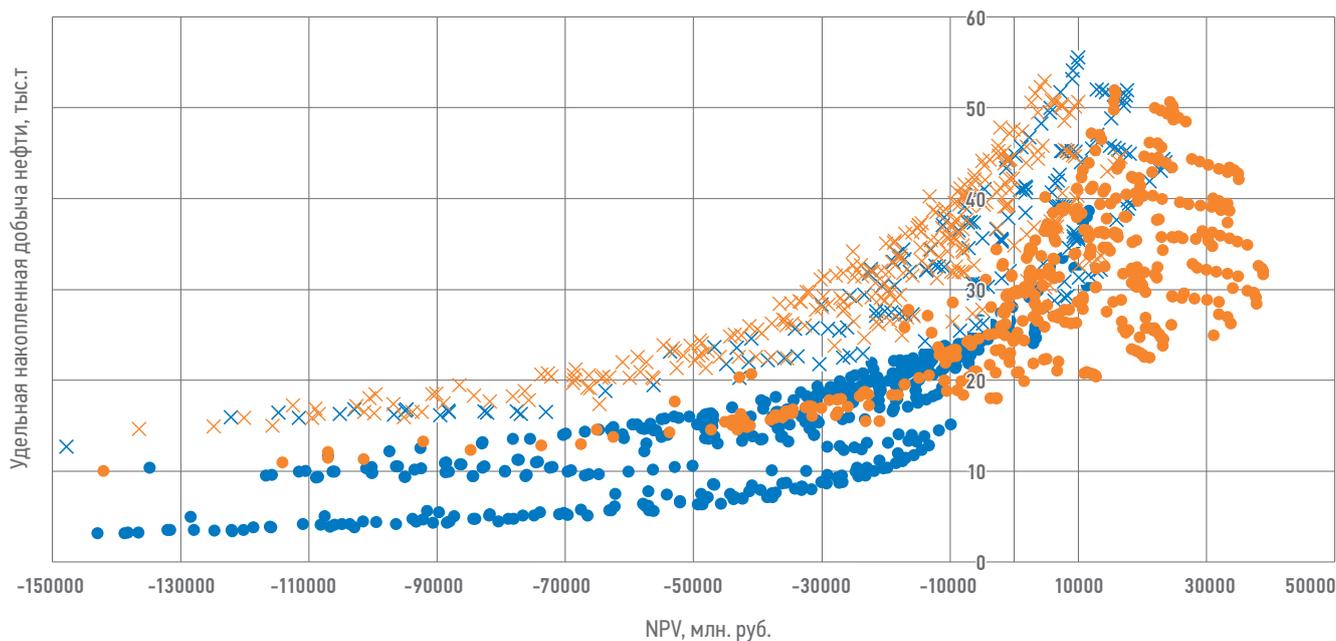


Рис. 4. Сравнение динамика показателей в зависимости от технологии ГРП. Составлено авторами
Fig. 4. Comparison of the dynamics of indicators depending on the hydraulic fracturing technology. Compiled by the authors



Условные обозначения:

- поперечные ННС
- × поперечные ГС
- продольные ННС
- × продольные ГС

Рис. 5. Облако точек всех рассчитанных вариантов сеток. Составлено авторами
Fig. 5. Point cloud of all calculated grid variants. Compiled by the authors

2. Оптимальное расположение добывающих ГС в текущих геологических условиях — расположение вдоль регионального стресса, тип заканчивания нагнетательного фонда — ННС с ГРП. Общая конфигурация скважин: добывающие ГС с МГРП + нагнетательные ННС с ГРП. Данные результаты объясняются максимизацией коэффициента охвата сетки и коэффициента охвата заводнением в оптимальной конфигурации скважин за счет образования галереи трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде и последующего равномерного оттеснения запасов к забоям добывающих скважин.
3. Удельные накопленные показатели добычи нефти на всем диапазоне расчетов получаются выше для конфигурации скважин ГС с МГРП добывающие + ГС с МГРП нагнетательные. Однако этот прирост нефти не окупается затратами на бурение и обслуживание скважин. Из-за этого по экономической эффективности они уступают конфигурации скважин с нагнетательными ННС с ГРП.

Таким образом, в ходе работы получены оптимальные параметры системы разработки: ГС с МГРП добывающие + ННС с ГРП нагнетательные с направлением скважин по выдержанному региональному стрессу с азимутом 340° и с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1. На **рис. 5** представлена палетка, позволяющая определить наилучшую длину ГУ и ПСС.

Оптимум находится по максимальному значению критерия оптимальности T_{opt} . Рядом с кругами на **рис. 6** указаны значения лучших ПСС для каждой длины ГУ.

Оптимальная длина горизонтального участка составляет 1200 м с ПСС = 28 га/скв. Традиционной системой освоения объекта «рябчик» является избирательная система разработки добывающими ГС с МГРП с длиной горизонтального участка равной 900 м с расстоянием между добывающими скважинами 600 м, без выделенного преобладающего азимута направления скважин. В данной работе предложена наиболее удачная, по мнению авторов, система разработки с учетом имеющихся неопределенностей по геологическому строению и разработке.

ОПТИМИЗАЦИЯ СЕТКИ СКВАЖИН С УЧЕТОМ РИСКОВ ПО ТРАНЗИТНОМУ ОБЪЕКТУ АВ1-3

Как отмечалось ранее, разработка объекта «рябчик» на рассматриваемом месторождении осложнена наличием нижележащего промытого пласта. Для повышения успешности запусковых и накопленных показателей скважин необходимо сократить вероятность влияния промытого пласта на продуктивный объект АВ₁¹⁻². Выбранная расчетным путем наиболее приемлемая сетка скважин (**рис. 7**) позволяет наилучшим образом снизить риски прорыва воды. На **рис. 8** продемонстрирована схема формирования сетки скважин с учетом этой неопределенности.

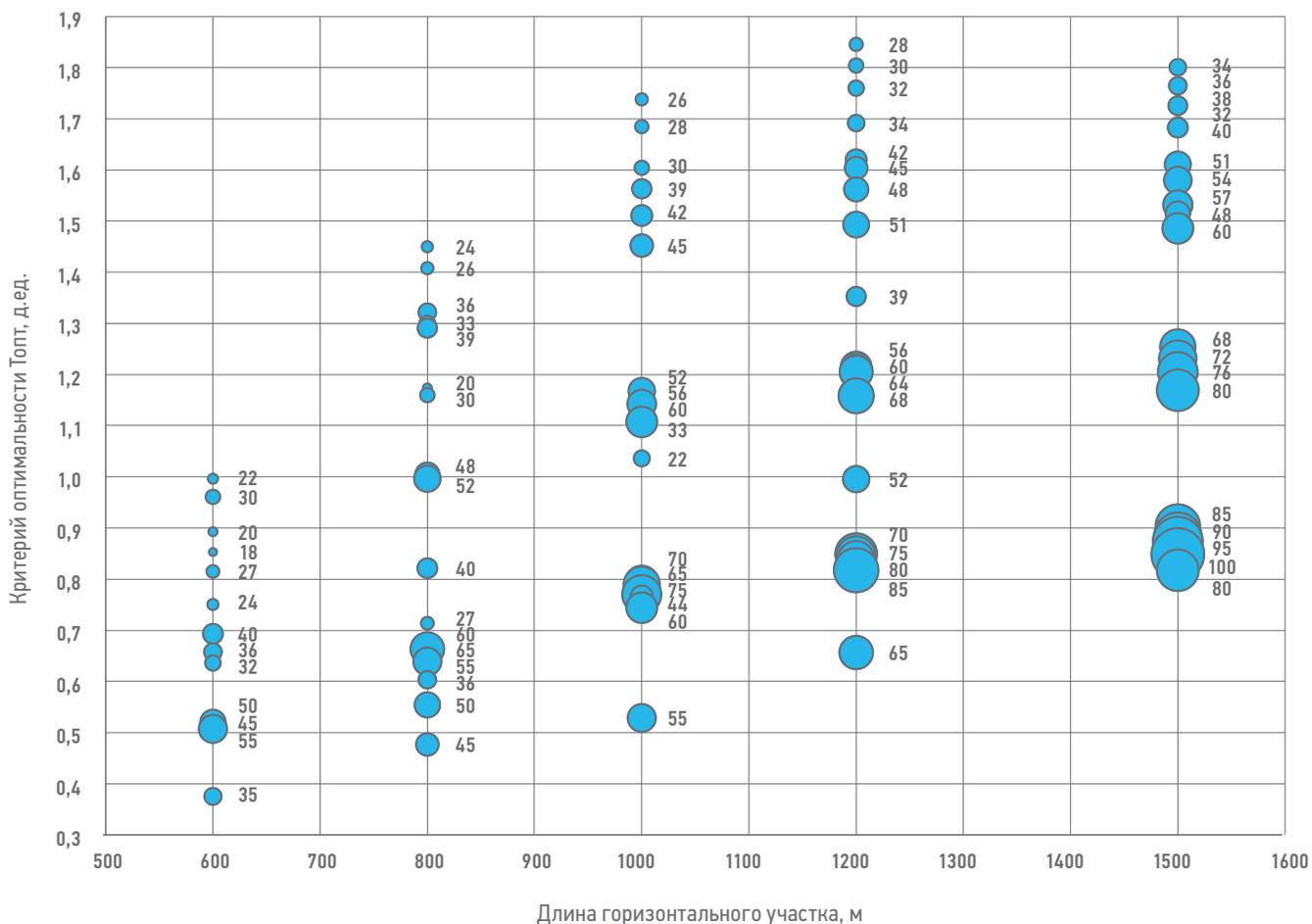


Рис. 6. Палетка определения оптимальной геометрии скважин. Составлено авторами
 Fig.6. Palette for determining the optimal well geometry. Compiled by the authors

Карта оценки риска обводнения построена на основе отношения вскрытой мощности объекта «рябчик» скважинами нижележащего пласта к эффективной мощности самого целевого пласта. Фактически эта карта показывает долю эффективной

толщины пласта «рябчик», вскрытой трещинами ГРП скважин, пробуренных на пласт АВ₁³. Полученная карта оценки неопределенностей позволяет формировать оптимальную сетку скважин с учетом рисков прорыва воды.

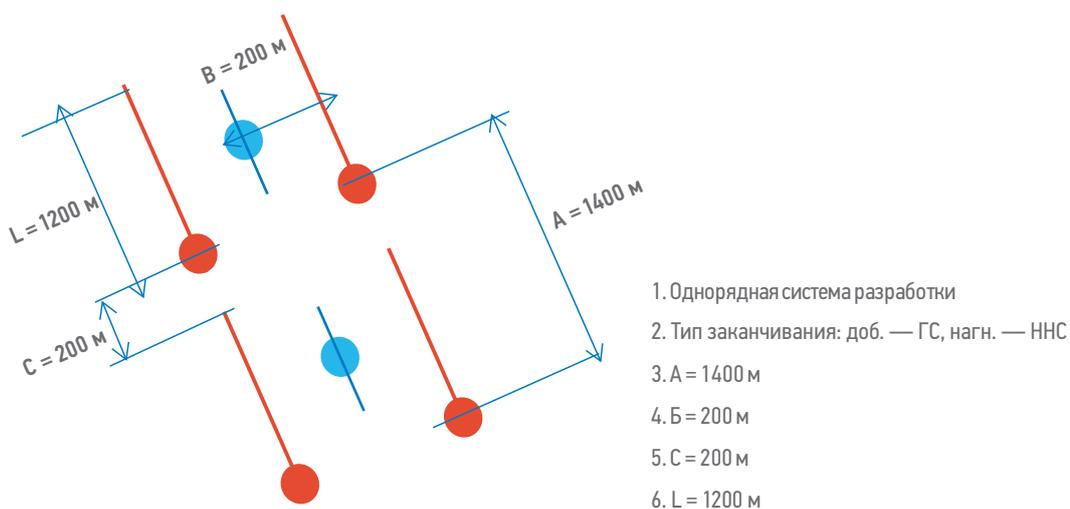


Рис. 7. Конфигурация оптимальной системы разработки в текущих геологических особенностях. Составлено авторами
 Fig. 7. Configuration of the optimal development system in the current geological features. Compiled by the authors

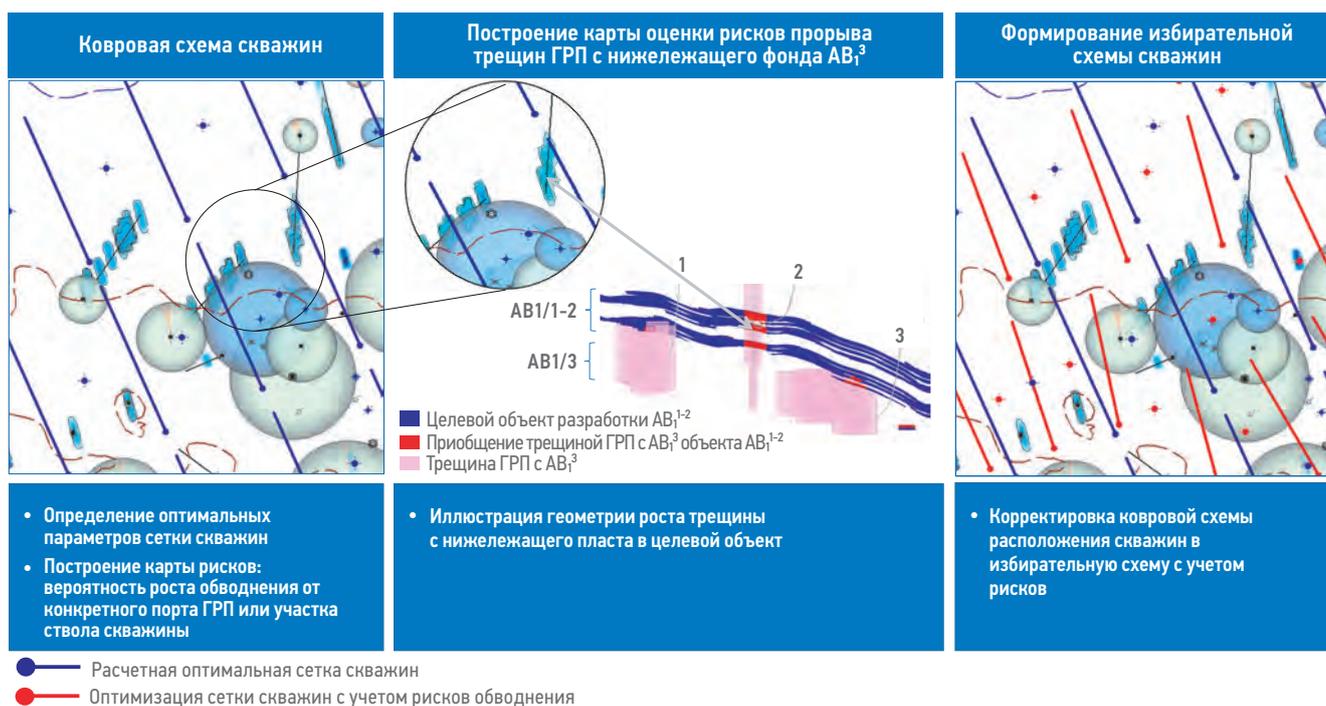


Рис. 8. Схема формирования сетки скважин с учетом рисков обводнения. Составлено авторами
 Fig. 8. Scheme of formation of a grid of wells taking into account the risks of flooding. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведены многовариантные расчеты на 2D гидродинамической модели, созданной в ПО «NumEx2», в количестве 1500 расчетов с целью проведения оценки и подбора оптимальных параметров системы разработки.
2. Предложена оптимальная система разработки пласта ТРИЗ «рябчик» (AB_1^{1-2}), учитывающая примыкание снизу промытого пласта AB_1^3 с действующим обводненным фондом скважин. Оптимальные параметры: рядная конфигурация продольно-направленных по линии регионального стресса (340°) горизонтальных скважин с МГРП с длиной ГУ = 1200 м с ПСС = 28 га/скв ($a = 1400$ м, $b = 200$ м) с формированием системы ППД в виде ННС с ГРП.

3. Предложена специальная технология проведения ГРП — BPS-технология ГРП (малотоннажный ГРП с линейным гелем). Данная технология позволяет не выходить из целевого интервала бурения, сокращая возможность прорыва воды из нижележащего горизонта.
4. Применение BPS-технологии ГРП позволяет сократить запусковую обводненность скважины ориентировочно на 40 % и увеличивает полудлину трещин ГРП на 90 м.
5. Построена карта оценки рисков обводнения пласта «рябчик», фиксирующая области прорыва трещин в скважинах, пробуренных на нижележащий пласт. С помощью данной карты запроектирована сетка скважин на целевой интервал пласта AB_1^{1-2} с учетом возможности его обводнения из-за потенциальной гидродинамической связи с нижележащим объектом AB_1^3 .

Список литературы

1. Маснет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. — 628 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа. — М.: НедраБизнесцентр, 1999. — 212 с.
3. Уиллхайт П.П. Заводнение пластов (Приложение 3). М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. — 788 с.
4. Байнов В.А., Жданов Р.М., Муллагалеев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 84–98.
5. Спирина Е.А., Давыдов И.В., Сазонов Д.Н., Таранин Р.М., Камалетдинов Р.Х. Экспресс-оценка выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 2. — С. 165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

References

1. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. New York: McGrawHill, 1937.
2. Kanevskaya R.D. *Mathematical modeling of oil and gas field development*. Moscow: NedraBiznestsentr Publ., 1999. 212 p. (In Russ.)
3. Willhite G.P. *Waterflooding*, SPE Textbook Series, 1986.
4. Baykov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs. *Neflegazovoe delo*. 2011, no. 1, pp. 84–97. (In Russ.)
5. Spirina E.A., Davydov I.V., Sazonov D.N., Taranin R.M., Kamaletdinov R.H. Express assessment of the choice of optimal parameters of the development system under the conditions of geological uncertainty. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2023, no. 2, pp. 165–175. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

E.A. Спирина — разработала алгоритм экспресс-оценки выбора оптимальных параметров системы разработки для крупных месторождений [5], рассчитала и обосновала оптимальную систему разработки на двумерной модели «NumEx2», создала гидродинамическую модель на «NumEx2», провела многовариантное моделирование, предложила к использованию двухфакторный аддитивный критерий оптимальности, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи.

P.A. Озроков — провел анализ запусков и работы исторических скважин на рассматриваемый объект, обработал полученные результаты по многовариантному моделированию проектной сетки скважин, адаптировал подобранную оптимальную сетку скважин с учетом рисков при бурении и проведении ГРП, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.

P.X. Камалетдинов — принял активное участие в организации и координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

A.M. Ишкинов — утвердил технологию проведения ГРП, принял активное участие в координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

C.H. Хохлов — принял активное участие в подборе и утверждении технологии ГРП, координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

A.B. Комолов — принял активное участие в подборе технологии ГРП, координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки.

Elizaveta A. Spirina — developed an algorithm for express assessment to choose optimal parameters for a development system for large fields, proposed to calculate and justify the optimal development system on the two-dimensional model “NumEx2”, created a hydrodynamic model using NumEx2, conducted multivariate modeling, proposed to use a two-factor additive optimality criterion, developed the concept of the article, prepared the text of the article.

Ruslan A. Ozrokov — analyzed the work operation of historical wells of the field, processed the obtained results on multivariate modeling of the design well grid, adapted the selected optimal well grid taking into account the risks during drilling and hydraulic fracturing, developed the concept of the article, prepared the text of the article.

Rinat H. Kamaletdinov — actively participated in the organization and coordination of the research about choosing optimal parameters for development systems, finally approved the published version of the article.

Azat M. Ishkinov — approved the technology for conducting hydraulic fracturing, took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of the development systems, and finally approved the published version of the article.

Sergey N. Khokhlov — took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of development systems, finally approved the published version of the article.

Alexander B. Komolov — proposed the technology for conducting hydraulic fracturing, took an active part in coordinating the work on selecting the optimal parameters of development systems.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елизавета Александровна Спирина* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57510711800

Руслан Асланович Озроков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Ринат Халидарович Камалетдинов — руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Азат Мавлютович Ишкинов — руководитель проекта «Рябчик», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Сергей Николаевич Хохлов — руководитель проекта, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Александр Борисович Комолов — главный специалист, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Elizaveta A. Spirina* — Chief specialist, Gazprom
neft company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57510711800

Ruslan A. Ozrokov — Head of Development,
Gazprom neft company group

Rinat H. Kamaletdinov — Head of Product
Development, Gazprom neft company group

Azat M. Ishkinov — Head of project "Ryabchick",
Slavneft-Megionneftegaz PJSC

Sergey N. Khokhlov — Head of project, Slavneft-
Megionneftegaz PJSC

Alexander B. Komolov — Chief specialist, Slavneft-
Megionneftegaz PJSC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗБУРИВАНИЯ ЧАСТИЧНО РАСФОРМИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

© Коллектив авторов,
2024



О.О. Лямкина¹, И.О. Мальцева¹, В.В. Овчаров², Д.А. Самоловов^{1,*}, М.В. Фёдоров²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

²«Газпромнефть-Заполярье» (ООО «Газпромнефть-Заполярье»), РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Известно, что опережающая разработка газовой шапки приводит к расформированию нефтяной оторочки. Данный процесс недостаточно изучен в мировой практике. Существующие работы по оценке степени расформирования нефтяной оторочки при заданных свойствах объекта разработки и коэффициенты извлечения газа применимы в основном к нефтяным оторочкам подстилающего типа и дают завышенную оценку степени расформирования для нефтяных оторочек краевого типа.

Цель. Формирование набора методических рекомендаций для проведения анализа и проектирования разработки нефтяных оторочек краевого типа при опережающей разработке газовой шапки на примере крупного нефтегазоконденсатное месторождения Западной Сибири.

Материалы и методы. В статье представлен подход для локализации подвижных запасов нефти нефтяных оторочек краевого типа на основе гидродинамического моделирования, учитывающего одновременно результаты всех имеющихся исследований в пилотных и эксплуатационных скважинах и принятую геологическую концепцию.

Результаты. На основе фактических данных нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири разработан подход для оценки степени расформирования остаточных извлекаемых запасов нефтяных оторочек краевого типа, а также сформирован набор методических рекомендаций для планирования программы исследований, анализа и учета их результатов при проектировании разработки.

Заключение. Представленные в статье методические подходы и рекомендации для анализа и проектирования разработки месторождений с нефтяными оторочками краевого типа позволяют снизить риски в оценке потенциала целевых пластов и сформировать оптимальную стратегию разработки месторождения. Разработанные подходы и рекомендации могут быть применены для месторождений с аналогичной конфигурацией насыщения флюидами.

Ключевые слова: расформирование нефтяных оторочек, остаточные запасы нефтяных оторочек, разработка нефтяных оторочек

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Лямкина О.О., Мальцева И.О., Овчаров В.В., Самоловов Д.А., Фёдоров М.В. Формирование стратегии разбуривания частично расформированных нефтяных оторочек. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):49–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-49-60>

Статья поступила в редакцию 22.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

DESIGN OF DEVELOPMENT STRATEGY FOR A PARTIALLY BROKEN-UP OIL-RIM RESERVOIRS

Olga O. Lyamkina¹, Irina O. Maltseva¹, Vladimir V. Ovcharov², Dmitry A. Samolovov^{1,*}, Maxim V. Fedorov²

¹Gazprom нефт company group, RF, Tyumen

²«Gazpromneft-Zapolyarye» (LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»), RF, Tyumen

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. It is well known that early development of a gas cap results in migration and loss of oil from the oil rim. The process is poorly studied worldwide. Existing methods for estimation the degree of oil smearing for given reservoir properties and gas recovery efficiency are mainly applicable for underlying oil rims and overestimate the degree of oil smearing for marginal oil rims.

Aim. The aim of the work is to develop a set of guidelines for carrying out analysis and development planning for the marginal oil rims during early development of a gas cap. A large gas condensate field located in Western Siberia is considered as a case study.

Materials and methods. The paper introduces an approach for estimation of spatial distribution of oil reserves for marginal oil rims based on reservoir simulation which accounts both all available well surveys and conceptual geological model.

Results. As a result of the case study a new approach for estimation the degree of oil smearing for reservoirs with marginal oil rims during early development of the gas cap is developed. Besides that, a set of guidelines for surveys design, analysis and accounting their results during development planning of oil rims are produced.

Conclusion. Introduced approaches and guidelines for analysis and development planning for reservoirs with marginal oil rims allow to mitigate risks in estimation of production potential and develop optimal reservoir

management strategy. Considered solutions can be applied to reservoirs with similar configuration of fluids saturation.

Keywords: migration and loss of oil from the oil rim, current reserves of the oil rim, development of the oil rim

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

For citation: Lyamkina O.O., Maltseva I.O., Ovcharov V.V., Samolovov D.A., Fedorov M.V. Design of development strategy for a partially broken-up oil-rim reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2024,9(4):49–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-49-60>

Manuscript received 22.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Долгое время разработка нефтяных оторочек в ЯНАО считалась нерентабельной по причине низких дебитов наклонно-направленных и горизонтальных скважин, разобщенности зон локализации остаточных запасов. Благодаря накопленному опыту бурения высокотехнологичных скважин и работы с валанжинскими отложениями в компании «Газпромнефть-Заполярье» найден рентабельный способ разработки нефтяных оторочек в ЯНАО.

Рассматриваемое месторождение в ЯНАО является ценным по объемам запасов углеводородного сырья. С 1987 года разрабатываются нефтяные оторочки. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,022, при этом суммарная суточная добыча нефти наклонно-направленных скважин не превышает 250 т/сут, что связано со значительным снижением пластового давления в результате выработки запасов газа газовых шапок (отбор от начальных извлекаемых запасов превышает 80 %). Нефтяные наклонно-направленные скважины переводятся на вышележащие газоконденсатные залежи. Промышленная нефтегазонасыщенность рассматриваемого месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне от верхнего мела до средней юры. По характеру насыщения выявлены залежи: газовые в пласте ПК, газоконденсатные, залежи с нефтяной оторочкой. Месторождение разрабатывается по эксплуатационным объектам, скважины перфорированы на несколько пластов одновременно. Согласно распределению фонда по объектам эксплуатации, основная часть действующих скважин осуществляет выработку газоконденсатных залежей II и III эксплуатационных объектов, в которых сосредоточено более 70 % всех начальных запасов конденсатосодержащего газа. Также следует отметить, что 11 % действующего фонда вследствие невысокой продуктивной характеристики

перфорировано на несколько эксплуатационных объектов. С одной стороны, данное обстоятельство способствует повышению охвата разработкой запасов по площади и разрезу нижнемелового комплекса, с другой — косвенно отражается на степени реализации контроля за выработкой и возможности регулирования разработкой объектов эксплуатации.

Основные запасы нефти относятся к III объекту. На текущий момент действующий фонд нефтяных скважин составляет менее 50 % от общего нефтяного. Часть скважин находится в бездействии, часть переводится на вышележащие газоконденсатные залежи. Общеизвестно, что опережающая разработка газовой шапки неблагоприятно сказывается на величине подвижных запасов нефти в нефтяной оторочке. В связи с этим первые эксперименты по полномасштабной разработке месторождений с нефтяными оторочками выполнялись на нефтегазоконденсатных месторождениях, не осложнённых опережающими отборами свободного газа. Неизбежный тренд на истощение любу запасов углеводородов (УВ) приводит к необходимости обращаться к разработке даже таких сложных объектов, как частично расформированные нефтяные оторочки. Одним из таких проектов является разработка нефтяных оторочек рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в ЯНАО, реализующаяся в Группе компаний «Газпром нефть».

В дополнение к самому факту опережающей разработки газовой шапки, выработанной, в зависимости от пласта, на 65...85 %, реализация проекта обусловлена рядом особенностей объектов разработки.

В пластах выделяются фациальные зоны внутридельтовых заливов, характеризующиеся невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Точность прогнозирования области распространения данных зон не превышает половины расстояния между скважинами, что совпадает с длиной

горизонтальных стволов добывающих нефтяных скважин, бурение которых предусмотрено проектом для разработки нефтяных оторочек. С точки зрения разработки наличие внутридельтовых заливов существенно влияет на продуктивность скважин и на локализацию текущих подвижных запасов нефти, о чём подробно изложено в последующих разделах.

Так как объекты разработки представлены нефтяными оторочками краевого типа, удалёнными от зоны отбора газа на 5 и более километров, текущее пластовое давление в нефтяной оторочке может существенно отличаться от пластового давления в зоне дренирования газовых скважин. Информация о текущем пластовом давлении в нефтяной оторочке позволяет оценить объёмы законтурной воды, внедрившейся в нефтяную оторочку, а также текущее расположение подвижных запасов нефти. На данный момент эту информацию получают только после бурения пилотных стволов или исследования последующих эксплуатационных скважин. В то же время исторический фонд скважин исследуемых объектов не охвачен замерами текущего пластового давления в нефтяной оторочке. Кроме этого, исследование положения флюидальных контактов в пилотных стволах частично несёт справочный характер, т.к. в условиях длительного расформирования нефтяной оторочки краевого типа поверхности зеркала свободной воды перестают быть строго горизонтальными [1]. В подобных условиях решение об отсыпке кустовых площадок и бурения пилотных стволов становится достаточно рискованным т.к. неопределённость текущих подвижных запасов не позволяет оценить экономическую целесообразность. Фактически для НГКМ на поздней стадии разработки газовой шапки необходимо повторение поискового этапа — для поиска зон текущих запасов нефти.

Так как текущие плотности подвижных запасов относительно небольшие — порядка 1 тыс. т/Га, для рентабельной разработки необходимо бурение скважин сложных заканчиваний — многоствольных горизонтальных с длинами горизонтальных стволов (ГС) до 2600 м. При бурении таких скважин на объектах с пластовым давлением, сниженным относительно начального на величину от 1 до 75 %, возникает множество вызовов — от обеспечения стабильности стволов до сокращения поглощений бурового раствора. Данная особенность дополнительно влияет на корректный анализ результатов работы скважин.

Кроме того, размер лицензионного участка (ЛУ) и наличие в разрезе большого

количества совместно разрабатываемых пластов приводит к необходимости их совместного моделирования в гидродинамической модели (ГДМ) с общим объёмом ячеек ~100 млн, что не позволяет быстро и вариативно принимать решения по разработке. Часть из вышеописанных моментов можно частично преодолеть проведением дополнительных исследований перед бурением эксплуатационных скважин, часть — пересмотром расчётных моделей. В данной работе описываются подходы, используемые для корректировки возникающих вопросов при работе над проектом по разработке нефтяных оторочек рассматриваемого НГКМ.

ПРЕДЛОЖЕНА РАЦИОНАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗБУРИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК В УСЛОВИЯХ ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ШАПОК В ЗАЛЕЖАХ НГКМ.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

На данный момент процесс расформирования нефтяных оторочек при разработке газовой шапки изучен недостаточно как практически, так и теоретически. В мировой практике известны случаи разработки частично расформированных нефтяных оторочек, например, при разработке месторождения Congro [2] отбор 40 % запасов газа привёл к потере 10 % подвижных запасов нефти. Существуют теоретические работы, например [3], результаты которых позволяют оценивать степень расформирования подвижных запасов нефтяной оторочки при разработке газовой шапки. Однако в теории обычно рассматриваются нефтяные оторочки подстилающего типа, для которых можно считать, что снижение давления в газовой шапке при добыче газа достаточно быстро распространяется на нефтяную оторочку. В условиях рассматриваемого в данной работе объекта разработки со значением коэффициента извлечения газа КИГ ~ 0,65...0,85 применение вышеуказанной теории предсказывает околонулевые текущие подвижные запасы нефти в интервале начальных отметок газонефтяного контакта / водонефтяного контакта (ГНК/ВНК) и достаточно небольшие — выше начального ГНК. Подобные оценки противоречат фактическим результатам, полученным на нефтяных оторочках рассматриваемого НГКМ, что связано с геометрией залежи: горизонтальная удалённость нефтяной оторочки от зоны отбора газа на расстояние более 5 км задерживает распространение зоны пониженного давления и вовлечение в процессы

распространения давления законтурной воды — основного источника расформирования нефтяной оторочки. Дополнительным эффектом, который снимает неблагоприятное влияние опережающей разработки газовой шапки, является экранирование процесса распространения давления системой разломов: анализ работы некоторых нефтяных скважин, гидродинамически связанных с газовой шапкой, но экранированных разломом, показывает близкое к начальному положение ГНК и ВНК.

ПОДХОДЫ К РАЗРЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ

Гидродинамическое моделирование

Гидродинамическое моделирование используется не только для расчёта прогнозных показателей и определения расположения перспективных кустовых площадок, но и для локализации текущих подвижных запасов нефти, т.к. их расположение по площади и по разрезу является расчётной величиной и определяется начальным расположением нефтеносных интервалов и их смещением в процессе снижения пластового давления и расширения законтурной воды в течение 40 лет разработки газовой части. Расчёт единой модели всех разрабатываемых валанжинских пластов, присутствующих в разрезе рассматриваемого ЛУ, обусловлен совместной разработкой газовых шапок наклонно-направленными скважинами — через их стволы связаны все пласты, содержащие нефтяные оторочки. Использование единой модели ещё более осложняется необходимостью адаптации динамики работы нефтяных скважин на фактические данные: суммарное количество вариаций параметров до успешного выполнения процедуры адаптации может достигать нескольких десятков. Достаточно большое количество вариаций управляющих параметров диктуется присутствием одновременно нескольких механизмов вытеснения при разработке рассматриваемых нефтяных оторочек: газонапорный режим, водонапорный режим, режим растворённого газа. Кроме того, ввиду близости и некоторой неопределённости текущих флюидальных контактов ни одним из перечисленных режимов работы залежи пренебречь не удаётся, что приводит к многомерности задачи по адаптации ГДМ. Так, ретроспективная динамика работы скважины зависит от большого числа параметров. Кроме того большая часть из них влияет в том числе на величину текущего пластового давления, также являющуюся настроечной величиной.

Для принципиальной возможности осуществления адаптации гидродинамической модели на показатели работы многоствольных нефтяных скважин процесс гидродинамического моделирования разделяется на два этапа.

1. Проводится расчёт единой модели всех пластов разреза валанжинских отложений (далее — полномасштабная модель).
2. От единой модели отделяется интересующий пласт (далее однопластовая модель), в качестве граничных условий на газовых скважинах задаётся часть рассчитанных на предыдущем шаге отборов, соответствующих интересующему пласту.

Анализ показал, что после корректировок однопластовой модели и интеграции изменений в полномасштабную модель распределение отборов газа между пластами в полномасштабной модели существенно не изменяется, что отчасти связано с балансом пластового давления и отборов при разработке многопластовых газовых объектов, что позволяет применять подобный подход для гидродинамического моделирования.

Локализация подвижных запасов нефти

Контуры нефтеносности в начальный момент времени определяются стандартным для подсчёта запасов методом — комплексированием результатов геофизических исследований скважин (ГИС) и испытаний скважин. В течение 40 лет разработки газовой шапки в условиях выработки на 65..85 % пластовое давление в пластах снижается, вызывая приток воды из законтурной области в нефтяную оторочку и вытеснение нефти выше начальной отметки ГНК. При этом часть запасов нефти — ниже текущего положения ВНК — остаётся неподвижной. При начальной нефтенасыщенности ~0,55 д.ед. и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой ~0,32 д.ед. порядка 60 % нефти за фронтом вытеснения остаются в неподвижном состоянии. Кроме того, нефть, продвинувшаяся выше начальной отметки ГНК, может иметь меньшую подвижность, если в этом процессе имеется ненулевая остаточная газонасыщенность при вытеснении нефтью. Суммарная величина снижения подвижных запасов нефти пропорциональна объёму внедрившейся в оторочку воды, зависящему, в свою очередь, от величины текущего пластового давления в нефтяной оторочке и геометрических характеристик водоносной области — протяжённости, выклинивания при его наличии.

Таким образом, знание текущего давления в нефтяной оторочке — необходимое условие для локализации и оценки текущих подвижных запасов нефти. В условиях нефтяной

оторочки краевого типа вокруг зоны отбора газа образуется нестационарная воронка депрессии в масштабе пласта, поэтому текущее пластовое давление в нефтяной оторочке может существенно отличаться от пластового давления в зоне отбора газа. В отсутствие замеров текущего давления в нефтяной оторочке прогнозирование этой величины с помощью гидродинамического моделирования может давать как завышенные, так и заниженные оценки.

На величину текущего пластового давления также может влиять наличие в разрезе высокопроницаемых фациальных каналов, по которым распространение давления происходит быстрее; непроницаемых разломов или фациальных зон внутридельтовых заливов, которые замедляют распространение давления.

Важным выводом из приведённого анализа является нелинейная зависимость показателей добычи нефтяных скважин и стратегия проводки горизонтальных стволов: в рассматриваемых условиях нефтяной оторочки краевого типа с выработкой газовой части 65...85 % для пластов с низкой проницаемостью (условно менее 1 мД) относительная величина потерь подвижных запасов нефти при опережающей разработке газовой шапки может быть сравнительно небольшая, однако это компенсируется обширной переходной зоной и низкой продуктивностью скважин по жидкости. Для пластов с высокой проницаемостью, условно более 50 мД, процессы перераспределения давления в пласте на текущий момент уже произошли, и величина подвижных запасов напрямую зависит от величины выработки газовой части, в данном случае это запасы низкого качества, разработка которых характеризуется высокими дебитами сильно обводнённой (85 % и более) продукции.

Таким образом, для снятия неопределённости по текущим подвижным запасам

необходимы актуальные замеры пластового давления в нефтяной оторочке и текущих отметок флюидальных контактов. Однако, так как в разрабатываемом объекте уровни свободных флюидов перестают быть горизонтальными (рис. 1), одного замера ГНК или ВНК может быть недостаточно для полного понимания. Кроме того, достаточно близкие к начальному значения пластового давления — 200...240 бар — при начальном 280 бар могут означать как низкую степень расформирования нефтяной оторочки в данной точке, так и высокую вовлечённость законтурной воды в процесс распространения давления и, следовательно, высокий уровень энергетики водонапорного режима и высокую степень расформирования нефтяной оторочки.

Для более корректного и однозначного определения состояния подвижных запасов в таких условиях одного замера пластового давления и положения ГНК/ВНК может быть недостаточно, и для определённости текущего состояния запасов нефти требуется знание градиента давления в направлении от нефтяной оторочки к газовым скважинам, так как эта величина характеризует скорость движения нефтяной оторочки в данной точке. Поэтому минимальное количество замеров давления для локализации текущих подвижных запасов в пределах одного пласта — два, причём в разнесённых вдоль направления смещения оторочки точках. Перед началом бурения ГС необходимо бурение пилотных стволов в зоне размещения кустовой площадки для понимания текущего состояния нефтяной оторочки. Для проведения интерпретации в пилотном (а во время бурения ГС в транспортном) стволе кроме гамма-каротажа и методов резистивиметрии необходима запись нейтронно-плотностного каротажа (НКТ, ГГКП) для точного определения фильтрационно-емкостных свойств и флюидонасыщения в радиусе

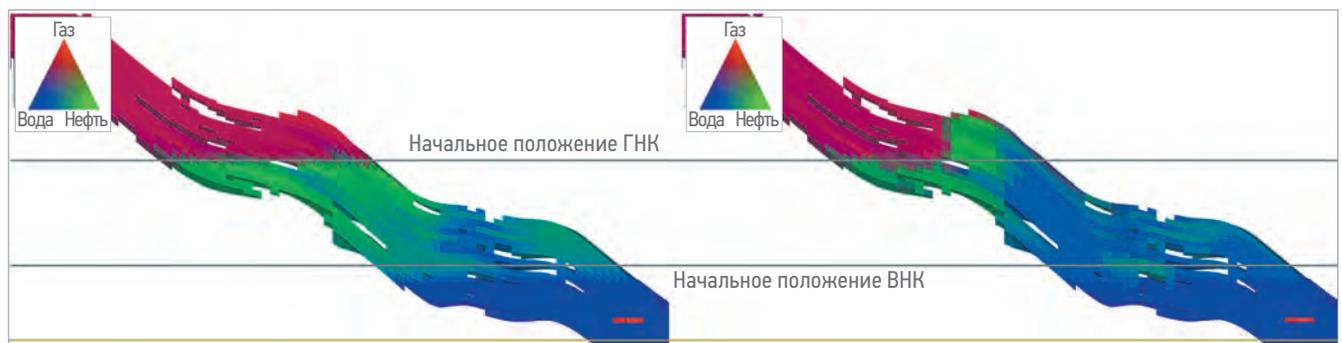


Рис. 1. Динамика флюидальных контактов нефтяной оторочки краевого типа при опережающей разработке газовой шапки в условиях высокой активности законтурной воды. Составлено авторами

Fig. 1. Fluid contacts dynamics for edge-type oil rim within gas cap production and strong aquifer. Arranged by the authors

исследования методов ГИС. Возможно проведение каротажа комплексом «АМК-Горизонт», дополнительно включающего широкополосный акустический каротаж с регистрацией кинематических и динамических параметров продольной, поперечной волн и волны Лэмба. При достаточном качестве исходных кривых дополнительные кинематические и динамические характеристики горных пород в ряде случаев также позволяют дифференцировать газо- и нефтенасыщенные интервалы, что критично в условиях неоднородного подъема флюидальных контактов. В ряде случаев разделить газо- и нефтенасыщенные интервалы без проведения опробования затруднительно, так как скважинные условия измерения, структурно-текстурные характеристики пород, неоднородность расформирования оторочки, близость физических свойств легкой нефти и газоконденсата приводят к нивелированию дифференциации в поле физических свойств газо- и нефтенасыщенных коллекторов. Поэтому необходимо проведение в скважине исследований ГДК/ОПК [4], обеспечивающих более точную информацию по текущему пластовому давлению и характеру насыщения.

Управляющие параметры расформирования нефтяных оторочек. Представленные в литературе подходы к оценке степени расформирования подвижных запасов нефти нефтяных оторочек при разработке газовых шапок рассматривают или частные случаи [5], или нефтяные оторочки подстилающего типа [3], в которых процесс распространения давления происходит относительно быстро и степень расформирования при фиксированной величине КИГ зависит только от двух величин — безразмерного потенциала газовой шапки:

$$V_{гД} = \frac{(V_{г} + V_{г\text{растворенный}}) p_{\text{атм}}}{\rho_{\text{нзч}}^2 V_{\text{в}} \beta_{\text{в}} \left(1 - \frac{\alpha V_{\text{н}}}{V_{\text{в}} \beta_{\text{в}}}\right)}, \quad (1)$$

и безразмерной активности законтурной области:

$$V_{\text{вД}} = \frac{V_{\text{в}} \beta_{\text{в}} p_{\text{нзч}}}{V_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где $V_{г}$ — начальные запасы газа в газовой шапке, м^3 , $V_{г\text{растворенный}}$ — начальные запасы растворенного газа в нефтяной оторочке, м^3 , $p_{\text{атм}}$ — величина атмосферного давления, бар, $p_{\text{нзч}}$ — начальное пластовое давление, бар, $V_{\text{в}}$ — объем воды в законтурной области, м^3 , $\beta_{\text{в}}$ — сжимаемость воды, бар^{-1} , $V_{\text{н}}$ — начальные запасы нефти, м^3 , α — коэффициент, связанный с растворимостью газа в нефти. В соответствии с выводами, сделанными

в работе [3], существенным фактором высокой степени расформирования является мощная законтурная область. Высокая энергетика газовой шапки, наоборот, ослабляет степень расформирования, кроме того, решающее значение имеет не т.н. m -фактор — отношение поровых объемов газовой шапки к нефтяной оторочке, а соотношение суммы объемов свободного и растворенного газа к объему воды в законтурной области. Полученные в работе [3] результаты также позволяют утверждать о более быстром расформировании нефтяных оторочек с меньшим этажом нефтеносности т.е. перепадом абсолютных отметок ВНК-ГНК. Для нефтяных оторочек краевого типа эта зависимость превращается в зависимость от ширины оторочки, подтверждаемая как теоретическими оценками, так и практикой: узкие оторочки расформируются быстрее широких. Как уже было сказано выше, в условиях нефтяных оторочек краевого типа подобная зависимость требует некоторой корректировки вследствие конечного значения пьезопроводности и некоторой задержки в смещении нефтяной оторочки. Оценить применимость описанной в [3] методики можно на основе значения широко применяемого в теории нестационарной фильтрации безразмерного времени:

$$t_{\text{D}} = \frac{4\eta t}{r^2}, \quad (3)$$

где η — пьезопроводность газовой шапки, $\text{м}^2/\text{с}$, t — время с начала разработки газовой шапки, s , r — среднее расстояние от зоны отбора газа до нефтяной оторочки. При значениях $t_{\text{D}} \gg 1$ методике можно применять без корректировок, при $t_{\text{D}} \sim 1$ требуется оценка вовлеченных в фильтрацию запасов воды в законтурной области, при $t_{\text{D}} \ll 1$ можно считать процесс расформирования ещё не начавшимся.

Вариативный подход к локализации запасов и формирование стратегии разбуривания

Учитывая значительные неопределенности, стратегия разработки нефтяных оторочек предполагает поэтапное снятие рисков: исследования в пилотных стволах перед бурением скважин, движение от зон с максимальной концентрацией запасов к менее перспективным зонам, диверсификация рисков за счет бурения кустов в зонах с согласным залеганием нескольких пластов с нефтяными оторочками, применение мобильных комплексов освоения скважин, которые позволяют эксплуатировать удаленные друг от друга кусты.

ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ

Рассмотрим ряд примеров, представляющих описанные выше проблемы, и подходы к их разрешению, на практике.

Неоднозначность точечного замера пластового давления

Как уже было сказано выше, в рассматриваемых условиях валанжинских отложений с выработкой газовой шапки порядка 65...85 % достаточно близкое к начальному значение пластового давления при изучении объекта разработки пилотным бурением может означать две совершенно противоположные локализации текущих подвижных запасов в районе бурения, описать которые можно с использованием величины безразмерного времени (3).

1. Малое значение безразмерного времени — нестационарный процесс снижения пластового давления ещё не захватил интересующую область пласта, текущие подвижные запасы нефти близки к начальным. Аналогичным образом влияет на энергетику нефтяной оторочки и локализацию текущих подвижных запасов нефти наличие внутри объекта разработки разного рода препятствий для распространения давления — разломы ограниченного размера со сниженной проводимостью, включения фациальных зон внутридельтовых заливов и т.п.
2. Значение безразмерного времени $t_D \gg 1$ — нестационарный процесс снижения пластового давления захватил как интересующую область пласта, так и законтурную область, что привело к вовлечению в процесс фильтрации законтурной воды и последующее расформирование оторочки, текущие подвижные запасы нефти близки к оцениваемым по стационарным аналитическим методикам [3], для рассматриваемого примера подобное означает кратное снижение подвижных запасов и обводнённость скважин ~80...90 %.

Приведём в качестве иллюстрации описанного характера локализации подвижных запасов нефти бурение и запуск трёх скважин сходной конструкции, соответствующих указанным случаям. Запускные параметры приведены в **табл. 1**.

В скважине 1 получено относительно низкое текущее пластовое давление –115 бар при начальном значении 279 бар, что свидетельствует о начале включения в процесс расформирования нефтяной оторочки расширяющейся законтурной области, что подтверждается обводнёнными притоками,

полученными в соседней наклонно-направленной скважине, расположенной ближе к ВНК. Запуск скважины 1 произведён с рентабельным дебитом и низким значением обводнённости ~3 %.

В скважине 2 получено достаточно высокое значение текущего пластового давления — 230 бар при начальном значении 289 бар. Несмотря на близость пробуренной горизонтальной скважины к добывающему газовому фонду — расстояние порядка 2 км, — такое несущественное снижение пластового давления обусловлено наличием ограничено протяжённой непроницаемой границей (**рис. 2**), задерживающей распространение сниженного пластового давления и замещение нефтяной оторочки законтурной водой, что обуславливает запуск скважины с рентабельным дебитом и низким значением обводнённости ~3 %.

В скважине 3 также получено достаточно высокое значение текущего пластового давления — 237,5 бара при начальном значении 281 бар, однако в данном случае это следствие не сдерживания влияния газовой шапки на расформирование нефтяной оторочки, а существенного вклада в энергетику законтурной воды. Расширяясь, законтурная вода обеспечивает не только хорошее поддержание пластового давления, но и вытеснение нефтяной оторочки из интервалов начального насыщения, при этом в капиллярно зацементированном виде в рассматриваемом примере теряется ~50 % начальных подвижных запасов нефти, запуск скважины в эксплуатацию сопровождается высокой обводнённостью.

Как уже было сказано выше, отличить два совершенно разных случая локализации текущих подвижных запасов при относительно высоком значении текущего пластового давления можно с помощью замеров горизонтального градиента давления, когда замеры пластового давления выполняются в двух точках, разнесённых в направлении движения оторочки на достаточном расстоянии. В отсутствие или при невозможности провести подобные замеры применим менее точный и не столь уверенный способ диагностирования «промытых»

Таблица 1. Запускные параметры скважин. Составлено авторами
Table 1. Well startup parameters. Compiled by the authors

№	$p_{пл}^{нач}$, бар	$p_{пл}^{тек}$, бар	КИГ, д.ед.	q_H , т/сут	F, %	ГНФ, м ³ /м ³
1	279	115	0,80	270	3	136
2	289	230	0,80	300	3	135
3	281	237,5	0,63	27	70	-

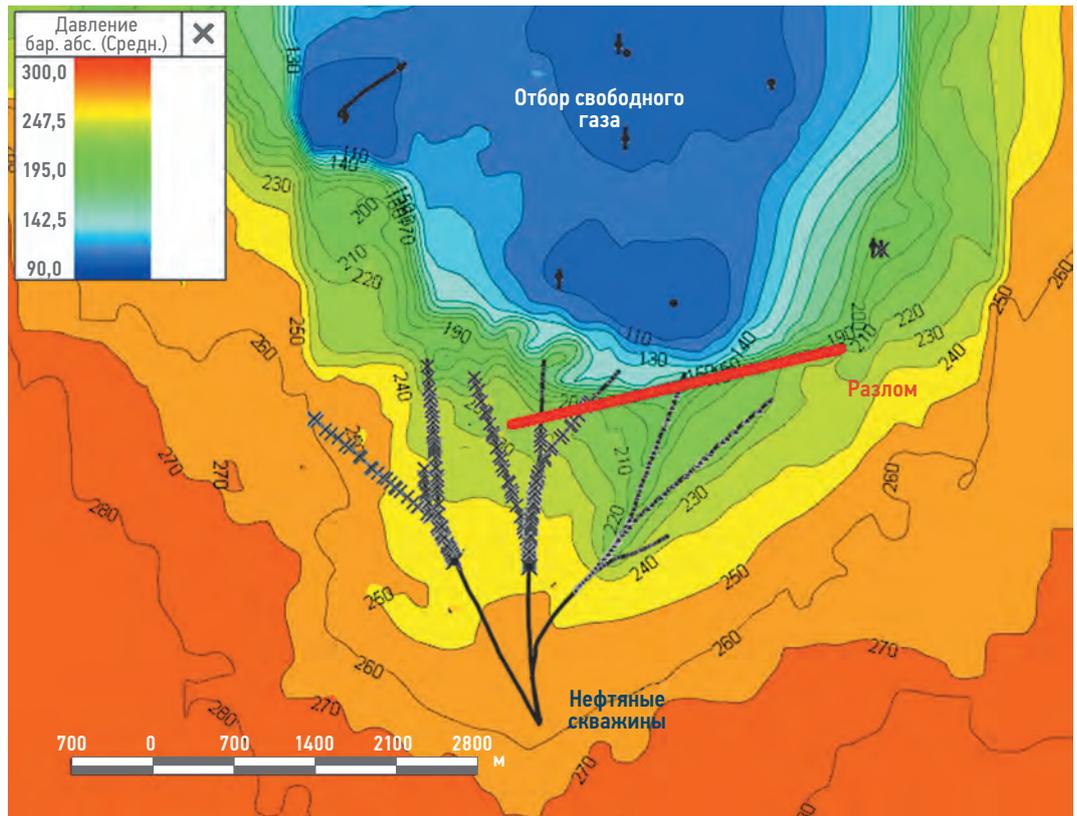


Рис. 2. Распределение давления в условиях латерального экранирования нефтяной оторочки слабопроницаемым разломом, текущий КИГ = 0,80. Составлено авторами
Fig. 2. Reservoir pressure map within impermeable fault and 80 % depletion of gas reserves. Arranged by the authors

зон — с помощью анализа зависимости «пористость–УЭС» по РИГИС (рис. 3). В этом случае убывающий характер зависимости описывает равновесное распределение флюидов, не затронутое процессом

расформирования, а возрастающий характер зависимости описывает описанную выше зависимость интенсивности расформирования нефтяной оторочки краевого типа от пьезопроводности.

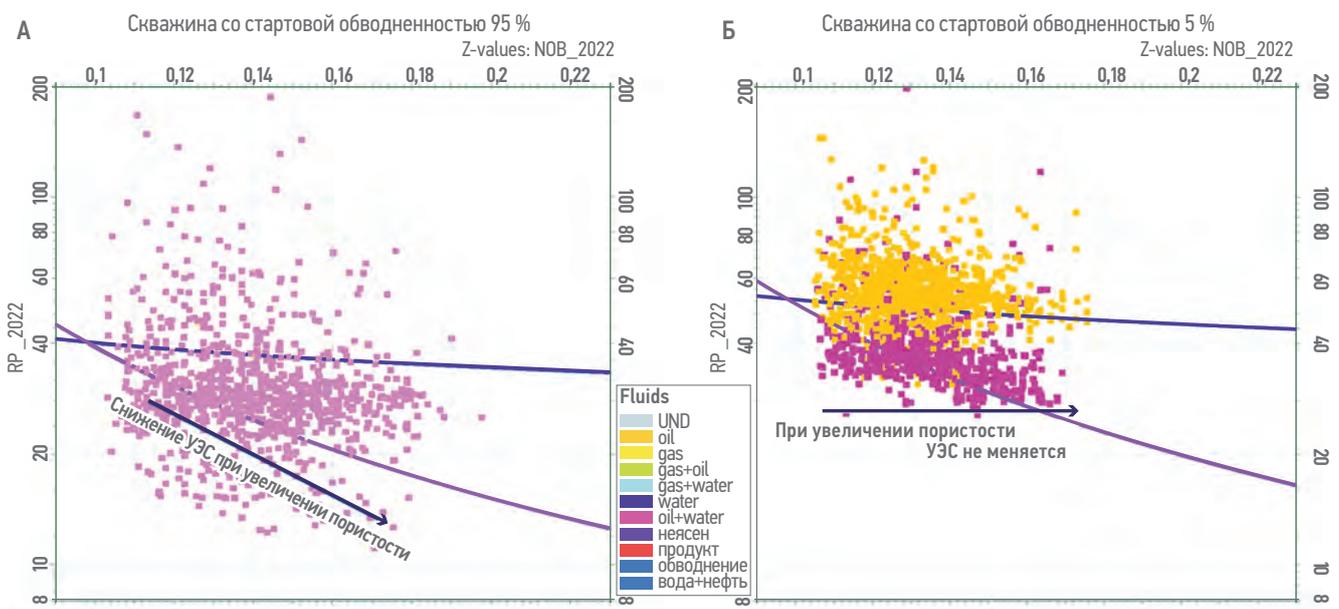


Рис. 3. Зависимость «пористость–УЭС» по РИГИС для расформированной нефтяной оторочки (А) и для распределения насыщенности, близкого к равновесному (Б). Составлено авторами
Fig.3. Porosity vs. resistivity plot for broken-up oil rim (A) and for gravitational equilibrium of phases. Arranged by the authors

Влияние фациальных и литологических особенностей пласта

Осадконакопление отложений пластов с нефтяными оторочками БУ₁₀–БУ₁₃ происходило в условиях подводной части дельты флювиального или смешанного типа (с влиянием приливно-отливных процессов). Предполагается наличие проксимальной части подводной дельтовой системы с многочисленными ветвящимися распределительными каналами. В зоне проксимальной области могут локализоваться внутридельтовые заливы (углисто-глинистые области, болота), которые, в свою очередь, характеризуются ухудшенными ФЕС и могут выступать локальными непроницаемыми литологическими экранами с точки зрения как связанности коллекторов по латерали, так и положения флюидальных контактов. Материалы сейсморазведочных работ 3D не позволяют надежно локализовать геологические тела в пластах группы БУ, поэтому граница в зоне разобщения лопастей проведена условно, так как отсутствуют скважины, однозначно подтверждающие данный аспект. В ходе бурения происходит уточнение зоны внутридельтового залива (рис. 4), что влияет на направление миграции нефтяной оторочки.

Также стоит отметить, что фациальные и литологические границы оказывают большое влияние на энергетическое состояние пласта. Например, две скважины, расположенные в 500 м друг от друга, были

остановлены на запись кривой восстановления давления (КВД), разница в пластовых давлениях составляла 53 бара, что вызвало большие сомнения. При детальном анализе в зоне противоречивых замеров пластового давления на сейсмическом разрезе между отмеченными на рис. 5 скважинами удалось выявить разрыв сплошности осей синфазности, что может свидетельствовать о литологическом разобщении дельтовых лопастей на данном участке в пределах пласта (рис. 5), реализация которого в гидродинамической модели (ГДМ) позволило восстановить пластовое давление, полученное при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС).

Подход к понятию пластового давления в многоствольных горизонтальных скважинах

Как уже было сказано, распределение текущего пластового давления критично влияет на величину и локализацию текущих подвижных запасов нефти. Наиболее ценными являются точечные замеры текущего пластового давления. При этом замеры пластового давления в нефтяной оторочке при остановке на КВД многоствольных нефтяных скважин с длинными горизонтальными стволами в условиях разрабатываемой газовой шапки могут нести несколько сниженную информативность с точки зрения локализации текущих подвижных запасов нефти.

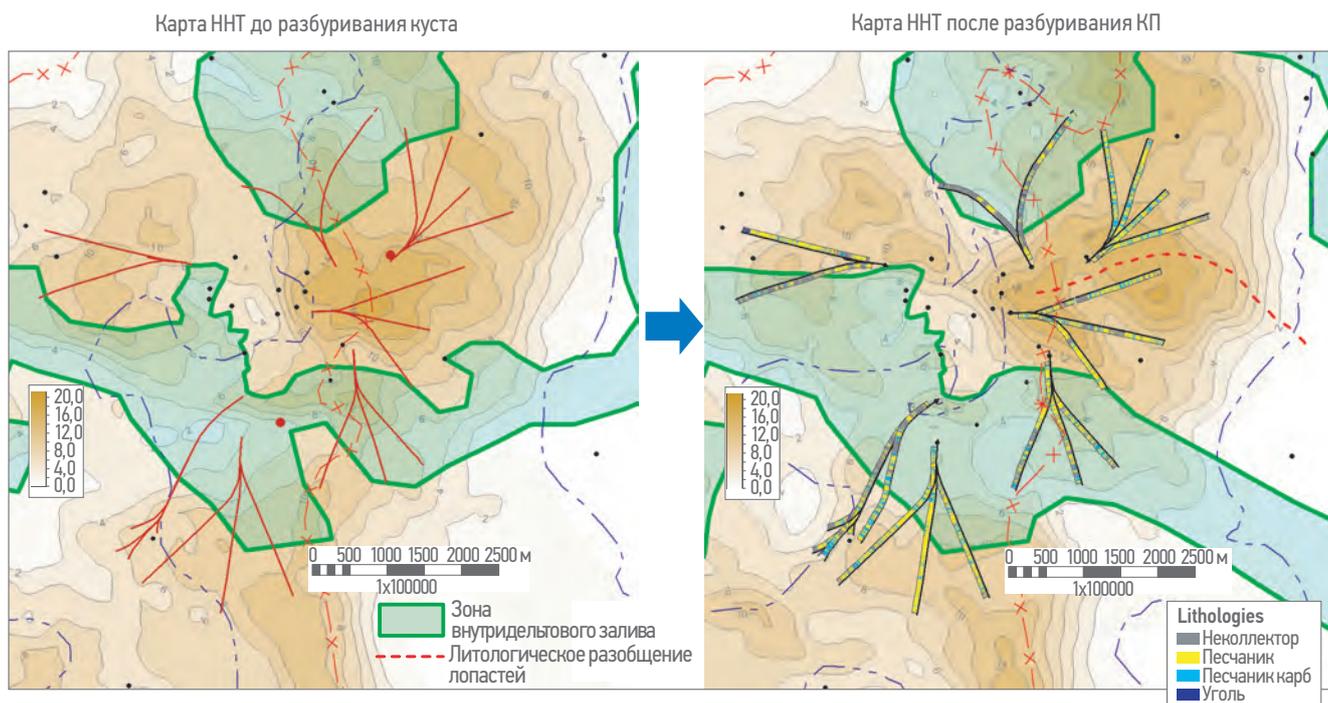


Рис. 4. Уточнение распространения фациальной зоны внутридельтового залива в процессе бурения. Составлено авторами
Fig. 4. Detailing of in-estuary gulf face location during drilling. Arranged by the authors

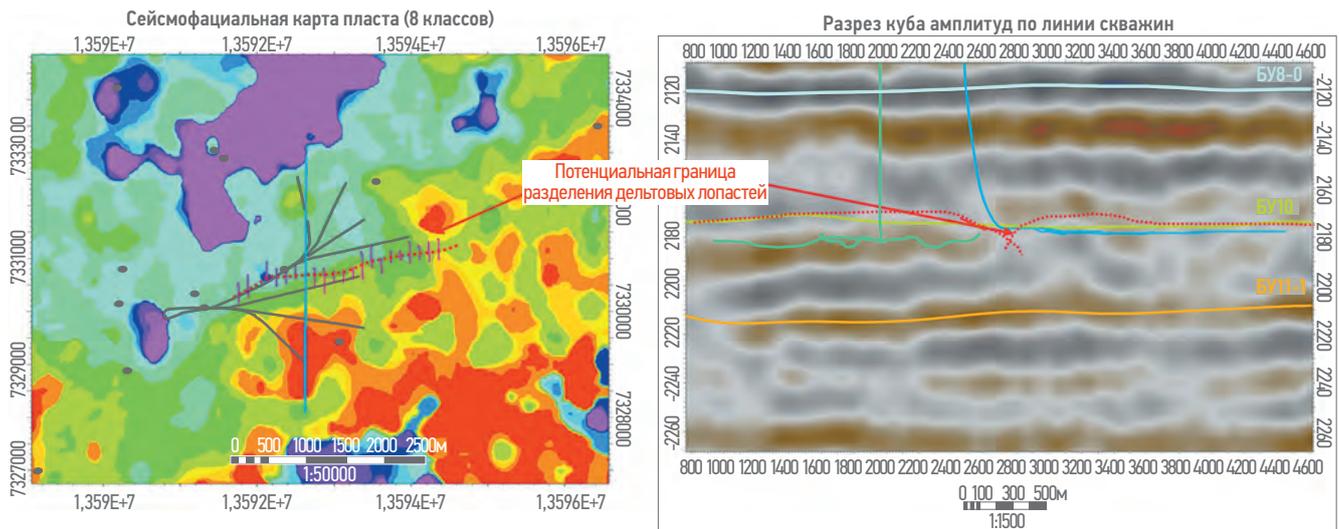


Рис. 5. Картирование зоны литологического разобщения лопастей дельты. Составлено авторами
 Fig. 5. Mapping of estuary separation. Arranged by the authors

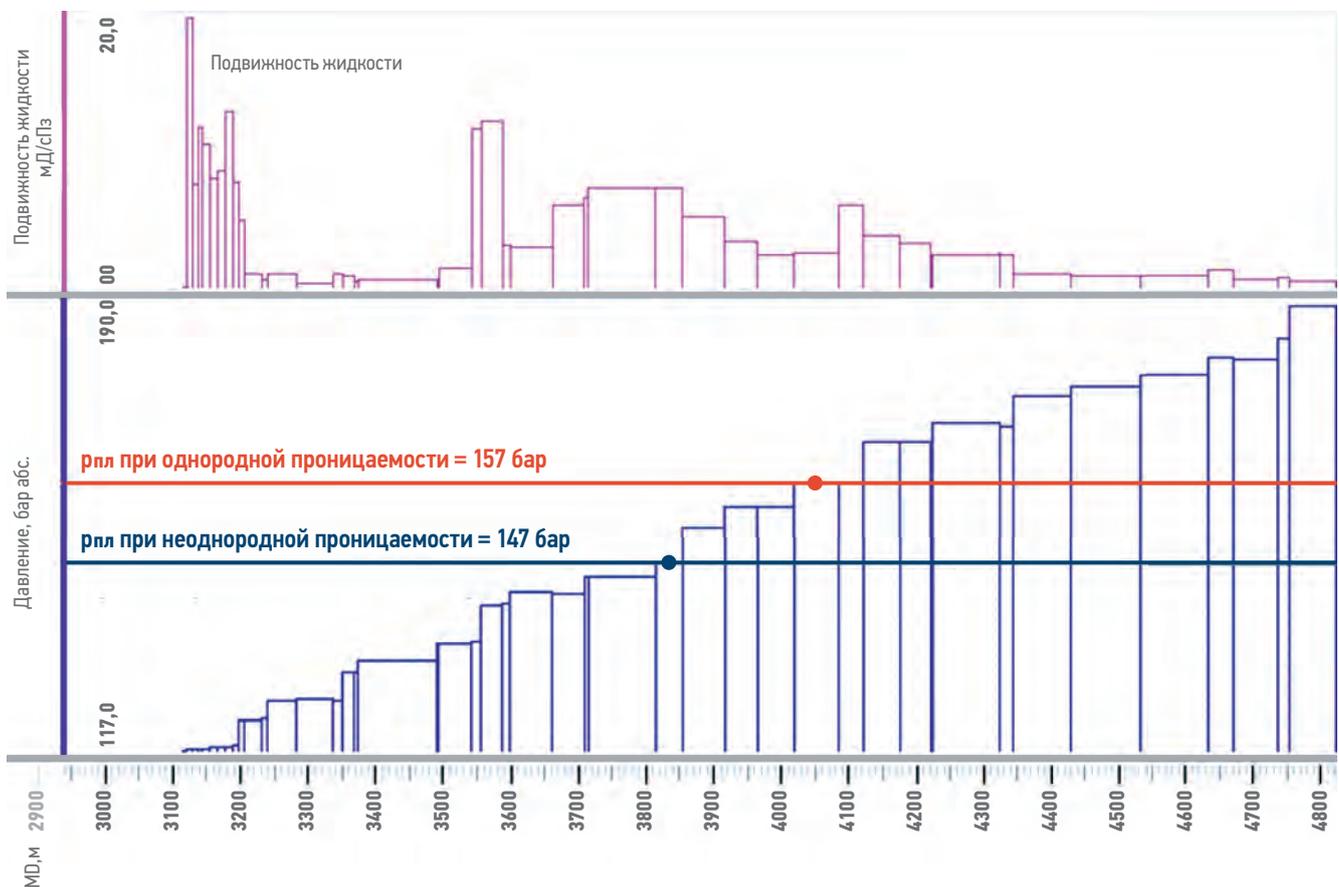


Рис. 6. Пластовое давление в горизонтальных скважинах при разработке нефтяной оторочки краевого типа при опережающей разработке газовой шапки. Составлено авторами
 Fig. 6. Duality of oil rim reservoir pressure measurement by build-up test of horizontal well within gas cap production. Arranged by the authors

Подобное снижение информативности происходит по следующим причинам.

1. Неоднородное распределение пластового давления вдоль длинных горизонтальных стволов, особенно ориентированных в направлении движения оторочки, приводит к установлению в закрытой

скважине такого равновесного значения давления, при котором приток из участков горизонтального ствола с давлением выше равновесного компенсируется оттоком в участки горизонтального ствола с давлением ниже равновесного (рис. 6). Очевидно, характер протекания подобного

процесса существенно зависит от профиля притока в работающей скважине и распределения проницаемости вдоль ствола — величин неопределённых.

2. Бурение скважин в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД) зачастую приводит к поглощениям бурового раствора, кроме того, при бурении многоствольных скважин первые стволы могут находиться под влиянием бурового раствора значительное время, что может приводить к кольтации призабойной зоны пласта. Математически это эквивалентно причине № 1, если рассматривать закольтанные участки призабойной зоны как участки с околонулевой проницаемостью.

Поэтому пространственное положение точки, соответствующей замеренному на КВД пластовому давлению, не определяется однозначно. Таким образом, в подобных условиях величина измеренного на КВД пластового давления однозначно характеризует условия, при которых приток из скважины на устье прекращается и неоднозначно характеризует энергетическое состояние пласта в районе скважины. Кроме того, величина, до которой восстанавливается забойное давление в ГДМ при моделировании КВД, зависит в том числе и от распределения проницаемости вдоль ствола ГС — величины достаточно неопределённой. В приведённом примере на **рис. 7** влияние неоднородности проницаемости даёт разброс забойного давления в остановленной скважине на 10 бар и разброс пространственной локализации данного значения в 200 м.

ВЫВОДЫ

1. При планировании разработки частично расформированных нефтяных оторочек желательнее оценивать геологический потенциал каждой скважины индивидуально. Для этого необходимо учитывать текущее положение запасов нефти в разрезе пластов и энергетическое состояние залежей, что реализуется в процессе исследований по определению текущего насыщения и пластового давления в перспективных зонах.
2. Для повышения уверенности в характере и величине насыщения расформированной

нефтяной оторочки рекомендуется при разработке программы бурения пилотных стволов учесть возможность оперативной корректировки целей пилотного и последующего эксплуатационного бурения для каждого проектного куста. При этом количество пилотных стволов и их расположение по площади кустовой площадки напрямую влияет на успешность снятия неопределённости как по стартовым показателям — дебит нефти, обводненность, газонефтяной фактор, так и по величине накопленной добычи.

3. При реализации проектных решений по бурению горизонтальных скважин требуется оперативная корректировка проводки во время бурения или отказ от бурения, основанная на оперативной оценке прогнозных показателей с учётом актуальных геологических данных, таких как: текущее насыщение (РИГИС), замер пластового давления (МДТ, ХРТ), выработка газовой шапки, на основе которых подтверждаются гипотезы о геологическом строении и потенциал целевого и транзитных объектов.
4. Многомерность задачи адаптации гидродинамических моделей и поиска рентабельных вариантов разработки нефтяных оторочек многопластовых месторождений исключает использование в строгих и последовательных расчётах полномасштабных гидродинамических моделей, особенно в процессе сопровождения бурения горизонтальных нефтяных скважин. Для принципиальной возможности методической поддержки этого процесса необходимо разумное снижение размерности расчётных сеток, включающее в себя единичный и периодически обновляющийся базовый полномасштабный расчёт, результаты которого используются как граничные условия для расчётов меньшей размерности и большей численности. В рассматриваемом примере многопластового НГКМ, газовые шапки которого эксплуатируются совместным фондом скважин, реализация данного подхода выражается в разделении полномасштабной модели после расчёта исторического периода на модели отдельных пластов или залежей, с соответствующими корректировками граничных условий по добыче газовых скважин.

Список литературы

1. Фёдоров К.М., Самолозов Д.А., Полковников Ф.И. Анализ эффективности режимов разработки наклонных нефтяных оторочек // SPE-191486-RU. — 2018. <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
2. Dalton B.A., Lovejoy J.B., Jr., Brinkman F.P., Simpson W.R. The Conroe Field Unit — A Challenge In Reservoir Control. SPE8276-MS. 1979. <https://doi.org/10.2118/8276-MS>

3. Самоловов Д.А. Анализ факторов, влияющих на расформирование нефтяной оторочки при разработке газовой шапки. SPE-196914-RU. 2019. <https://doi.org/10.2118/196914-MS>
4. Нуриева О.Е., Федоров А.И., Зиязетдинов А.З., Бакиев И.Р., Шуматбаев К.Д. Опыт проведения гидродинамического каротажного модульного пластоиспытателя на месторождениях им. Р. Тресса и им. А. Титова // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 3. — С. 58–60.
5. Кряжев В.А., Кряжев Я.А., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2022. — Т. 333. — № 9. — С. 137–147.

References

1. Fedorov K.M., Samolovov D.A., Polkovnikov F.I. *Recovery Drive Analysis in Respect of Tilted Oil Rims*. SPE-191486-RU. 2018. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
2. Dalton B.A., Lovejoy J.B., Jr., Brinkman F.P., Simpson W.R. *The Conroe Field Unit — A Challenge In Reservoir Control*. SPE8276-MS. 1979. <https://doi.org/10.2118/8276-MS>
3. Samolovov D.A. *Analysis of Factors Influenced on Oil Rim Breaking up During Gas Cap Development*. SPE-196914-RU. 2019. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/196914-MS>
4. Kuchurina O.E., Fedorov A.V., Ziazetdinov A.Z., Bakiev I.R., Shumatbaev K.D. Formation testers and production logging: a case study from R. Trebs and A. Titov oil fields. *Oil Industry*. 2016, no. 3, pp. 58–60. (In Russ.)
5. Kriazhev V.A., Kriazhev Y.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Methodology for selecting the mode of development of oil and gas condensate deposit using hydrodynamic simulation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022, vol. 333, no. 9, pp. 137–147. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.О. Лямкина — разработала концепцию исследования, опробовала разработанную методику на практике, подготовила текст и рисунки.

И.О. Мальцева — разработала концепцию исследования, опробовала разработанную методику на практике, подготовила текст и рисунки.

В.В. Овчаров — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

Д.А. Самоловов — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

М.В. Фёдоров — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

Olga O. Lyamkina — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures.

Irina O. Maltseva — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Vladimir V. Ovcharov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Dmitry A. Samolovov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Maxim V. Fedorov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ольга Олеговна Лямкина — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Ирина Олеговна Мальцева — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Владимир Владимирович Овчаров — руководитель программ по формированию бизнес кейсов по достижению потенциала, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Дмитрий Алексеевич Самоловов* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Владимирович Фёдоров — директор по геологии и разработке, концептуальному проектированию — главный геолог, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Olga O. Lyamkina — Product manager, Gazprom
neft company group

Irina O. Maltseva — Chief specialist, Gazprom
neft company group

Vladimir V. Ovcharov — Head of business cases
development programs for achieving field production
potential, LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»

Dmitry A. Samolovov* — Expert, Gazprom
neft company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maxim V. Fedorov — Head of geology and field
development, conceptual design — chief geologist,
LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АЧИМОВСКИХ ОБЪЕКТАХ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ¹

© М.В. Колесников,
Е.П. Панарина, 2024



М.В. Колесников^{1,*}, Е.П. Панарина^{2,3}

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

²АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

³ООО «ЗН НТЦ», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Зачастую при разработке ачимовских (Ач) отложений достичь производительности скважин, соответствующей расчетным показателям, не всегда возможно из-за особенностей геологического строения залежей. Одним из обязательных условий рентабельной эксплуатации является практически повсеместное проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП). Как показывает практика, не всегда удается корректно спрогнозировать распространение трещин ГРП; установить, при каких давлениях происходит схлопывание трещин; какой тоннаж проппанта лучше использовать для получения промышленного притока и что необходимо учитывать при моделировании, чтобы избежать объединения систем трещин в группе пластов ачимовских толщ.

Цель: оценить эффективность и возможности промыслово-геофизических (ПГИ) методов и их информативность при анализе ГРП в ачимовских (Ач) отложениях.

Материалы и методы. В работе рассмотрены примеры исследований вертикальных скважин (ВС) с ГРП и горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Результаты. При изучении данных исследований ВС установлено, что трещины ГРП могут иметь высокие полудлины по простиранию, что необходимо учитывать при моделировании ачимовских объектов, так как в результате они могут подключать значительные неперфорированные интервалы коллекторов. Также по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в ВС по рассматриваемой в статье технологии существует возможность делать оценку высоты трещин. Для подбора максимально информативной технологии и комплексов при планировании исследований в ГС необходимо учитывать, какие трещины ГРП, продольные или поперечные, создаются при ГРП.

Выводы. Даны рекомендации по планированию исследований в ГС с МГРП с учетом результатов ВС. Выявлены предпосылки к оценке возможного подключения нецелевых пачек после ГРП. На стадии оценки объектов Ач рекомендуется использовать подход с анализом поведения трещин в ВС, который показан в статье, не только для понимания профиля притока, но и для распространения (оценки высоты и вероятности связи между пачками) трещин ГРП. Предложено при проведении ГРП на объектах Ач предусмотреть альтернативную компоновку заканчивания ГС с разделяющими панкерами и регулирующими клапанами для упрощения проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Ключевые слова: ачимовские отложения, трещина гидроразрыва, горизонтальные скважины, низкопроницаемые коллекторы, промыслово-геофизические исследования, шумометрия, «меченый» проппант

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колесников М.В., Панарина Е.П. Применение промыслово-геофизических исследований на ачимовских объектах для решения актуальных задач разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):61–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-61-72>

Статья поступила в редакцию 02.09.2024

Принята к публикации 27.10.2024

Опубликована 27.12.2024

APPLICATION OF FIELD AND GEOPHYSICAL RESEARCH AT ACHIMOV FACILITIES TO SOLVE URGENT DEVELOPMENT TASKS

Mikhail V. Kolesnikov^{1,*}, Ekaterina P. Panarina^{2,3}

¹Gazprom нефть company group, RF, Tyumen

²JSC "VNIIneft", RF, Moscow

³LLC "ZN NTC", RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Often, when developing Achimov (Ah) deposits, it is very difficult to achieve well productivity corresponding to the calculated indicators, due to the peculiarities of the geological structure of the deposit itself. One of the prerequisites for cost-effective operation is the almost universal hydraulic fracturing (FRACKING). Accordingly, there are difficulties in understanding the propagation of fracturing cracks; at what pressures cracks

¹ Статья написана по материалам доклада на 6-й научно-практической конференции «Горизонтальные скважины 2024».

collapse occurs; what tonnage of proppant to use to obtain industrial inflow, while avoiding the unification of crack systems in the Achimov strata group.

Aim. The aim of the work is to understand the behavior of field-geophysical (PGI) methods and their informativeness in analyzing the efficiency of hydraulic fracturing in Achimov deposits.

Materials and methods. Examples of vertical wells (VS) with hydraulic fracturing and horizontal wells (GS) with multistage hydraulic fracturing (MGRP) are considered for analysis.

Results. When considering the material, the data from the SUN studies show that cracks can have high half-lengths along the strike, which must be taken into account when modeling such objects, since as a result we can connect non-perforated thicknesses and the actual productivity will be higher than predicted. Also, according to the results of PGI in the sun, according to the technology considered in the article, it is possible to estimate the height of cracks. To select the most informative technology and complexes when planning research in GS, it is necessary to understand the longitudinal or transverse cracks created during hydraulic fracturing.

Conclusions. Recommendations are given on the planning of research in GS with MGRP, taking into account the results of the VS, and ideas about the possible connection of bundles after hydraulic fracturing have also appeared. It is recommended to carry out the research approach considered in the article at all Ac facilities at the assessment stage, not only to understand the inflow profile, but also the propagation (assessment of height and connection between bundles) of fractures created by hydraulic fracturing. It is proposed, when conducting hydraulic fracturing in the Ac, to provide an up-to-date arrangement of the completion of the HS with separating packers and control valves to simplify the conduct of geological and technical measures (GTM).

Keywords: Achimov deposits, hydraulic fracturing crack, horizontal wells, low-permeability reservoirs, field and geophysical studies, noise measurement, "labeled" proppant

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

For citation: Kolesnikov M.V., Panarina E.P. Application of field and geophysical research at Achimov facilities to solve urgent development tasks. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):61–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-61-72>

Manuscript received 02.09.2024

Accepted 27.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основным объектом исследований данной работы являются нефтяные низкопроницаемые ачимовские пласты (группы Ач), которые имеют сложное геологическое строение

детально изучить залежь и своевременно выбрать стратегию дальнейшего ввода в эксплуатацию.

РЕЗУЛЬТАТЫ НАБЛЮДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Изначально рассмотрим исследования, выполненные в наклонно-направленной скважине, максимальный угол которой не превышает 35°. В скважине проведено три исследования на низкопроницаемые объекты: Ач₇² и Ач₇¹ (Кпр = 0,1 мД); Ач₆ (Кпр = 0,175 мД) и Ач₅² (Кпр = 0,1 мД).

Перед испытанием каждого объекта для оценки прохождения и направления закачиваемой жидкости выполняли ГРП с закачкой меченого проппанта.

В табл. 1 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП первого объекта (пласта Ач₇²):

После окончания тестового ГРП в скважине провели ПГИ (рис. 1). Комплекс проведен по следующей технологии: фон (окно 8, красная кривая), закачка жидкости (в объеме 1 тонна) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 5; 8,5; 12,25 и 14 ч.

Анализируя значительные аномалии охлаждения по результатам ПГИ, высота трещины

ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ АНАЛИЗЕ ГРП В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ РАССМОТРЕНЫ ПРИМЕРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ГРП И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА.

и в основном разрабатываются с применением ГРП. Задачей данной работы является анализ поведения промыслово-геофизических методов [1] и их информативность при анализе эффективности гидравлического разрыва пласта, которые позволяют более

Таблица 1. План/факт проведения ГРП
Table 1. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	50	30
Полудлина трещины, м	97,2	54,7
Высота, м	30,4	26

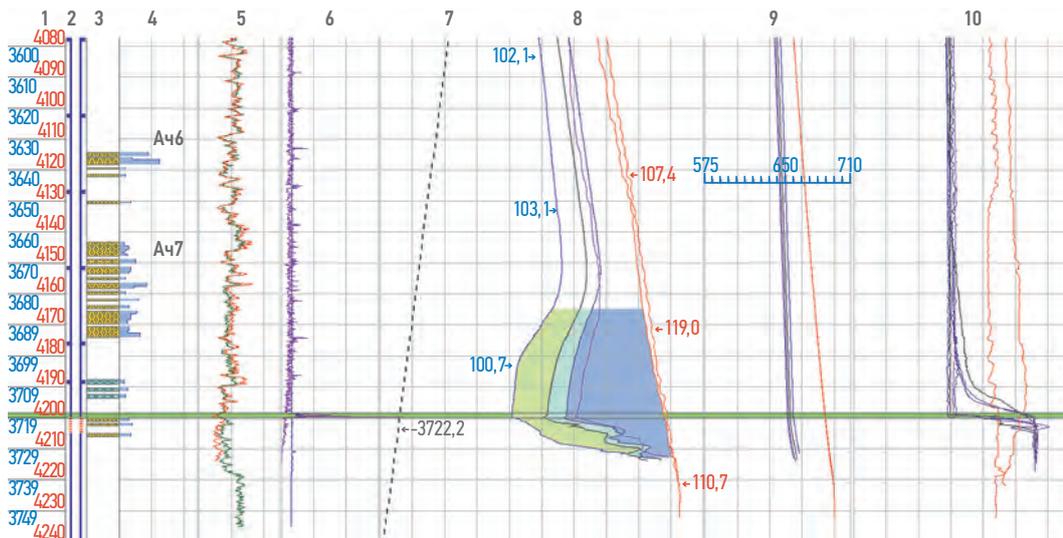


Рис. 1. Определение интервалов охлаждения после проведенного тестового ГРП на пласт Ач₇² (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость по результатам интерпретации геофизических исследований скважин; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — магнитный локатор муфт; 7 — траектория ствола; 8 — разновременная термометрия; 9 — барометрия; 10 — однодатчиковая влагометрия). Составлено авторами

Fig. 1. Determination of cooling intervals after a test hydraulic fracturing on the Ach7-2 formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — RIGIS permeability, 5 — GC binding curves (gamma logging), 6 — magnetic coupling locator, 7 — trunk trajectory, 8 — multi-time thermometry, 9 — barometry, 10 — single-sensor moisture measurement). Compiled by the authors

ГРП составляет порядка 40–50 м, тем самым подтверждая представленные расчеты моделирования (табл. 1).

Оптимальным для оценки высоты трещины ГРП являются сопоставления замеров до и после проведения основного ГРП. При анализе полученных данных (рис. 2) с прибора импульсной нейтрон-гамма-спектрометрии (прибор RST (reservoir saturation tool) — разработка Шлюмберже) признаки наличия «меченого» проппанта определяют на глубине 4176,9 м. Это позволяет уверенно говорить об отсутствии прохождения задувленной жидкости ГРП выше указанной глубины. Отсутствие проппанта между перфорацией и вышерасположенными коллекторами подтверждает ранее проведенную оценку по РИГИС.

После проведения основного ГРП и оценки распространения «меченого» проппанта скважину запустили на факел. После отработки провели ПГИ (рис. 3) по следующей технологии: фон до ГРП (окно 6, красная кривая), режим фонтанирования (окно 6, фиолетовая кривая) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5, 3 и 12 часов. По результату выполненного исследования выявлены активные интервалы пласта Ач₇². Выше перфорации, по термометрии наблюдается аномалия охлаждения (до глубины 4172 м), связанная с ранее проведенным ГРП, а также с движением флюида, что подтверждается замерами

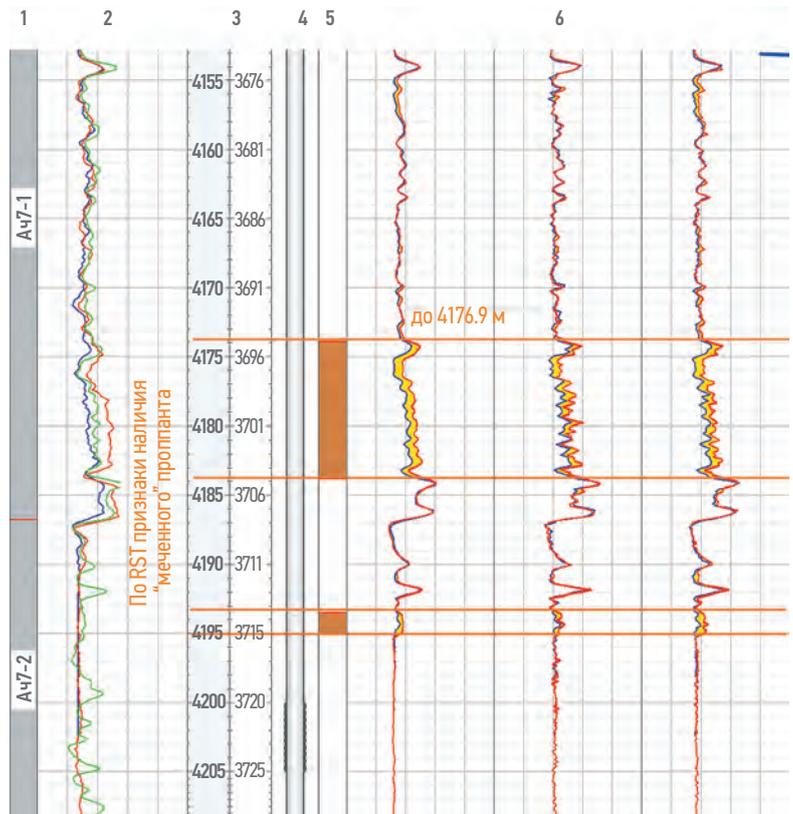


Рис. 2. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ач₇² (колонки: 1 — стратиграфия; 2 — гамма-каротаж (фондовый и привязочный); 3 — глубина; 4 — конструкция скважины; 5 — высота трещины; 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 2. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with a marked proppant on the Ach7-2 formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing).

Compiled by the authors

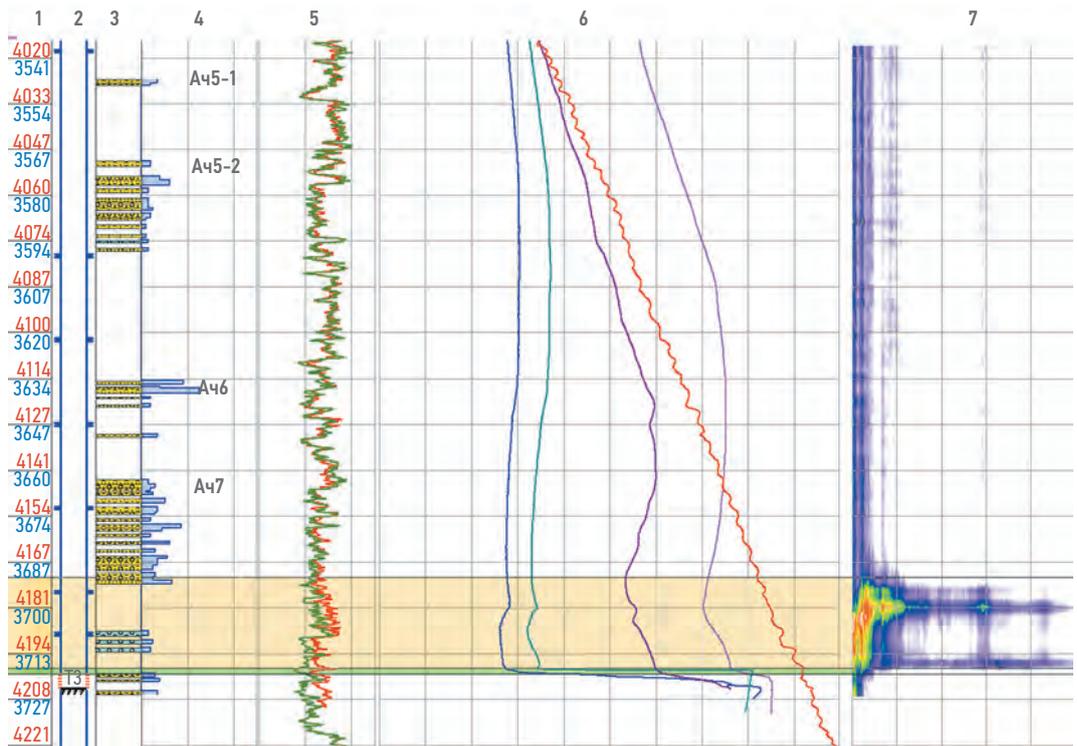


Рис. 3. Определение работающих толщин по ПГИ в интервале пласта Ach₇ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — разновременная термометрия; 7 — спектральная шумометрия). Составлено авторами

Fig. 3. Determination of working thicknesses according to PGI in the range of the Ach₇-2 formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — GC reference curves (gamma logging), 6 — time thermometry, 7 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

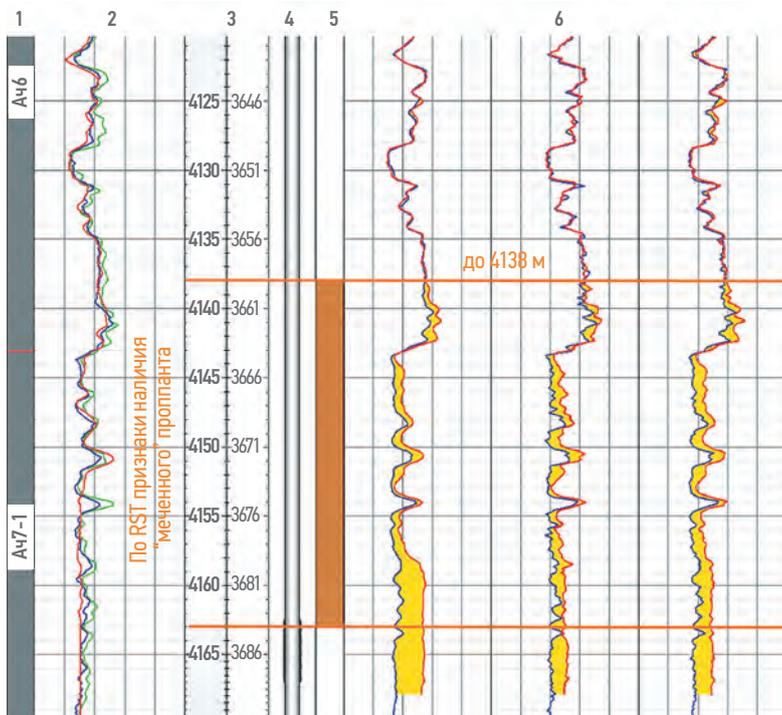


Рис. 4. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ach₇¹ (колонки: 1 — пласты; 2 — гамма-каротаж (фоновый и привязочный); 3 — глубина; 4 — конструкция скважины; 5 — высота трещины; 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with marked proppant on the Ach₇-1 formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing). Compiled by the authors

шумометрии (окно 7), оценённая как движение флюида по трещине ГРП. По результатам ПГИ подтверждены ранее выявленные аномалии охлаждения и прохождения «меченого» проппанта выше неперфорированного коллектора.

В табл. 2 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП второго объекта (пласта Ach₇¹).

Для данной пачки также проводился анализ данных RST (рис. 4). По результатам исследований верхняя граница развития трещины определена на глубине 4138 м, уверенных признаков ее развития выше этой отметки не наблюдается.

Определить нижнюю границу развития трещины не удалось из-за невозможности проходки прибора ниже глубины 4163 м. Радиус исследования RST составляет до 20 см, поэтому в пределах зоны исследования «меченый» проппант может находиться как в заколонном пространстве, так и в пласте.

После замеров RST, перед выполнением комплекса ПГИ (рис. 5) скважину закрыли в накопление, затем запустили на штуцере 8 мм. Комплекс ПГИ провели уже по ранее рассмотренной технологии: фонтанирование (окно 6, фиолетовая кривая) и серия замеров

термометрии в остановленной скважине через 0,5; 3 и 6 ч.

Ниже глубины 4164,2 м (без учета точки записи прибора в 2,2 м) геофизическое оборудование не спускалось (зумпф составил 4,4 м). Приток получен через перфорированные коллектора пласта Ач₇¹ в интервале 4156,5–4160,2 м, нижняя граница притока не оценивалась, исследованиями не охвачена, в зумпфовой части наблюдается расхождение кривых, связанное с наличием неоднородного состава. Также наблюдается движение по заколонному пространству сверху с глубины 4152 м из неперфорированных коллекторов. В притоке вода с углеводородом (УВ). В остановленной скважине уровень на глубине 2870 м; раздел сред УВ на глубине 3046,5 м (с глубины 2870 до 3046,5 м флюид плотностью 0,41 г/см³; ниже ствол скважины заполнен флюидом средней плотностью 0,67 г/см³).

После изучения коллекторских свойств пластов Ач₇² и Ач₇¹ и распространения трещины после проведения ГРП перешли на вышележащий пласт Ач₆, выполнив перфорацию коллектора в интервале 4115–4120 м.

В табл. 3 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП третьего объекта (пласта Ач₆):

На рис. 6 представлен планшет с результатами ПГИ после тестового ГРП. Комплекс проведен по следующей технологии: фон до ГРП

Таблица 2. План/факт проведения ГРП
Table 2. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	75	75
Полудлина трещины, м	85,1	151,1
Высота, м	29,7	32,3

Таблица 3. План/факт проведения ГРП
Table 3. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	75	23
Полудлина трещины, м	96,3	84,1
Высота, м	19,9	26

(окно 5, красная кривая), закачка жидкости (в объеме 1 тонна) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 4; 5; 8 и 9 ч. Максимальная глубина прохождения прибора 4155,1 м (без учета точки записи прибора в 2,2 м). По данным термометрии отмечается аномалия охлаждения в интервале 4098–4143 м.

После тестового и основного ГРП провели исследования по регистрации распространения маркированного проппанта оборудованием RST (рис. 7) признаки наличия «меченого» проппанта отмечаются в интервале глубин 4054–4152,8 м, уверенных признаков развития трещины ГРП выше 4054 м не наблюдается. Нижняя граница развития

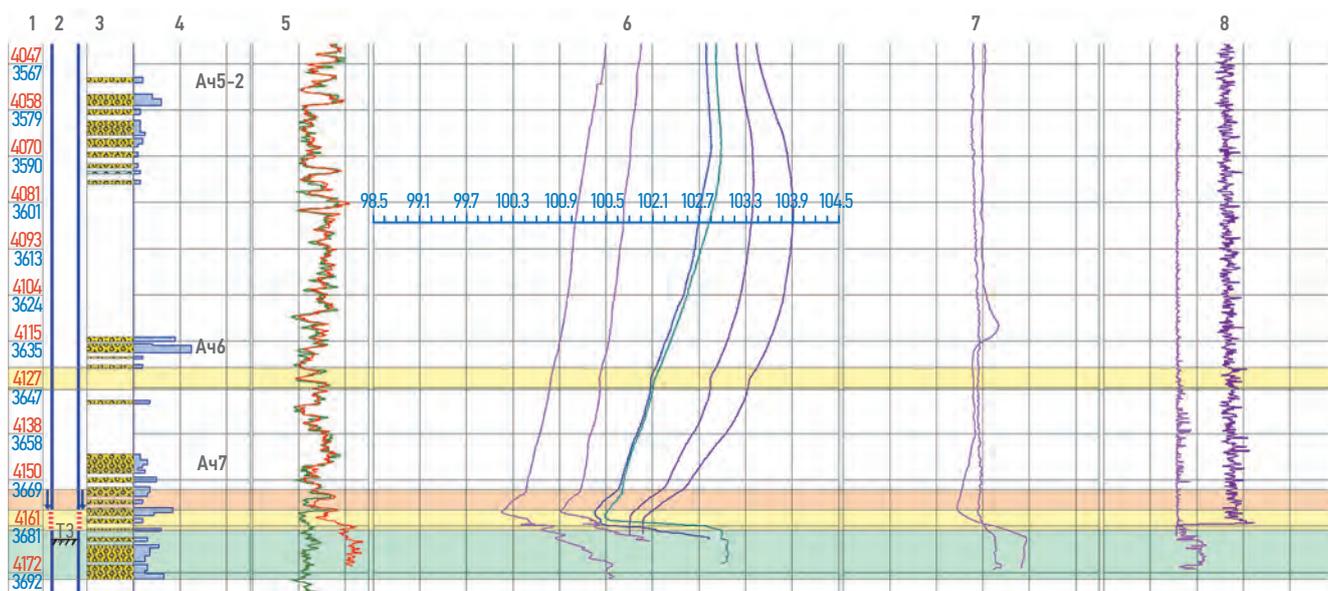


Рис. 5. Определение работающих толщин по ПГИ в интервале пласта Ач₇² (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — разновременная термометрия; 7 — термокондуктивная дебитометрия; 8 — резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 5. Determination of working thicknesses according to PGI in the range of the Ach7-2 formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — GC reference curves (gamma logging), 6 — multi-time thermometry, 7 — thermoconductive flowmetry, 8 — resistivity). Compiled by the authors

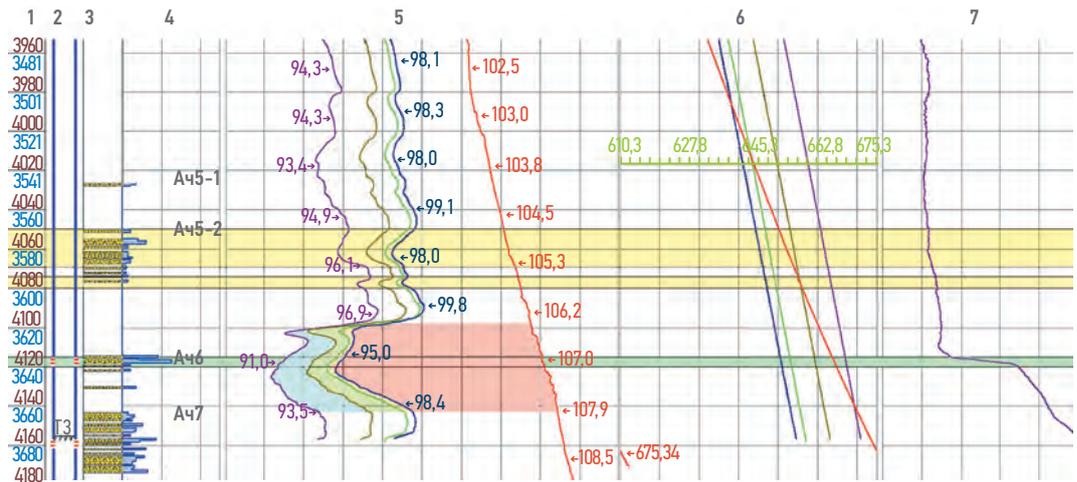


Рис. 6. Определение интервалов охлаждения после проведенного тестового ГРП на пласт Ач₆ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — разновременная термометрия; 6 — барометрия; 7 — однопатчиковая резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 6. Determination of cooling intervals after a test hydraulic fracturing on the Ac₆ formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — time thermometry, 6 — barometry, 7 — single-sensor resistivity). Compiled by the authors

трещины определяется на глубине 4152,8 м (начало записи прибора). После проведения основного ГРП, закачали 23 тонны жидкости и освоив пласт

на 10 мм штуцере провели ПГИ (рис. 8) при фонтанировании (окно 5 фиолетовая кривая) и серию замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5; 2; 3; 13 и 14 ч. По результатам приток получили через перфорированные коллектора пласта Ач₆. Из-за наличия неоднородного состава в зумфовой части нижняя граница притока не оценивалась, исследованиями не охвачена. В интервале 4051–4058 м по термометрии выделяется локальная аномалия, по прямому методу расходомерии механической (РМ) выхода флюида в ствол скважины не наблюдается (нет явного изменение счета). Поведение термограмм в интервале детальных исследований связано с нисходящим заколонным движением в совокупности с восходящим движением флюида в стволе скважины, т.е. работа неперфорированных коллекторов пласта Ач₅² по заколонному пространству с выходом через перфорацию пласта Ач₆. Замеры шумометрии не регистрирует заколонное движение ввиду низкой чувствительности метода в скважинных условиях. По методам состава в притоке вода с УВ. Данные исследования очередной раз подтверждают ранее проведенные испытания и закачку «меченого» проппанта на пласт Ач₆.

Финальным испытанием в скважине являлся пласт Ач₅². В табл. 4 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП четвертого объекта (пласта Ач₅²):

Анализируя ранее проведенные исследования по ПГИ и RST, связь между Ач₆ и Ач₅² уже

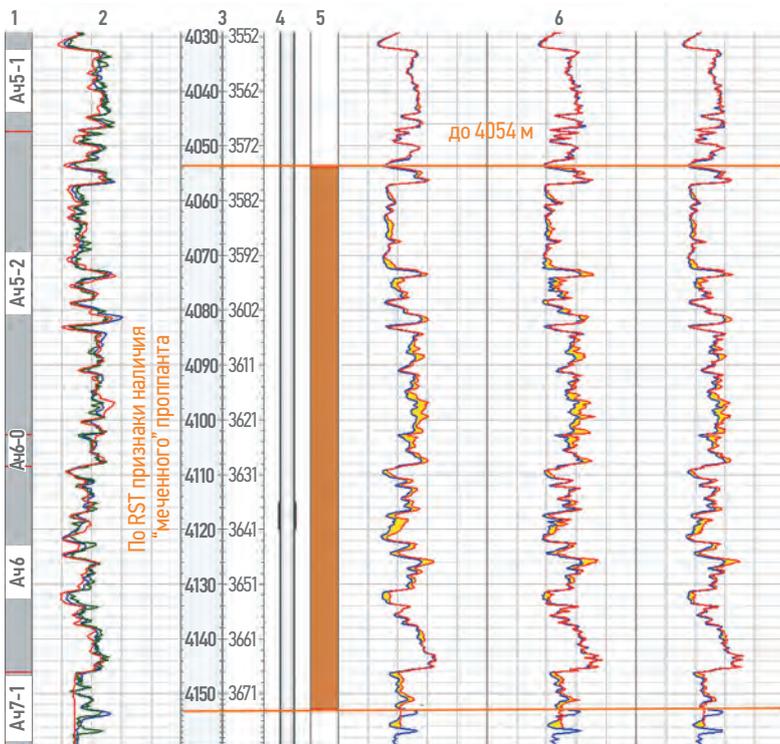


Рис. 7. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ач₆ (1 — стратиграфия, 2 — гамма-картаж (фоновый и привязочный), 3 — глубина, 4 — конструкция скважины, 5 — высота трещины, 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 7. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with marked proppant on the Ac₆ formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing). Compiled by the authors

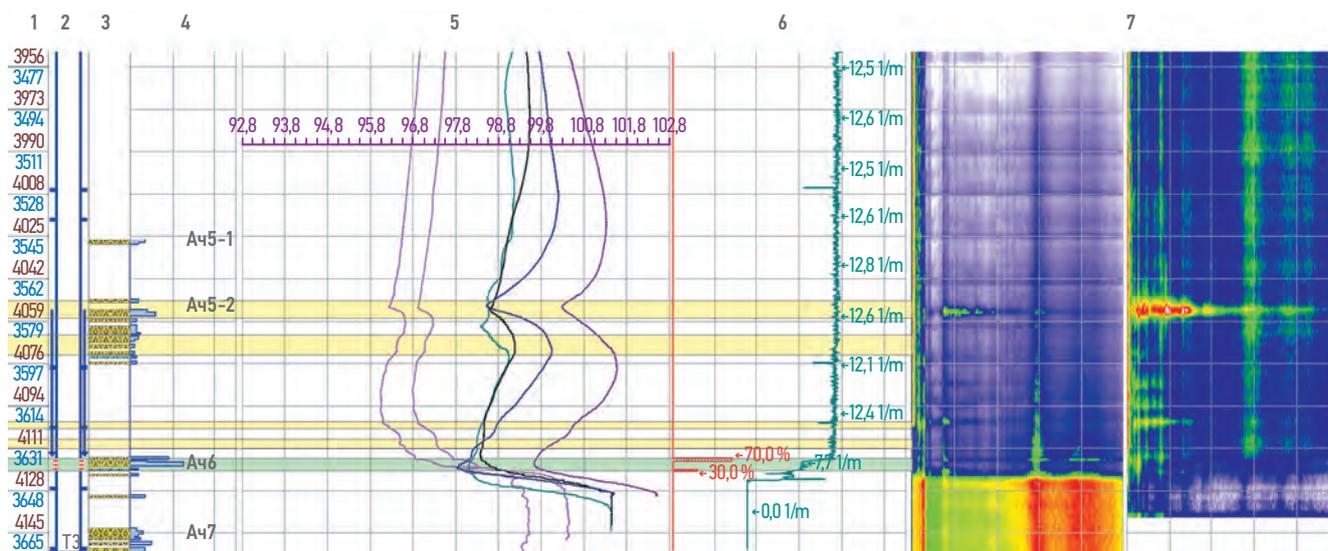


Рис. 8. Определение работающих толщин по ПГИ на пласт Ас₆ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — разновременная термометрия; 6 — расходомерия с профилем притока; 7 — спектральная шумомерия). Составлено авторами

Fig. 8. Determination of working thicknesses according to PGI for the Ac₆ formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — time thermometry, 6 — flowmetry with an inflow profile, 7 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

присутствовала, поэтому при таком количестве закачанной жидкости изучаемый пласт стал более интенсивно работать.

Согласно полученным данным при испытании выше изучаемых объектов ачимовских отложений прогноз дизайна ГРП предусматривал проведение стадий без сообщений между коллекторами (пластами), что позволило более детально изучить залежь и дальнейшее ее освоение (рис. 9).

В конечном результате, проведя каждую стадию ГРП отдельно и полномасштабные исследования по части регистрации распространения трещины, получили:

- превышение высот трещин ГРП относительно дизайна;
- прорыв трещины через глинистую перемычку даже при небольшом объеме закачки пропанта;
- неоптимальная конструкция скважины;
- негерметичность заколонных пакеров;
- недостижение целевого дизайна ГРП 200 т ввиду ухода основной части пропанта в нижележащие объекты и образование единой монотрещины;
- как следствие, недостижение промышленного давления и низкая продуктивность (на уровне исторических разведок).

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНЫ И ОЦЕНКА РАБОТЫ СВОЛА ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП В ГС

Если по результатам исследований вертикальных скважин можно выявить рост

трещин, то возникает вопрос: что в таком случае диагностируется в горизонтальных скважинах с МГРП [4]?

Рассмотрим примеры горизонтальных скважин, в которых провели ПГИ после закачки жидкости в процессе многостадийного ГРП. На рис. 10 представлен график сравнения объема закачки при различных стадиях ГРП. Как можно видеть, при проведении ГРП были осложнения с закачкой на 0-й и 6-й стадиях, из-за чего проведена повторная перфорация 6-й стадии и 3 подхода закачки, что сказалось на значительном увеличении интервала перфорации относительно проектного, но удалось достигнуть проектных результатов.

После ГРП для оценки работы трещин многостадийного гидроразрыва [5] провели ПГИ по технологии: фон, вывод скважины на стабильный приток (фонтанирование) и серия разновременных замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5; 6; 12 и 24 ч. Объектом для испытаний был пласт ЮК₀ с длиной ГС порядка 300 м.

По данным спектральной шумомерии (рис. 11, окно 10), зарегистрированной

Таблица 4. План/факт проведения ГРП
Table 4. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	200	200
Полудлина трещины, м	167,9	180,5
Высота, м	29,9	24,9

ДИЗАЙН ГРП / ФАКТ ГРП

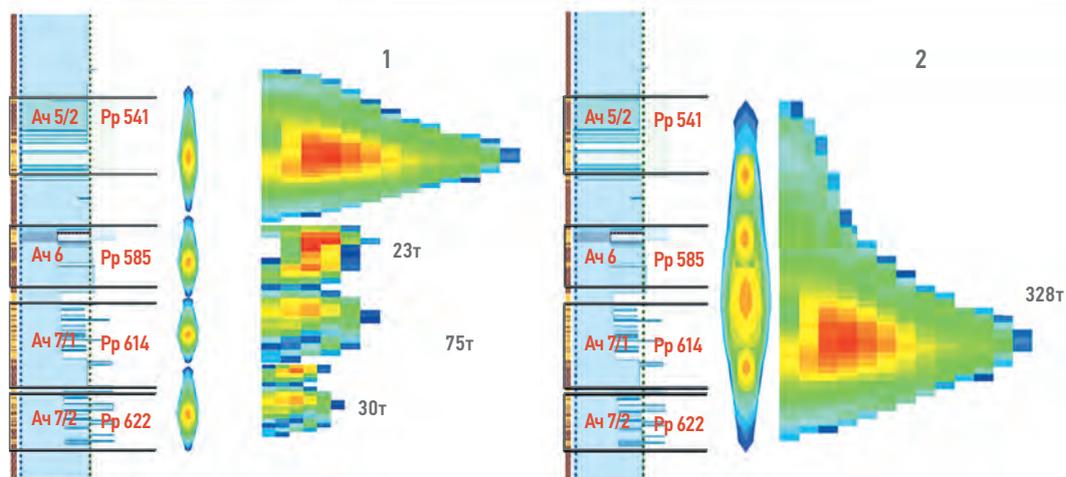


Рис. 9. Дизайн ГРП (1 — план, 2 — факт). Составлено авторами
 Fig. 9. Hydraulic fracturing design (1 — plan, 2 — fact). Compiled by the authors

в режиме притока на 6, 7 и 8 мм штуцере (при $P_{заб}=144,6, 81,8$ и $107,7$ атм) локализованы источники шума, связанные с движением флюида по трещинам ГРП в изучаемом объекте. Несмотря на неуставившийся режим по добыче (по данным устьевых замеров), наблюдалась высокая повторяемость данных термометрии и шумометрии на всех трех режимах работы скважины (штуцер 6, 7 и 8 мм). Согласно данным спектральной шумометрии отмечалась работа пары трещин ГРП на стадиях 1, 3 и 5. На 4-й, 5-й и 6-й стадиях ГРП кроме основных (планарных) трещин ГРП зарегистрированы дополнительные шумы, возможно, связанные с работой сети сопутствующих мелких трещин. 6-я стадия ГРП отличается наибольшим количеством основных (планарных) трещин ГРП и сопутствующих более мелких трещин. На 4-й стадии ГРП также отмечается наличие развитой сети мелких (сопутствующих) трещин ГРП. Также на 2-й

стадии ГРП отмечается работа только одной основной трещины ГРП. Работа трещин ГРП 0-й стадии отмечается наименьшей интенсивностью.

Термометрия (рис. 11, окно 6) оказалась достаточно информативной. Работа стадий ГРП отмечается аномалиями охлаждения. Между стадиями ГРП наблюдается характерный наклон за счет конвективного теплообмена. Градиент температурных кривых на притоке между стадиями ГРП соответствует скорости потока флюида — меньший градиент соответствует более высокой скорости потока. По данным влагометрии (рис. 11, окно 7) признаки углеводородов отмечаются со всех стадий ГРП. По совокупности данных комплекса геофизических исследований и результатам температурного моделирования [2] сделана оценка интенсивности работы перфорированных интервалов на основе расчета нормированного коэффициента теплоотдачи. Работающие интервалы, выделенные по термометрии, в целом согласуются с работающими мощностями по шумометрии. При смене штуцера интенсивность работы перфорированных интервалов в целом не изменяется: отмечается преимущественная работа пяточной части ствола, носочная часть работает слабо.

Вывод по текущим исследованиям: по плану согласно основным стрессам трещины были поперечные, поэтому они внесли основной вклад в добычу, хотя, в отличие от вертикальных скважин, оценить их работающую полудлину невозможно.

Следующий объект: Ач₃³, длина ГС составила 1075 м. При его изучении суммарно закачали



Рис. 10. Сравнение объемов закачки при различных стадиях ГРП.

Составлено авторами

Fig. 10. Comparison of injection volumes at different stages of hydraulic fracturing.
 Compiled by the authors

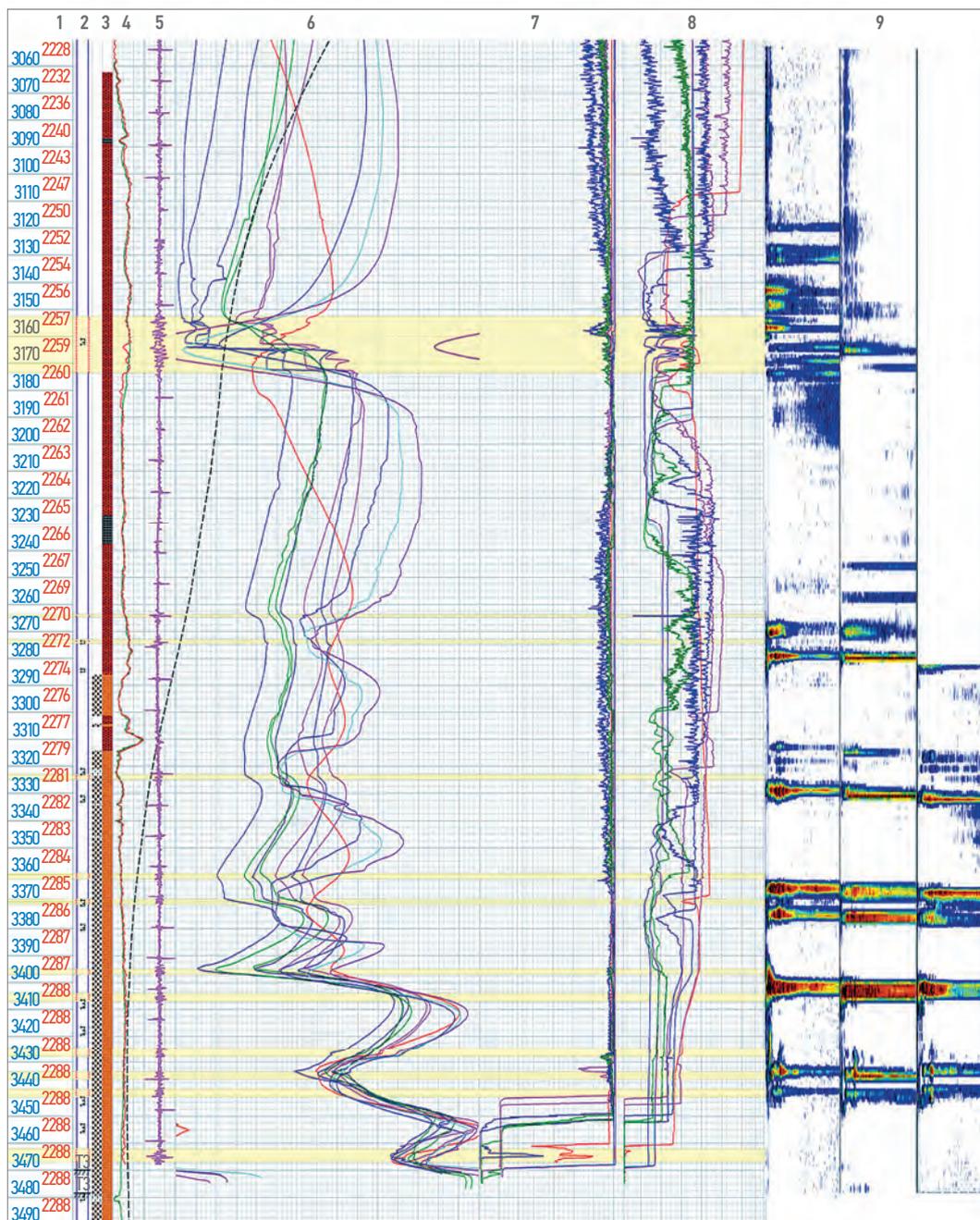


Рис. 11. Оценка работы трещин многостадийного гидроразрыва в режиме фонтанирования на разных штуцерах (колони: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение и литология; 4 — привязочные кривые ГК (гамма-картаж); 5 — магнитный локатор муфт; 6 — разновременная термометрия и траектория ствола; 7 — одноподатчиковая влагометрия; 8 — резистивиметрия; 9 — спектральная шумометрия). Составлено авторами

Fig. 11. Assessment of the operation of multistage hydraulic fracturing cracks in the gushing mode at different fittings (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation and lithology, 4 — GC binding curves (gamma logging), 5 — magnetic coupling locator, 6 — multi-time thermometry and trunk trajectory, 7 — single-sensor moisture measurement, 8 — resistivity, 9 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

304 т проппанта, т.е. по 38 т на каждую стадию ГРП (всего 8 стадий), по результатам которых провели ПГИ с целью определения профиля притока (рис. 12) и определили источник обводнения при освоении скважины компрессированием при доставке автономного геофизического оборудования на ГНКТ без пропускной токопроводящей жилы.

В работе использован стандартный комплекс, который не предусматривает замеры спектральной шумометрии, с помощью которой можно определить движение флюида по трещинам ГРП, а также зарегистрировать дополнительные шумы, связанные с работой сети сопутствующих мелких трещин.

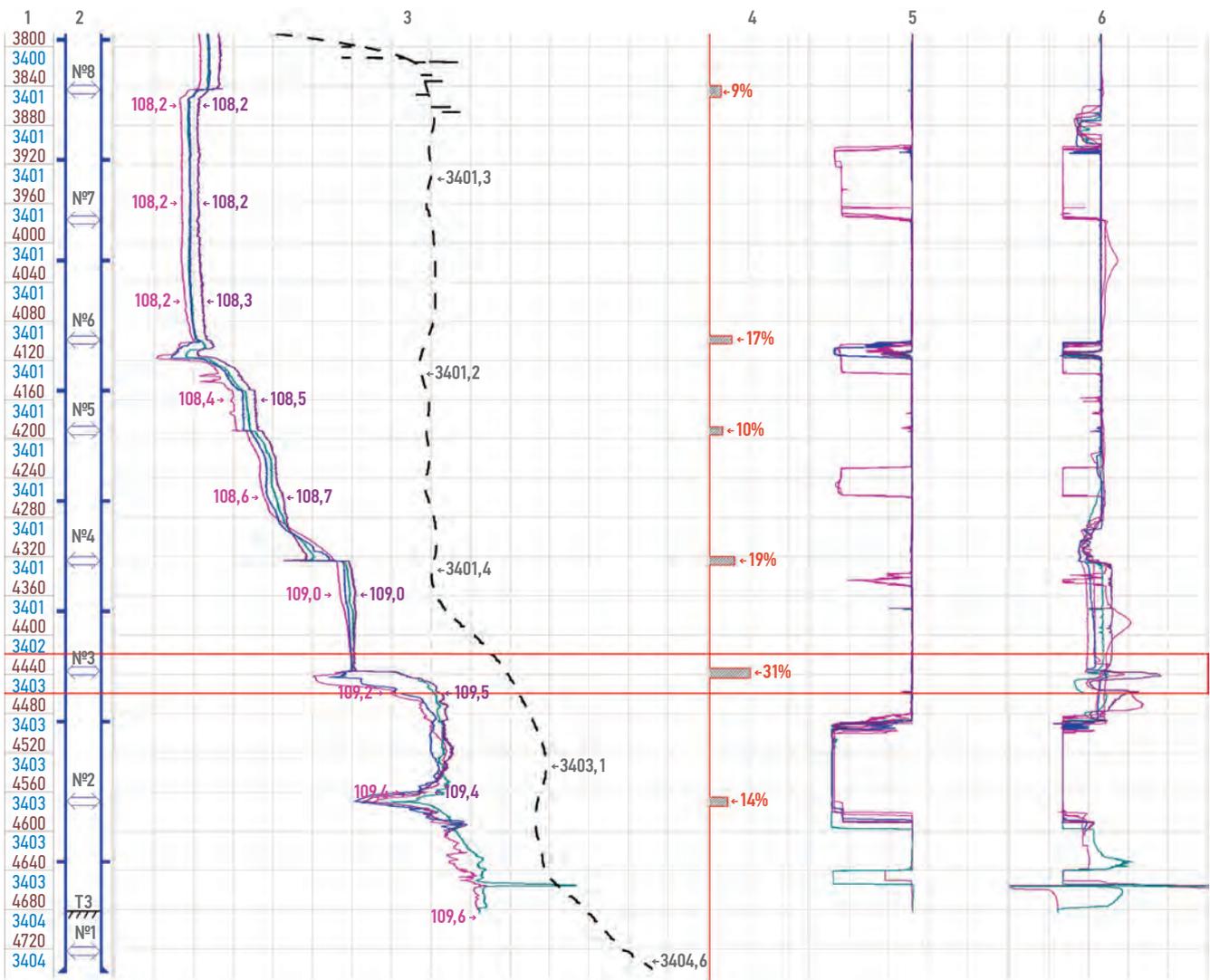


Рис. 12. Определение интервалов поступления флюида в горизонтальный ствол скважины изучаемого пласта (колонка: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — разновременная термометрия и траектория ствола; 4 — профиль; 5 — однодатчиковая влагометрия; 6 — резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 12. Determination of fluid flow intervals into the horizontal wellbore of the studied formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — multi-time thermometry and trunk trajectory, 4 — profile, 5 — single-sensor moisture measurement, 6 — resistivity). Compiled by the authors

Максимальная глубина прохождения прибора составила 4680,8 м. При работе на штуцере 4 мм дебит составил 431 м³/сут при оценочной депрессии 84 атм. По методам состава (рис. 12, окно 5), приток представлен водой с пленкой нефти. Отмечается относительно равномерный приток из всех портов ГРП, за исключением порта № 7 и находящейся ниже интервала исследований муфты ГРП № 1. Основной приток в скважину при созданной депрессии установлен из порта ГРП № 3. При создании депрессии поступающий флюид охлажден относительно модельной температуры (рис. 12, окно 3) пласта, что обусловлено проведенным ранее ГРП. Профиль притока (рис. 12, окно 4) количественно оценен по термомоделированию и уточнен на качественном уровне по комплексу методов: термометрия, влагометрия, резистивиметрия.

Механическая расходометрия в горизонтальном окончании скважины периодически забивалась осадком и по этой причине малоинформативна. Состав притока определен по комплексу методов: влагометрия, резистивиметрия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Данные исследований ВС показывают, что трещины даже при небольшом объеме закачки проппанта могут иметь высокие полудлины по простираю, что нужно учитывать при моделировании ачимовских объектов, так как существует вероятность захвата неперфорированных толщин, из-за чего фактическая продуктивность будет выше прогнозной.

- По результатам ПГИ в ВС по представленной технологии можно оценить высоту трещин.
- Рекомендуется рассмотреть возможность проведения такого рода исследований на всех объектах Ач на стадии оценки не только для понимания профиля притока, но и распространения (оценки высоты и связи между пачками) созданных ГРП трещин.
- При планировании исследований в ГС с МГРП нужно учитывать результаты ВС и иметь представление о возможной связи пачек после ГРП.
- При планировании исследований в ГС необходимо понимание, продольные

или поперечные трещины созданы, для подбора максимально информативной технологии и комплекса промыслово-геофизических исследований.

По результатам вышеизложенных данных при создании трещин ГРП можно своевременно предусмотреть рациональное заканчивание ГС [3]. Опыт показывает, что при разработке ачимовских объектов целесообразнее использовать компоновки с разделяющими пакерами и регулирующими клапанами.

Будущие исследования планируется сосредоточить в области подбора максимально эффективной технологии исследований для ГС с продольными трещинами гидроразрыва.

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа В 2 томах. Том 1: Основы гидродинамики-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. — М.: Издательство «Институт компьютерных исследований», 2020. — 676 с. <https://shop.rcd.ru/catalog/sovremennye-nelegazovye-tehnologii/19368/>
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф., Шарифутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(1). — С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В., Пахомов Е.С., Зыков А.С. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2022. — Вып. 2(37). — С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/irpng.2078-5712.202237.art9>
4. Билинчук А.В., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Ситников А.Н., Яковлев А.А., Шурунов А.В., Галеев, Р.Р., Колесников М.В. Промыслово-геофизический контроль разработки низкопроницаемых пластов в скважинах со сложным заканчиванием. Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 34–37. — Библиогр.: с. 37 (3 назв.). — ISSN 0028-2448.
5. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M., Bikkulov M., Uchuev R., Solodov S., Islamov R., Saitgareev I. Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs / Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020. DOI: 10.2118/201911-MS; <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

References

1. Kremensky M.I., Ipatov A.I. *Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields*. In 2 volumes. Volume 1: Fundamentals of hydrodynamic and geophysical control of development and monitoring of production. Moscow: Publishing house "Institute of Computer Research", 2020. 676 p. (In Russ.) <https://shop.rcd.ru/catalog/sovremennye-nelegazovyetehnologii/19368/>
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Sharafutdinov R.F., Yarulkin R.K. The experience of using simulators in the interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PROforma. Professionally about oil*. 2022, no. 7(1), pp. 99–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Mazhar V.A., Ridell A.A., Kolesnikov M.V., Pakhomov E.S., Zykov A.S. The experience of hydrodynamic studies in wells with complex structures. *Actual problems of oil and gas*. 2022, no. 2(37), pp. 127–138. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/irpng.20785712.2022-37.art9>
4. Bilinchuk A.V., Ipatov A.I., Kremensky M.I., Sitnikov A.N., Yakovlev A.A., Shurunov A.V., Galeev R.R., Kolesnikov M.V. Field and geophysical control of the development of low-permeability formations in wells with complex completion. *Oil industry*. 2018, no. 12, pp. 34–37. (In Russ.)
5. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M., Bikkulov M., Uchuev R., Solodov S., Islamov R., Saitgareev I. *Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs / Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020*. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/201911-MS>. <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.В. Колесников — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.П. Панарина — разработала общую концепцию статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mikhail V. Kolesnikov — developed the general concept of the article, prepared the text of the article, prepared the drawings for the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina P. Panarina — developed the general concept of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Викторович Колесников* — аспирант, АО «ВНИИнефть»; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
625048, Россия, г. Тюмень, 50 лет Октября, д. 14.
e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru
SPIN-код: 7682-6957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>

Екатерина Павловна Панарина — кандидат технических наук, руководитель направления, ООО «ЗН НТЦ», доцент, АО «ВНИИнефть»
SPIN-код: 5847-3560
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>

Mikhail V. Kolesnikov* — Postgraduate student, JSC VNIIneft; expert, Gazprom нефt company group 14, 50 let Oktyabrya, 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru
SPIN-code: 7682-6957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>

Ekaterina P. Panarina — Cand. Sci. (Tech.), Head of the department, LLC «ZN STC», Associate Professor, JSC «VNIIneft»
SPIN-code: 5847-3560
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МОДЕЛИ ТОНКОЙ ТРУБКИ С РАЗЛИЧНЫМИ ГАЗАМИ ЗАКАЧКИ ДЛЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2024



**В.К. Деревянко¹, Г.Д. Сергеев¹, А.В. Болотов^{1,*}, И.Ф. Минханов¹, М.А. Варфоломеев¹,
В.В. Чалин¹, В.А. Коваленко², А.Ю.Кушней², А.В. Ваганов², И.Р. Мукминов²**

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: gasdrive@yandex.ru

Цель. Определение минимального давления смесимости, основанного на результатах физического моделирования на модели тонкой трубки, при вытеснении нефти газом для условий ачимовских отложений. Сравнение эффективности метана и попутного нефтяного газа в качестве агента вытеснения.

Материалы и методы. Рекомбинация пластовой нефти производилась по двум направлениям — объединение всех сепараторных проб нефти и последующая рекомбинация, а также объединение глубоких проб пластовой нефти (частично дегазированных) с последующей рекомбинацией. Предварительная оценка минимального давления смесимости выполнялась на основе аналитической корреляции и pressure volume temperature (PVT) моделирования. Комплекс исследований по физическому моделированию проводился с использованием модели тонкой трубки — для определения динамики изменения вытеснения и хроматографами — для последующего анализа вышедших нефти и газа. Фильтрационные эксперименты выполнялись в соответствии с условиями ачимовских отложений.

Заключение. Путем физического моделирования на модели тонкой трубки определены коэффициенты вытеснения при закачке метана и попутного нефтяного газа (ПНГ). В ходе анализа полученных результатов оценена динамика изменения газового фактора, депрессии, компонентных составов газа и нефти в ходе фильтрационных экспериментов. На основе полученных данных определены режимы вытеснения и рассчитаны интервалы минимального давления смесимости (МДС): 45,03 МПа — для ПНГ; 45,89 МПа — для метана.

Ключевые слова: газовые методы увеличения нефтеотдачи, минимальное давление смесимости, slim tube, попутный нефтяной газ, метан, рекомбинированная модель нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: работа выполнена при поддержке Группы компаний «Газпром нефть» и за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета.

Для цитирования: Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Чалин В.В., Коваленко В.А., Кушней А.Ю., Ваганов А.В., Мукминов И.Р. Оценка эффективности вытеснения нефти газом путем проведения комплексных фильтрационных исследований на модели тонкой трубки с различными газами закачки для ачимовских отложений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>

Статья поступила в редакцию 21.08.2024

Принята к публикации 06.09.2024

Опубликована 27.12.2024

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF OIL DISPLACEMENT BY GAS USING COMPLEX FILTRATION STUDIES ON A SLIM TUBE MODEL WITH DIFFERENT INJECTION GASES FOR THE ACHIMOV DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

**Vadim K. Derevyanko¹, Gregory D. Sergeev¹, Alexander V. Bolotov^{1,*}, Ilgiz F. Minkhanov¹,
Mikhail A. Varfolomeev¹, Vladislav V. Chalin¹, Vyacheslav A. Kovalenko², Alexei Y. Kushney²,
Andrey V. Vaganov², Iskander R. Mukminov²**

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

²Gazprom Neft Company Group, RF, Saint Petersburg

E-mail: gasdrive@yandex.ru

Objective. Determination of the minimum miscibility pressure, based on the results of physical modeling on a slim tube model, during oil displacement by gas for the conditions of Achimov deposits. Comparison of the efficiency of methane and associated petroleum gas as a displacement agent.

Materials and methods. Recombination of reservoir oil was performed in two ways — combining all separator oil samples and further recombination, as well as combining reservoir oil samples (partially degassed) and further recombination. Preliminary estimation of the minimum miscibility pressure was performed based on analytical correlation and compositional (PVT — Pressure-Volume-Temperature) modeling. A set of physical modeling studies was performed using a slim tube model to determine the dynamics of displacement changes and chromatographs for further analysis of the released oil and gas. Filtration experiments were performed in accordance with the conditions of the Achimov deposits.

Conclusion. By means of physical modeling on a slim tube model, the displacement coefficients for methane and associated petroleum gas (APG) injection have been determined. During analysis of the obtained results the dynamics of gas/oil ratio, pressure drop, component compositions of gas and oil during filtration experiments was evaluated. On the basis of the obtained data the displacement modes were determined, and the intervals of the minimum miscibility pressure (MMP) were calculated: 45.03 MPa — for APG; 45.89 MPa — for methane.

Keywords: gas enhanced oil recovery methods, minimum miscibility pressure, slim tube, associated petroleum gas, methane, recombined oil model

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

Acknowledgement: the work was supported by Gazprom Neft Company Group and by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program.

For citation: Derevyanko V.K., Sergeev G.D., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Chalin V.V., Kovalenko V.A., Kushney A.Y., Vaganov A.V., Mukminov I.R. Evaluation of the efficiency of oil displacement by gas using complex filtration studies on a slim tube model with different injection gases for the Achimov deposits of Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>

Manuscript received 21.08.2024

Accepted 06.09.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

С целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на поздних стадиях разработки применяются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в том числе газовые, к которым относят закачку в пласт CO_2 , попутного нефтяного газа (ПНГ), метана (CH_4), азота (N_2). В последнее время число реализуемых проектов по внедрению газовых МУН растет [1], что связано с повышающимся интересом к разработке глубокозалегающих трудноизвлекаемых запасов с низкой проницаемостью, для которых закачка газовых агентов может являться оптимальным решением [2–4].

доставлять газ закачки и нагнетать его в пласт, что требует строительства газопроводной сети, установку компрессорного оборудования и т. д. [1]. Говоря об экономической целесообразности, в среднем стоимость проектов по закачке CO_2 выше, чем при закачке ПНГ [5], что в основном связано с высокими капитальными затратами на транспортировку CO_2 [6]. В этом случае целесообразным может являться закачка ПНГ, особенно на нефтяных месторождениях с высоким газосодержанием [7]. При этом реализация газовых МУН наиболее эффективна при условии достижения смеси-мости пластовой нефти и газа закачки: когда давление воздействия выше минимального давления смеси-мости (МДС). Сравнивая закачку ПНГ и чистого метана, можно утверждать, что достижение смеси-мости для системы «нефть — ПНГ» происходит при меньших давлениях, чем смеси-мость нефти и метана [8]. Общеизвестно, что увеличение доли метана в закачиваемом газе приводит к повышению величины МДС, а увеличение доли C_2+ фракции позволяет снизить МДС [9]. Для предварительного расчета МДС существует множество аналитических корреляций, которые основаны на составах жидкой и газовой фазы, термобарических условий пласта. Следует отметить, что данные математические зависимости позволяют получить

С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ МЕТАНА И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ АГЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ ПРОВЕДЕНО ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА МОДЕЛИ ТОНКОЙ ТРУБКИ, ОПРЕДЕЛЕНЫ КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫТЕСНЕНИЯ, ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА, ДЕПРЕССИИ, КОМПОНЕНТНЫХ СОСТАВОВ ГАЗОВ И НЕФТИ, УСТАНОВЛЕНА РЕЖИМЫ ВЫТЕСНЕНИЯ И ИНТЕРВАЛЫ МДС.

Для внедрения газовых МУН необходимо создать инфраструктуру, позволяющую

лишь ориентировочные значения МДС для определенной системы «нефть — газ», а достоверные результаты получают на основе лабораторных экспериментов. Среди существующих методов определения МДС широко применяемым является исследование вытеснения на модели тонкой трубки (Slim tube) [10], преимуществом которого является то, что при созданных пластовых термобарических условий проводится исследование процесса многоконтактной смесимости в динамике при вытеснении нефти газом при пластовых условиях.

В данной работе представлены результаты комплекса лабораторных исследований, выполненных с целью определения режима вытеснения пластовой нефти в ачимовских отложениях моделью ПНГ и метана.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сведения об объекте исследования представлены в табл. 1.

МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Рекомбинированная модель нефти готовилась при помощи установки рекомбинации проб AMR-T1000.15 с рабочим объемом ячейки 3 л. Термодинамические исследования проб проводились с использованием установки для исследования свойств пластовых флюидов AMR-F 1004 с поворотной PVT-ячейкой. Определение состава неорганических и углеводородных газов проводилось на хроматографе «Хроматэк-Кристалл» 5000 с пламенно-ионизационным детектором и тремя детекторами по теплопроводности. Фракционный состав нефти определялся методом имитированной дистилляции с использованием хроматографа Agilent 7890B Gas Chromatograph. Определение молярной массы методом криоскопии в бензоле проводилось на криостате КРИО-ВТ-12. Замер плотности жидкости и газа под избыточным давлением — цифровой плотномер Anton Paar DMA НРМ.

Исследования режимов вытеснения нефти при закачке газовых агентов проводились на фильтрационной установке (рис. 1) с использованием тонкой трубки в качестве модели пласта (длина — 20 м, внутренний диаметр — 4 мм, проницаемость по азоту — 3 Д, рабочее давление — 70 МПа).

Начальным этапом исследований являлась подготовка рекомбинированной пробы нефти и модельного газа. Процедура подготовки и проведения фильтрационных

Таблица 1. Сведения об исследуемом пласте
Table 1. Information about the studied reservoir

Параметр	Е.И.	Значение
Пласт (горизонт)	-	ачимовские отложения
Пластовое давление	МПа	54,2
Пластовая температура	°С	95,8

экспериментов по определению коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) на модели тонкой трубки описана в работе [4]. Всего по представленной методике проведено восемь фильтрационных экспериментов (табл. 2).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исходя из вышеобозначенных целей и задач по лабораторному сопровождению проекта газовых МУН на низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений произведен отбор проб пластовых флюидов в потребном объеме, включающем в себя

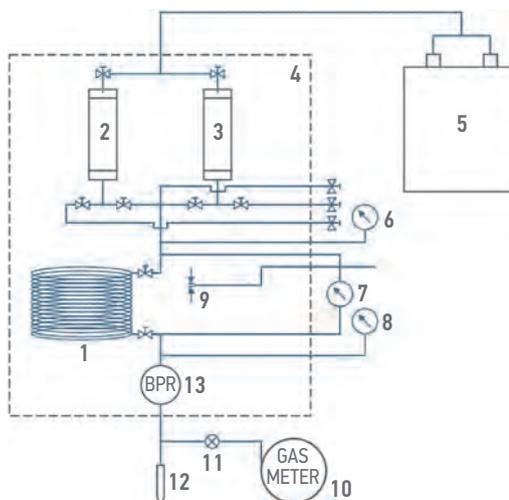


Рис. 1. Принципиальная схема фильтрационной установки. Составлено авторами

- 1 — тонкая трубка; 2, 3 — поршневой цилиндр соответственно с газом и нефтью; 4 — сушильный шкаф; 5 — плунжерный насос; 6, 7, 8 — датчик давления соответственно на входе в модель, дифференциального и на выходе модели;
- 9 — термопара; 10 — газовый счетчик;
- 11 — пробоотборник газа сепарации; 12 — бюретка для измерения объема сепарированной нефти;
- 13 — регулятор обратного давления

Fig. 1. Principle scheme of the filtration unit. Compiled by the authors

- 1 — slim tube; 2, 3 — piston cylinder with gas and oil respectively; 4 — drying box; 5 — plunger pump; 6, 7, 8 — pressure gauge respectively at the model inlet, differential and at the model outlet; 9 — thermocouple; 10 — gas counter; 11 — separation gas sampler; 12 — burette for measuring the volume of separated oil; 13 — back pressure regulator

Таблица 2. Дизайн проведения фильтрационных экспериментов на модели тонкой трубки
Table 2. Design of filtration experiments on a slim tube model

Эксперимент, №	Давление, МПа	Температура, °С	Скорость закачки газа, см ³ /час	Газ закачки
1	38	95,8	6	ПНГ
2	42			ПНГ
3	47			ПНГ
4	45			ПНГ
5	38			Метан
6	43			Метан
7	46			Метан
8	49			Метан

как поверхностные пробы устьевого нефти, сепараторные пробы газа и насыщенной нефти, так и глубинные пробы. По результатам входного контроля и проведенной оценки качества данных проб, подтверждающей удовлетворительную сходимость интенсивных параметров проб насыщенной нефти, составов газа сепарации, подготовительные работы велись по двум направлениям — объединение всех сепараторных проб нефти в один объем для последующего донасыщения газом сепарации на заданное значение газового фактора. Аналогичная процедура по объединению, гомогенизации и донасыщению также проводилась и для глубинных проб пластовой нефти.

Данный подход позволил осуществить подготовку двух пластовых систем, обладающих сходимостью компонентного состава, объемного и фазового поведения, в объемах необходимых для проведения заявленного комплекса исследований. Всего в заданных пластовых термобарических условиях подготовлено порядка 3 л объединенной целевой рекомбинированной пробы (далее ОЦРП), полученной в результате донасыщения объединенных сепараторных проб, а также 1,5 л объединенной глубинной рекомбинированной пробы (далее ОГРП), исходным материалом для которой являлись глубинные пробы пластовой нефти. Данный объем проб гарантирует условие того, что в ходе проведения заявленного комплекса работ каждый отдельно взятый эксперимент по широкому спектру исследовательских направлений проведен с использованием идентичных проб. В табл. 3 представлены сводные результаты комплекса РVT-исследований проб ОЦРП и ОГРП.

На рис. 2 и 3 представлены зависимости давления насыщения нефти газом и объемного коэффициента от газосодержания для исследуемых проб. Отдельно отметим,

что на графиках маркерами также обозначены результаты исследования промежуточных состояний целевых проб — объединенной сепараторной пробы насыщенной нефти (ОП), результаты её тестовой рекомбинации на малом объеме, для подтверждения свойств целевых проб, а также исследования двух глубинных проб. Аппроксимирующая линия, которой принадлежат как целевые пробы, так и исходные пробы пластовых флюидов с их промежуточными состояниями, которые соответствуют различным этапам подготовки рекомбинированных проб, по своей сути описывает коэффициент растворимости газа для данного объекта разработки.

Помимо подготовки проб жидкости, характеризующей модель пластовой нефти целевого объекта разработки, также подготовлен потребный объем газа закачки. Состав и свойства модели ПНГ представлены в табл. 4. При подготовке к исследованиям на модели тонкой трубке разработан дизайн фильтрационных экспериментов по определению коэффициента вытеснения. В качестве первого шага экспресс-оценки значения МДС применены корреляционные зависимости Firoozabadi [11] и Maklavani [12]. Данные корреляционные зависимости основаны на связи МДС и термобарических условий пласта (давление и температура), компонентного состава нефти (табл. 3) и закачиваемого газа (табл. 4) (содержание метана, доля CO₂, доля средних компонентов в нефти C₂–C₄, молярная масса компонентов). Результаты расчета представлены в табл. 5.

Результаты расчета МДС находятся в широком диапазоне значений (табл. 5). Следует отметить ограничения при использовании корреляции Maklavani: при расчете значения МДС один из параметров (содержание метана в пластовой нефти) выходит из доверительного интервала 6–55% мольн. По корреляции Firoozabadi не представлено

Таблица 3. Сводные результаты комплекса PVT-исследований
Table 3. Summary results of the PVT-research

Компонент	Молярная масса, г/моль	Содержание, % мольн.	
		ОЦРП	ОГРП
N2	28,0135	-	0,0217
CO2	44,01	0,2959	0,4002
C1	16,043	56,9166	56,1081
C2	30,07	5,2808	5,9266
C3	44,097	4,6183	4,7263
IC4	58,123	0,7616	0,7092
NC4	58,123	2,7736	2,5176
IC5	72,15	0,8827	0,7594
NC5	72,15	1,4465	1,2492
C6	84	2,2153	1,9999
C7	96	3,5723	3,4814
C8	107	3,3935	3,4342
C9	121	1,9903	2,0521
C10	134	1,4976	1,5355
C11	147	1,2129	1,2657
C12	161	1,0305	1,1143
C13+	-	12,1115	12,6984
MM C13+		230,48	231,59
Параметр		ОЦРП	ОГРП
- давление насыщения при пластовой температуре*, МПа		33,549	33,480
- объемное газосодержание, м ³ /м ³		265,085	263,338
- массовое газосодержание, м ³ /т		312,861	308,353
- объемный коэффициент при пластовом давлении**		1,716	1,714
- плотность насыщенной нефти при пластовом давлении, кг/м ³		653,681	656,914
- сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³		847,293	854,015
- молярная масса пластовой нефти, г/моль		74,72	76,29
- молярная масса сепарированной нефти, г/моль		218,59	225,29
* при пластовой температуре 95,8 °С			
** при пластовом давлении 54,23 МПа			

ограничений по свойствам флюида и термобарическим условиям, однако, в отличие от Maklavani, не учитываются физико-химические свойства газа закачки.

Отметим, что корреляционные зависимости, предложенные в открытой печати, позволяют выполнить только предварительную оценку МДС и могут применяться в качестве первоначального подхода для прогноза ступеней давления в лабораторных экспериментах для определения

режима вытеснения (табл. 2). Закачка газовых агентов в смешанном режиме наиболее предпочтительна, так как позволяет достигнуть максимальную эффективность благодаря массообменным процессам между флюидами.

Дополнительно проведена оценка МДС по построенной PVT-модели, согласно методике, приведенной в работе [13]. Значение МДС для ПНГ и метана по результатам PVT-моделирования составляла от 43 до 49 МПа,

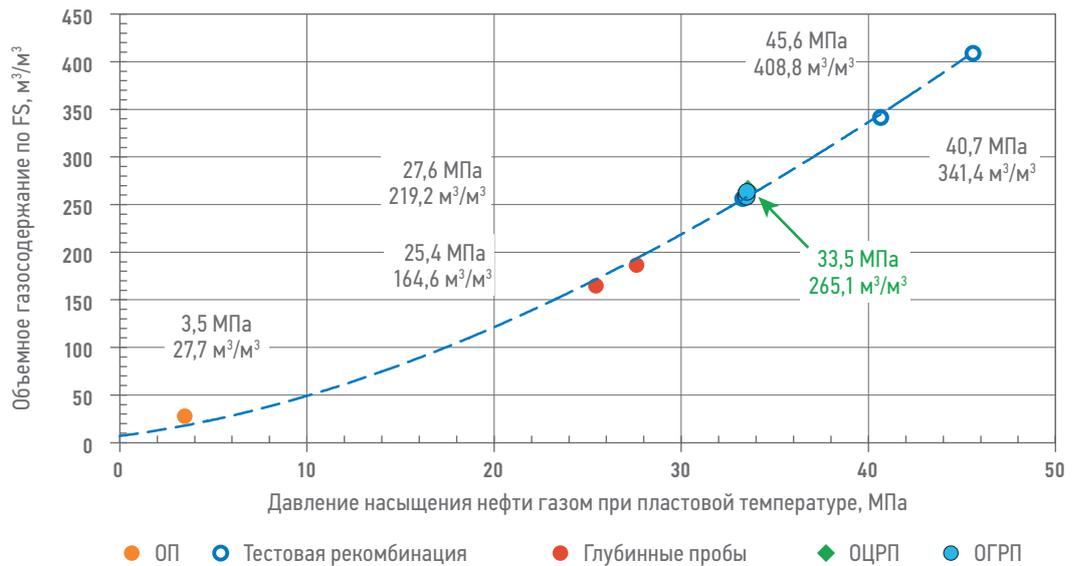


Рис. 2. Зависимость газосодержания от давления насыщения пластовых флюидов. Составлено авторами
 Fig. 2. Dependence of gas content on saturation pressure of formation fluids. Compiled by the authors

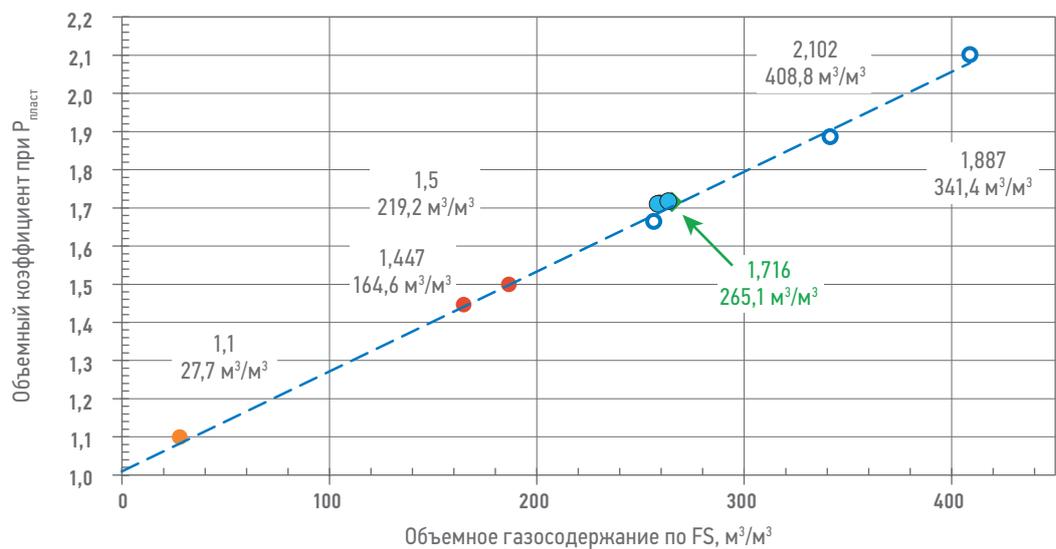


Рис. 3. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания пластовых флюидов. Составлено авторами
 Fig. 3. Dependence of volume coefficient on gas content of formation fluids. Compiled by the authors

в зависимости от группировки компонентного состава. Для оценки режима вытеснения в фильтрационных экспериментах использовался следующий критерий — величина коэффициента вытеснения нефти при прокачке 1,2 порового объема (п.о.) газового агента ($K_{\text{выт}} \geq 90\%$ — режим смесимости) [14]. Первая серия фильтрационных экспериментов проведена с использованием пробы пластовой нефти ОЦРП и ПНГ в качестве газа вытеснения. Первый фильтрационный эксперимент по закачке ПНГ проведен при давлении 38 МПа. При прокачке 1,2 п.о. получен коэффициент вытеснения 59,3 %, что соответствует несмесимому режиму. Следующей

ступенью давления решено принять 42 МПа. В ходе вытеснения получен коэффициент вытеснения 78,4 % при прокачке 1,2 п.о., что аналогично предыдущей ступени давления и свидетельствует о несмесимом режиме вытеснения. В зоне достижения смешанного режима проведено два эксперимента при давлении 45 и 47 МПа. Коэффициенты вытеснения составили 96,4 и 96,8 %, соответственно. При проведении всех фильтрационных экспериментов газовый фактор (ГФ) до прорыва газа был стабильным и соответствовал начальному значению. Наиболее ранний прорыв наблюдался в экспериментах при низких ступенях давления 38 и 42 МПа — 0,3 и 0,7 п.о.,

Таблица 4. Состав и свойства газа закачки
Table 4. Composition and properties of injection gas

Компонент	Молярная масса, г/моль	Содержание, % мольн.
N ₂	28,0135	0,1230
CO ₂	44,01	0,5099
C1	16,043	87,7562
C2	30,07	6,1404
C3	44,097	3,4217
NC4	58,123	1,3129
NC5	72,15	0,3580
C6	84	0,3780
Сумма	-	100,0000
Молярная масса, г/моль		19,03171
Коэффициент сжимаемости		0,9972
Плотность при 20 °С, кг/м ³		0,7934
Относительная плотность		0,6587
Низш. теплота сгорания, кДж/м ³		38,49
Выш. теплота сгорания, кДж/м ³		42,53
Низш. число Воббе, МДж/м ³		47,42
Выш. число Воббе, МДж/м ³		52,40

Таблица 5. Рассчитанные значения МДС для различных газов закачки
Table 5. Calculated MMP values for different injection gases

Корреляционная зависимость	Критерии применимости корреляции	МДС, МПа
Maklavani	1) Пластовая температура от 54 до 149 °С, 2) Концентрация метана в нефтяной фазе от 6 до 55 % мольн., 3) Молярная масса C7+ от 120 до 302 г/моль, 4) Концентрация C2-C6 компонентов в нефтяной фазе от 1 до 63 % мольн., 5) Концентрация C2+ от 0 до 48 % мольн., 6) Молярная масса C2+ в газе закачки от 0 до 72 г/моль	ПНГ — 39,48 Метан — 43,35
Firoozabadi	-	ПНГ — 44,23 Метан — 44,23

что соответствует интервалам изменения компонентного состава газа (рис. 5). Наиболее поздний прорыв газа — 0,9 п.о. происходил при смешанном режиме вытеснения при ступенях давления 45 и 47 МПа соответственно. Следует отметить, что стабилизация депрессии на модели тонкой трубки для экспериментов в смешанном режиме наблюдается в интервале 0,9–1,5 п.о., что соответствует резкому сокращению объема вытесненной нефти из модели пласта, увеличению ГФ и стабилизации газа по компонентному составу, соответствующего начальному газу закачки (рис. 5).

Для оценки влияния жирных компонент в закачиваемом газе на значение МДС принято решение о проведении следующей серии фильтрационных экспериментов

на аналогичных давлениях с метаном в качестве агента закачки и пробой нефти ОГРП (рис. 6).

Первый фильтрационный эксперимент по закачке метана проведен при давлении 38 МПа. При закачке 1,2 п.о. получен коэффициент вытеснения 43,2 %, что соответствует несмешанному режиму и на 16,1 % меньше, чем в аналогичном эксперименте по закачке ПНГ. Следующей ступенью решено принять давление 43 МПа. В ходе вытеснения получен коэффициент вытеснения 74,2 % при прокачке 1,2 п.о., что так же свидетельствует несмешанном режиме вытеснения. Близким к смешанному режиму было вытеснение метаном при давлении 46 МПа — коэффициент вытеснения составил 89,0 %. В зоне достижения смешанного режима

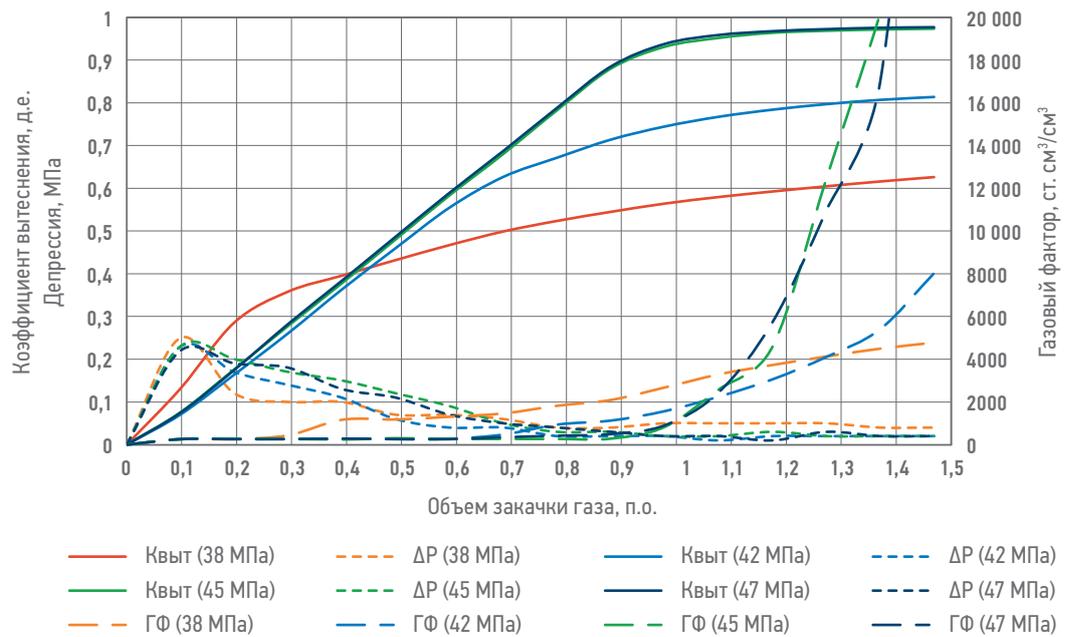


Рис. 4. Динамика коэффициента вытеснения, газового фактора и депрессии в зависимости от объема закачки газа при закачке ПНГ. Составлено авторами
Fig. 4. Dynamics of displacement coefficient, gas/oil ratio and pressure drop as a function of gas injection volume during APG injection. Compiled by the authors

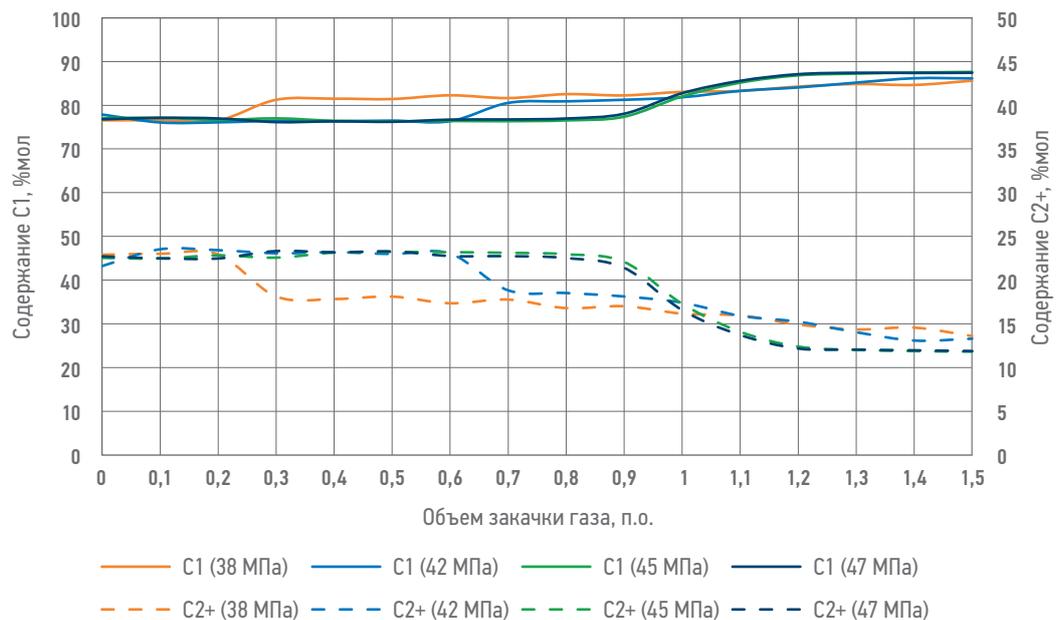


Рис. 5. Динамика изменения компонентного состава газа в зависимости от объема закачки газа при закачке ПНГ. Составлено авторами
Fig. 5. Dynamics of changes in gas component composition depending on the volume of gas injection during APG injection. Compiled by the authors

проведен эксперимент при давлении 49 МПа и получен Кывт 93,9 %. Стоит отметить, что даже при ступенях давления выше на 1 МПа (эксперименты 6–7) и на 2 МПа (эксперимент 8) относительно экспериментов на ПНГ (эксперименты 2–4), коэффициенты вытеснения при закачке метана оказались значительно ниже — на 4,2, 7,4, 2,9 % в экспериментах 6–8 соответственно.

При проведении экспериментов с применением метана в качестве агента вытеснения наблюдаются аналогичные записки ПНГ интервалы прорыва газа (рис. 6 и 7). Следует отметить, что наименьшие значения коэффициентов вытеснения получены при закачке метана в экспериментах на наименьших ступенях давления 38 и 43 МПа, в которых наблюдался

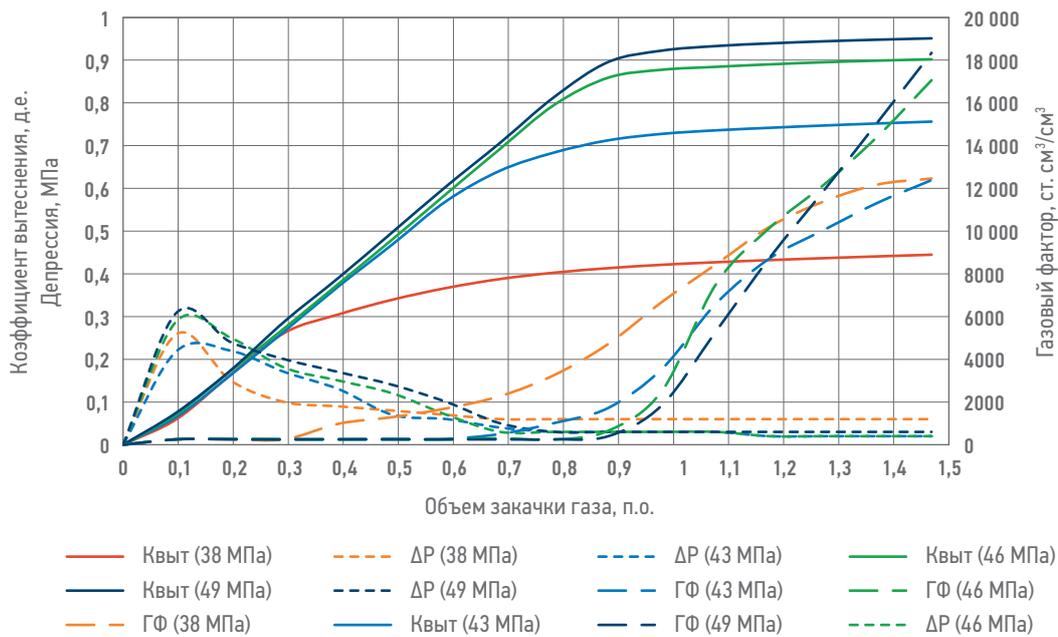


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента нефтевытеснения, газового фактора и депрессии в зависимости от объема закачки газа при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of changes in oil displacement coefficient, gas/oil ratio and pressure drop depending on the volume of gas injection during methane injection. Compiled by the authors

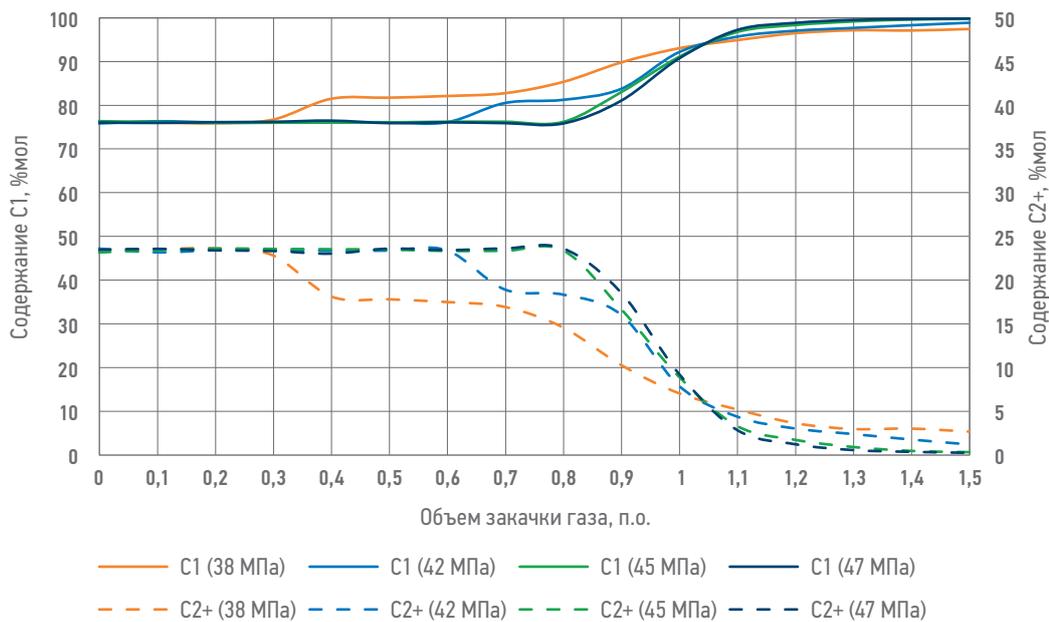


Рис. 7. Динамика изменения компонентного состава газа в зависимости от объема закачки газа при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 7. Dynamics of changes in gas component composition depending on the volume of gas injection during methane injection. Compiled by the authors

несмесьный режим вытеснения. Ранние прорывы газа (в интервале 0,3–0,7 п.о.) подтверждают данное наблюдение. Сводные результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 6. По полученным коэффициентам вытеснения пластовой нефти ПНГ и метаном (табл. 6) и соответствующим давлениям нагнетания рассчитаны средние значения МДС

по нескольким методам статистической регрессии (табл. 7, рис. 8 и 9). Значение МДС определялось по зависимостям коэффициентов вытеснения от давления закачки агента. Следует отметить, что одним из наиболее распространенных приемов определения точки излома является проведение линейных трендов для максимальных значений коэффициентов

Таблица 6. Сводные результаты экспериментов по определению режима вытеснения на модели тонкой трубки
Table 6. Summary results of experiments to determine the displacement mode on the slim tube model

Эксперимент, №	Давление, МПа	Газосодержание (начальное/ достигнутое при 1.2 п.о.), см ³ /см ³	K _{выт} нефти при 1,2 п.о. по объему, %	Газ закачки	Рекомбинированная проба	Тип вытеснения нефти газом
1	38	257/3732	59,3	ПНГ	ОЦРП	несмесимый
2	42	254/3061	78,4	ПНГ	ОЦРП	несмесимый
3	45	259/4597	96,4	ПНГ	ОЦРП	смесимый
4	47	257/5746	96,8	ПНГ	ОЦРП	смесимый
5	38	253/10204	43,2	Метан	ОГРП	несмесимый
6	43	255/8733	74,2	Метан	ОГРП	несмесимый
7	46	251/10165	89,0	Метан	ОГРП	несмесимый
8	49	251/8768	93,9	Метан	ОГРП	смесимый

Таблица 7. Сопоставление методов статистической регрессии экспериментальных данных по вытеснению ПНГ и метаном
Table 7. Comparison of statistical regression methods of experimental data on APG and methane displacement

Метод статистической регрессии	Пороговые значения K _{выт} , %	МДС при вытеснении ПНГ, МПа	МДС при вытеснении метаном, МПа
Восходящий тренд по трем точкам и K _{выт} — 90%/95%	90	43,94	46,01
	95	44,89	46,87
Восходящий тренд по двум первым точкам и K _{выт} — 90%/95%	90	44,43	45,55
	95	45,48	46,35
Пересечение линейных трендов (точка перегиба)	–	45,16–45,80	45,17–45,77
Среднее значение МДС ± ст. отклонение, МПа	–	45,03 ± 0,13	45,89 ± 0,12

вытеснения (смесимый режим) и его возрастающих значений при более низких давлениях (несмесимый режим). Пересечение этих трендов и указывает на значение МДС [14]. В случае недостаточно четкой точки излома определяется интервал значений МДС, и точка на границе смешивающегося

и несмешивающегося режима может использоваться дважды в качестве общей. Альтернативным способом является построение линейной регрессии коэффициентов вытеснения для несмешивающихся испытаний в тонкой трубке и поиск точки пересечения со значением абсциссы, равным пороговому

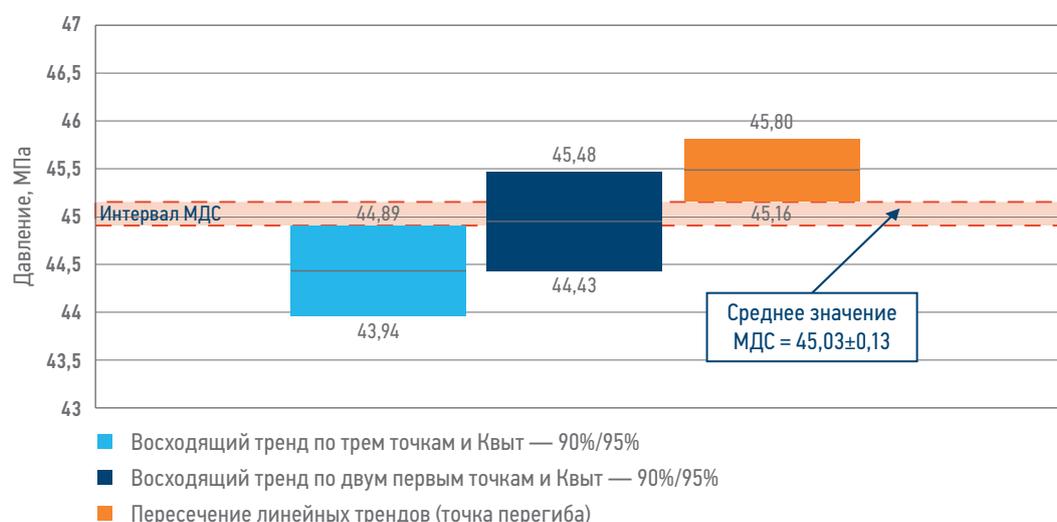


Рис. 8. Сопоставление линейных экстраполяций и пересечений по экспериментальным значениям для оценки МДС при закачке ПНГ. Составлено авторами

Fig. 8. Comparison of linear extrapolations and intersections from experimental values to estimate MMP for APG injection. Compiled by the authors

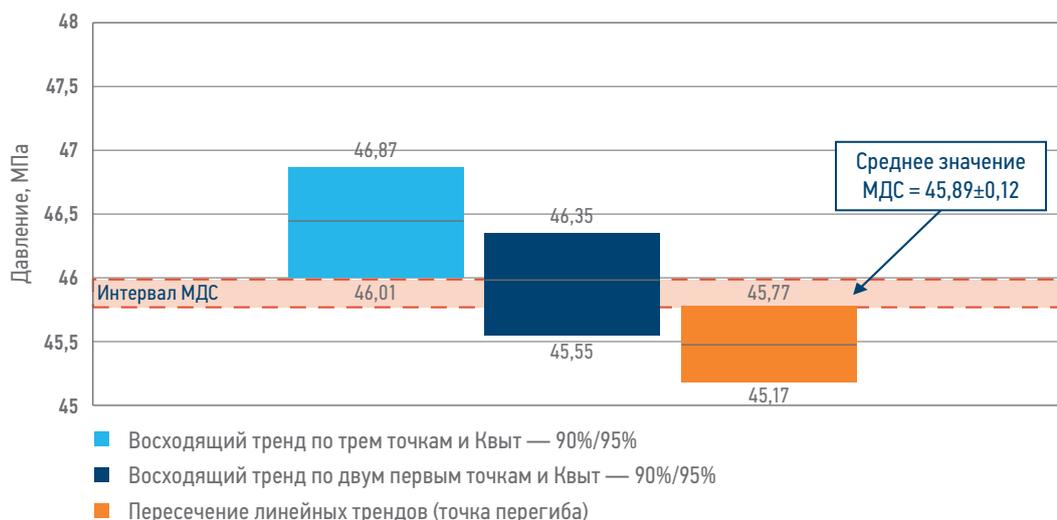


Рис. 9. Сопоставление линейных экстраполяций и пересечений по экспериментальным значениям для оценки МДС при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 9. Comparison of linear extrapolations and intersections from experimental values to estimate MMP for methane injection. Compiled by the authors

значению 90 и 95 %. Следовательно, значение МДС указывается в небольшом диапазоне давлений, так как пороговое значение коэффициента вытеснения не может быть выбрано однозначно (табл. 7, рис. 8 и 9).

ВЫВОДЫ

Проведение комплексных исследований на модели тонкой трубки позволило определить значение МДС для различных газовых агентов закачки в пласты ачимовских отложений Западной Сибири. Значения МДС для каждого газа закачки даны в узких диапазонах, так как расчет производился

по нескольким методам статистической регрессии для нахождения более достоверных значений. Закономерно наибольшие коэффициенты вытеснения наблюдались при закачке ПНГ, где значение МДС составило в среднем 45,03 МПа. Следует отметить, что данный ПНГ достаточно сухой, так как содержание метана составляет 87,8 %. Схожая динамика вытеснения и значений МДС при закачке ПНГ и метана для пластов ачимовских отложений позволяют говорить о достаточно близкой эффективности обоих агентов и, соответственно, об их возможной взаимозаменяемости. Дальнейший выбор вытесняющего агента предлагается делать на основе технико-экономических расчетов.

Список литературы

1. Zhao-xia Liu, Yan Liang, Qiang Wang, Yong-jun Guo, Ming Gao, Zheng-bo Wang, Wan-lu Liu. Status and progress of world-wide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107449.
2. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A Literature Review of CO₂, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, no. 34(5), pp. 5331–5538.
3. Sorokin A.S., Bolotov A.V., Nuriev D.R., Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A. Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*. 2022, no. 10(12), pp. 2620.
4. Derevyanko V.K., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Usmanov S.A., Saifullin E.R., Sagirov R.N. (2023, November). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation / In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D031S015R008). SPE.
5. Luiz Felipe Niedermaier Custodio, Cleyton de Carvalho Carneiro. Global enhanced oil recovery assessment: A comprehensive data-driven analysis using self-organizing maps. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, pp. 212771.
6. Dorcas S. Eyinla, Smith Leggett, Foued Badrouchi, Hossein Emadi, Olajide J. Adamolekun, Olumuyiwa T. Akinsanpe. A comprehensive review of the potential of rock properties alteration during CO₂ injection for EOR and storage. *Fuel*. 2023, vol. 353.
7. Ning Yanrui, Kazemi Hossein. Ethane-Enriched Gas Injection EOR in Niobrara and Codell: A Dual-Porosity Compositional Model. 2018.
8. Steven B. Hawthorne, David J. Miller, Carol B. Grabanski, Lu Jin. Experimental Determinations of Minimum Miscibility Pressures Using Hydrocarbon Gases and CO₂ for Crude Oils from the Bakken and Cut Bank Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, vol. 34(5), pp. 6148–6157.
9. Salari Sardari F., Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.* 2017, no. 12, pp. 230–246.
10. Dindoruk B., Johns R., and Franklin M. Orr. Measurement and Modeling of Minimum Miscibility Pressure: A State-of-the-Art Review. *SPE Res Eval & Eng* 24. 2021, pp. 367–389.
11. Firoozabadi A., Aziz K. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure. *SPE Reservoir Engineering*, 1986, vol. 1, issue 06. Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.

12. Maklavani A.M. [et al.] New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Brazilian journal of petroleum and gas*. 2010, vol. 4, issue 1, pp. 11–18. Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpgg/index.php/bjpgg/article/view/83/116>

13. Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., М.А. Варфоломеев, А.С. Сорокин, Коваленко В.А., Пенгун А.В., Федоровский С.А., Сероплян Р.Ю., Морозов М.А., Еремеев Д.М. Сравнение эффективности вытеснения нефти при закачке углекислого и нефтяного газов на Царичанском + Филатовском месторождении // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 01. — С. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-34-39>.

14. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and corefood tests. *Fuel*. 015, no. 161, pp. 146–156.

References

1. Zhao-xia Liu, Yan Liang, Qiang Wang, Yong-jun Guo, Ming Gao, Zheng-bo Wang, Wan-lu Liu. Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107449.

2. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A Literature Review of CO₂, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, no. 34(5), pp. 5331–5538.

3. Sorokin A.S., Bolotov A.V., Nuriev D.R., Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A. Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*. 2022, no. 10(12), pp. 2620.

4. Derevyanko V.K., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Usmanov S.A., Saifullin E.R., Sagirov R.N. (2023, November). *Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation* / In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D031S015R008). SPE.

5. Luiz Felipe Niedermaier Custodio, Cleyton de Carvalho Carneiro. Global enhanced oil recovery assessment: A comprehensive data-driven analysis using self-organizing maps. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024, pp. 212771.

6. Dorcas S. Eyinla, Smith Leggett, Foued Badrouchi, Hossein Emadi, Olajide J. Adamolekun, Olumuyiwa T. Akinsanpe. A comprehensive review of the potential of rock properties alteration during CO₂ injection for EOR and storage. *Fuel*. 2023, vol. 353.

7. Ning Yanrui, Kazemi Hossein. *Ethane-Enriched Gas Injection EOR in Niobrara and Codell: A Dual-Porosity Compositional Model*. 2018

8. Steven B. Hawthorne, David J. Miller, Carol B. Grabanski, and Lu Jin. Experimental Determinations of Minimum Miscibility Pressures Using Hydrocarbon Gases and CO₂ for Crude Oils from the Bakken and Cut Bank Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, vol. 34(5), pp. 6148–6157.

9. Salari Sardari F., Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.* 2017, no. 12, pp. 230–246.

10. Dindoruk B., Johns R., and Franklin M. Orr. Measurement and Modeling of Minimum Miscibility Pressure: A State-of-the-Art Review. *SPE Res Eval & Eng* 24, 2021, pp. 367–389.

11. Firoozabadi A., Aziz K. *Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure*. SPE Reservoir Engineering. 1986, vol. 1, issue 06. Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.

12. Maklavani A.M. [et al.] New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Brazilian journal of petroleum and gas*. 2010, vol. 4, issue 1, pp. 11–18. Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpgg/index.php/bjpgg/article/view/83/116>

13. Derevyanko V.K. et al. Comparison of oil displacement efficiency during associated petroleum gas and carbon dioxide injection at Tsarichanskoye + Filatovskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2023, vol. 2023, no. 01, pp. 34–39. (In Russ.)

14. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and corefood tests. *Fuel*. 015, no. 161, pp. 146–156.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.К. Деревянко — разработка концепции статьи, обзор публикаций по теме статьи, интерпретация данных физического моделирования, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Г.Д. Сергеев — получение PVT данных для анализа. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Болотов — разработка концепции статьи, развитие методического подхода физического моделирования, интерпретация данных физического моделирования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Ф. Минханов — разработка концепции статьи, обзор публикаций по теме статьи, интерпретация данных физического моделирования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Варфоломеев — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Чалин — разработка концепции статьи, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vadim K. Derevyanko — developed the article concept, review of publications on the topic of the article, interpretation of physical modeling data, prepared the text and figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Gregory D. Sergeev — obtaining PVT data for analysis. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander V. Bolotov — developed the article concept, development of a methodical approach to physical modeling, interpretation of physical modeling data. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilgiz F. Minkhanov — developed the article concept, review of publications on the topic of the article, interpretation of physical modeling data. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Mikhail A. Varfolomeev — developed the article concept, final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vladislav V. Chalin — developed the article concept, prepared the text and figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

В.А. Коваленко — разработка концепции статьи, анализ данных PVT моделирования, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Ю. Кушней — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ваганов — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Р. Мукминов — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vyacheslav A. Kovalenko — developed the article concept, PVT simulation data analysis, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexei Y. Kushney — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey V. Vaganov — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Iskander R. Mukminov — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вадим Константинович Деревянко — младший научный сотрудник, ассистент, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Георгий Дмитриевич Сергеев — младший научный сотрудник, инженер, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Александр Владимирович Болотов* — ведущий научный сотрудник, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет 420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1.
e-mail: gasdrive@yandex.ru
Web of Science: U-4288-2019
SPIN-код: 7868-7574
Scopus: 57197323287

Ильгиз Фаильевич Минханов — младший научный сотрудник, старший преподаватель, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Михаил Алексеевич Варфоломеев — ведущий научный сотрудник, заведующий кафедрой, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Владислав Валерьевич Чалин — лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Вячеслав Андреевич Коваленко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Юрьевич Кушней — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Валерьевич Ваганов — руководитель программ проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Искандер Раисович Мукминов — заместитель исполнительного директора по геологии, Группа компаний «Газпром нефть»

Vadim K. Derevyanko — Junior researcher, Assistant, Kazan (Volga Region) Federal University

Georgiy D. Sergeev — Junior researcher, Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University

Alexander V. Bolotov* — Senior researcher, Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University
18, Bldg. 1, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia.
e-mail: gasdrive@yandex.ru
Web of Science: U-4288-2019
SPIN-code: 7868-7574
Scopus: 57197323287

Ilgiz F. Minkhanov — Junior researcher, Senior lecturer, Kazan (Volga Region) Federal University

Mikhail A. Varfolomeev — Senior researcher, Head of the Department, Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University

Vladislav V. Chalin — Laboratory assistant, Kazan (Volga Region) Federal University

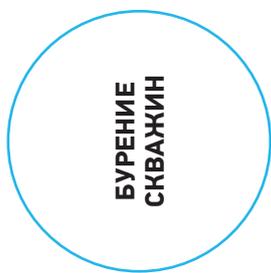
Vyacheslav A. Kovalenko — Main specialist, Gazprom нефt company group

Alexei Y. Kushney — Head of department, Gazprom нефt company group

Andrey V. Vaganov — Project program manager, Gazprom нефt company group

Iskander R. Mukminov — Deputy executive director for geology, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



МОДЕЛЬ ВЛИЯНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ И НЕЛИНЕЙНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ПРОВОДИМОСТЬ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.А. Самолов

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Существующий подход к оценке проводимости трещины ГРП не всегда однозначно описывает фактические данные эксплуатации, особенно для газоконденсатных месторождений. Возможные причины подобного несоответствия — отсутствие учёта нестационарных эффектов, возникающих при течении в пласте, и недостаточно строгий учёт нелинейных эффектов, возникающих при течении в трещине.

Цель. Разработка методики, позволяющей оценивать проводимость трещин ГРП с учётом нестационарных и нелинейных эффектов.

Материалы и методы. В работе используется разработанная автором аналитическая безразмерная модель течения в трещине ГРП. Управляющие параметры модели — безразмерная проводимость и безразмерный D-фактор.

Результаты. В работе показано, что классический подход к описанию проводимости трещины ГРП через отношение проводимостей пласта и трещины требует корректировки. Предлагается учитывать в расчёте безразмерной проводимости нестационарные эффекты, возникающие при течении в пласте, а также принимать во внимание величину безразмерного D-фактора, продемонстрирована необходимость подобных корректировок. Кроме того, в работе показано, что газовые скважины с трещинами ГРП могут иметь существенное значение D-фактора, связанного с нелинейным течением в упаковке проппанта.

Заключение. Результаты работы могут использоваться при дизайне процесса гидроразрыва, при проектировании разработки месторождений скважинами с трещинами ГРП, а также при выборе подходящих методов моделирования ГРП как в аналитических моделях, так и в гидродинамических симуляторах.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, безразмерная проводимость трещины ГРП, ГРП на газовых скважинах, нелинейные эффекты течения в трещинах ГРП

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Самолов Д.А. Модель влияния нестационарных и нелинейных эффектов на проводимость трещин гидроразрыва для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):86–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-86-97>

Статья поступила в редакцию 22.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

MODEL OF NON-STEADY AND NON-LINEAR EFFECTS INFLUENCING ON HYDRAULIC FRACTURES PRODUCTIVITY FOR OIL, GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

Dmitriy A. Samolov

Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The existing approach to assessing the conductivity of a hydraulic fracture does not always clearly describe the actual operating data, especially for gas condensate fields. Possible reasons for this discrepancy are the lack of consideration of non-stationary effects arising during flow in the reservoir and insufficiently strict consideration of non-linear effects arising during flow in the fracture.

Aim. Development of a methodology that allows assessing the conductivity of hydraulic fractures taking into account non-stationary and non-linear effects.

Materials and methods. The work uses an analytical dimensionless model of flow in a hydraulic fracture developed by the author. The control parameters of the model are dimensionless conductivity and dimensionless D-factor.

Results. The paper shows that the classical approach to describing the conductivity of a hydraulic fracture through the ratio of the conductivities of the formation and the fracture requires adjustment. It is proposed to take into account non-stationary effects arising during flow in the formation in the calculation of dimensionless conductivity, as well as to take into account the value of the dimensionless D-factor, the need for such

adjustments is demonstrated. In addition, the paper shows that gas wells with hydraulic fractures can have a significant value of the D-factor associated with non-linear flow in the proppant package.

Conclusion. The results of the work can be used in the design of the hydraulic fracturing process, in the design of field development using wells with hydraulic fracturing fractures, as well as in the selection of suitable methods for modeling hydraulic fracturing both in analytical models and in hydrodynamic simulators.

Keywords: hydraulic fracturing, dimensionless conductivity of fractures, hydraulic fracturing of gas wells, non-linear fluid flow in hydraulic fractures

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

For citation: Samolovov D.A. Model of non-steady and non-linear effects influencing on hydraulic fractures productivity for oil, gas and gas-condensate fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):86–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-86-97>

Manuscript received 22.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Трудно представить современную индустрию добычи нефти и газа без гидравлического разрыва пласта (ГРП). Данная технология настолько распространённая и логичная с точки зрения разработки ТРИЗов, что в данный момент трудно определить истоки как промысловых методов реализации гидроразрыва пластов, так и теоретических подходов, используемых для проектирования, прогнозных расчётов и промыслового анализа.

Технология гидравлического разрыва пласта подразумевает создание в продуктивном пласте протяжённой плоской полости в виде трещины, заполненной расклинивающим агентом — проппантом. Трещина ГРП обычно соединяется со скважиной через порт, характерный размер которого порядка диаметра скважины. Притекающий из пласта флюид доставляется к данному порту через пористую среду — плотно упакованный проппант, проницаемость упаковки которого имеет порядок сотен Дарси. Несмотря на существенную проницаемость упаковки проппанта, при движении флюида по трещинам гидроразрыва могут возникать гидравлические потери давления, так как их ширина обычно порядка нескольких миллиметров, и фильтрационное сопротивление упаковки проппанта может быть сопоставимо с фильтрационным сопротивлением пласта. Аналогичные процессы могут происходить в длинных горизонтальных нефтяных и газовых скважинах, что приводит к падению депрессии на пласт по мере приближения к забою и, как следствие, сокращению удельной продуктивности на единицу длины [1, 2, 3]. Одним из параметров, описывающих влияние гидравлических потерь давления в трещине ГРП на продуктивность скважины, может быть отношение проводимости трещины

к проводимости пласта — так называемая безразмерная проводимость трещины F_{CD} :

$$F_{CD} = \frac{k_f \delta}{k x_f}, \quad (1)$$

где k_f — проницаемость упаковки проппанта, мД, δ — раскрытость трещины ГРП, м, k — проницаемость пласта, мД, x_f — полудлина трещины ГРП, м.

Существуют теоретические наработки, развивающие данный подход, например [4]. Стоит отметить, что в самых первых работах, положивших начало развитию данного понятия, например [5, 6, 7], используется обозначение C_{FD} , однако в последние годы всё чаще встречается использование именно F_{CD} . В данной работе для обозначения безразмерной проводимости трещины ГРП используется обозначение F_{CD} во избежание возможной путаницы с аббревиатурой технологий вычислительной гидродинамики — CFD (computational fluid dynamic). Однако

ДЛЯ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ И НЕЛИНЕЙНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ПРОВОДИМОСТЬ ТРЕЩИН ГРП РАЗРАБОТАН И АПРОБИРОВАН ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД, УЧИТЫВАЮЩИЙ РАЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИН ГРП, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПРОЕКТИРОВАТЬ ЗАКАНЧИВАНИЯ С ТРЕБУЕМЫМИ ПРОДУКТИВНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ.

применение (1) для оценки влияния гидравлических потерь ограничено, так как в подобной модели не учитывается потенциально возможный вклад следующих процессов, происходящих при разработке нефтяных и газовых месторождений скважинами с трещинами ГРП.

1. Кратно высокие и непостоянные значения коэффициента продуктивности на нестационарном режиме работы, связанные

с небольшим фильтрационным сопротивлением притока из относительно небольшой области дренирования пласта на старте эксплуатации скважины, увеличивающейся по мере работы скважины.

2. Схождение притока вблизи порта ГРП, приводящее к дополнительному сопротивлению трещины ГРП потоку, а также к зависимости продуктивных характеристик скважины от диаметра отверстия в порте ГРП.
3. Нелинейный характер течения флюида через упаковку проппанта, особенно в случае разработки газовых месторождений, что приводит к необходимости учёта нелинейных фильтрационных характеристик упаковки проппанта при оценке продуктивности трещины ГРП — например, коэффициента β , входящего в квадратичный закон фильтрации Форшгеймера.

Определенный анализ влияния нелинейного характера течения флюида через упаковку проппанта проводится в работе [4], однако методически такой подход выражается в коррекции проницаемости проппанта множителем, зависящем от дебита скважины:

$$k_f' = k_f (1 + bRe). \quad (2)$$

На практике этот метод из-за присутствия в параметрах расчётной величины (дебита) использовать затруднительно, так как он подразумевает итерационный процесс решения уравнений. Кроме того, как будет строго показано далее, влияние нелинейности течения флюида в упаковке проппанта выражается в отдельной характеристике трещины ГРП и не описывается только коррективкой величины F_{CD} .

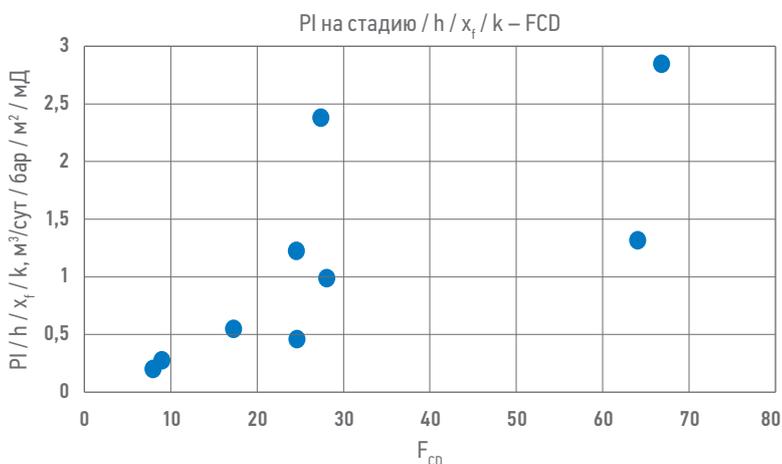


Рис. 1. Анализ влияния величины безразмерной проводимости трещины ГРП на продуктивность для низкопроницаемого пласта газоконденсатного месторождения с околокритическим состоянием флюида. Составлено автором
Fig. 1. Normalized productivity index vs. fracture conductivity for low-permeability near-critical gas-condensate field. Arranged by the author

Цель данной работы — разработка подхода, позволяющего учитывать вклад вышеперечисленных процессов в продуктивность скважин с трещинами ГРП, а также определение безразмерных параметров таких трещин, определяющих характер и величину влияния описанных эффектов и позволяющих проектировать заканчивания с требуемыми продуктивными характеристиками.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Распространённый подход к оценке проводимости и проектированию заканчивания трещин ГРП основан на расчёте величины безразмерной проводимости трещины ГРП F_{CD} . Рекомендуемые значения F_{CD} , позволяющие характеризовать трещину как бесконечно проводимую, в разных литературных источниках находятся в пределах 1...10. Данный подход позволяет успешно проектировать параметры заканчивания с трещинами ГРП для нефтяных пластов с проницаемостью порядка 1 мД и выше, однако для низкопроницаемых пластов с проницаемостью существенно ниже 1 мД, особенно насыщенных околокритическими флюидами или газом, общепризнанные рекомендации по значению F_{CD} могут не давать требуемого результата. На **рис. 1** приведена зависимость начальной продуктивности газовых скважин с трещинами ГРП газоконденсатного месторождения Ачимовской толщи с околокритическим состоянием флюида, нормированная на величины фазовой проницаемости и эффективной газонасыщенной толщины пласта, полудлины трещины ГРП и величины псевдодавления, учитывающей зависимости величины сверхсжимаемости и вязкости газа от давления. Нормировка на фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, полудлину трещины ГРП и свойства газа проведена для изолированного изучения влияния на продуктивность исключительно характеристик течения газа внутри трещины ГРП через упаковку проппанта. По всей видимости, данный пример демонстрирует некоторое противоречие между рекомендуемыми значениями параметра F_{CD} и фактически наблюдаемыми эффектами для низкопроницаемых ачимовских пластов. Возможные причины данного отклонения описаны во введении.

Строгий анализ подхода к проектированию параметров заканчивания трещин ГРП, основанного на расчёте величины F_{CD} (1), показывает, что в лежащей в основе подхода аналитической модели рассматривается стационарный или псевдостационарный режим работы скважины, что противоречит

одной из основных особенностей эксплуатации низкопроницаемых газовых залежей ачимовских пластов — кратно большему значению коэффициентов продуктивности на нестационарном режиме по сравнению с псевдостационарными значениями. Это одна из причин, обеспечивающих рентабельность разработки подобных объектов. Также широко распространено мнение, согласно которому уравнение притока газа к трещинам ГРП характеризуется нулевым значением нелинейного коэффициента β , напрямую связанного с понятием D-фактора [8], т.к. одна из ключевых особенностей гидравлического разрыва — это кратное увеличение площади контакта с пластом, что приводит к существенному снижению скорости фильтрации в призабойной зоне, в связи с чем вклад нелинейного члена закона Форшгеймера в уравнение притока пренебрежимо мал. Нелинейные процессы фильтрации вблизи трещины ГРП обычно не дают ощутимого вклада в продуктивность скважины. Однако строгий анализ вклада различных процессов в формирование коэффициентов уравнения притока газа к трещине ГРП показывает, что нелинейные потери при течении газа в упаковке проппанта могут приводить к возникновению ненулевого D-фактора для скважин с подобным заканчиванием. Рассмотрим вклад линейного и нелинейного членов уравнения Форшгеймера в формирование перепада давления вдоль трещины ГРП типовой конструкции с типовыми параметрами продуктивности для низкопроницаемых ачимовских пластов:

- полудлина трещины 100 м;
- средняя раскрытость трещины $\delta = 3$ мм;
- высота трещины $h = 20$ м;
- дебит газа $q = 100$ тыс. м³/сут;
- вязкость газа при забойном давлении $\mu = 0,05$ сПз;
- плотность газа при стандартных условиях $\rho_0 = 0,8$ кг/м³;
- проницаемость проппанта $k_f = 200$ Д;
- коэффициент $\beta = 0,56$;
- забойное давление $p_{заб} = 300$ бар;
- объёмный коэффициент газа при забойном давлении $V(p_{заб}) = 0,0043$.

Величину коэффициента β можно оценить на основе результатов экспериментальной работы Ergun [9], в соответствии с которой его значение для упаковки шаров одинакового диаметра зависит от пористости упаковки следующим образом:

$$\beta = \frac{1,75}{m^{1,5}\sqrt{150}}. \quad (3)$$

В рассматриваемых условиях линейная часть градиента давления при течении

через упаковку проппанта внутри трещины ГРП в соответствии с законом Форшгеймера равна 0,2 бар/м, в то время как нелинейная часть градиента давления равна 0,98 бар при $\beta = 1,08$ в соответствии с (3) для самой плотной упаковки — гранецентрированной кубической, с пористостью ~26%. Таким образом, необходима разработка модели, позволяющая учитывать нелинейные и нестационарные эффекты при оценке продуктивности газовых скважин с трещинами ГРП.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Рассмотрим основные уравнения, описывающие процесс притока газа или нефти из пласта и течения в трещине ГРП. Введём следующие допущения, касающиеся учёта физических эффектов.

1. Приток из пласта в трещину ГРП пропорционален площади рассматриваемого участка трещины.
2. Приток из пласта в трещину ГРП линейно зависит от перепада давления между пластом и трещиной.
3. Течение в упаковке проппанта в трещине ГРП стационарно и подчиняется закону Форшгеймера.
4. Линейное падение величины раскрытости трещины по мере удаления от точки инициации к точке схождения.

Первое допущение предполагает рассмотрение ранних режимов работы трещины ГРП, при которых течение флюида в пласте около трещины происходит по линейным траекториям. Именно эти режимы соответствуют максимальным величинам коэффициента продуктивности, дебита газа и вкладу в экономическую составляющую разработки. Второе допущение в контексте притока газа связано с особенностью зависимости произведения вязкости околокритического газа на объёмный коэффициент в диапазоне давлений выше ~120 бар — эта величина практически постоянна, что обеспечивает линейную зависимость функции псевдодавления $m(p)$ от давления, описывающей приток газа, свойства которого существенно отличаются от идеального [10]. Типовая зависимость $m(p)$ приведена на **рис. 2**.

Третье допущение связано с результатами экспериментальной работы [9], в соответствии с которой течение газа в упаковке проппанта в диапазоне Re до 10^4 можно описать двучленным законом Форшгеймера. В условиях рассмотренных допущений распределение удельного притока из пласта в трещину ГРП на единицу длины можно записать в следующем виде:

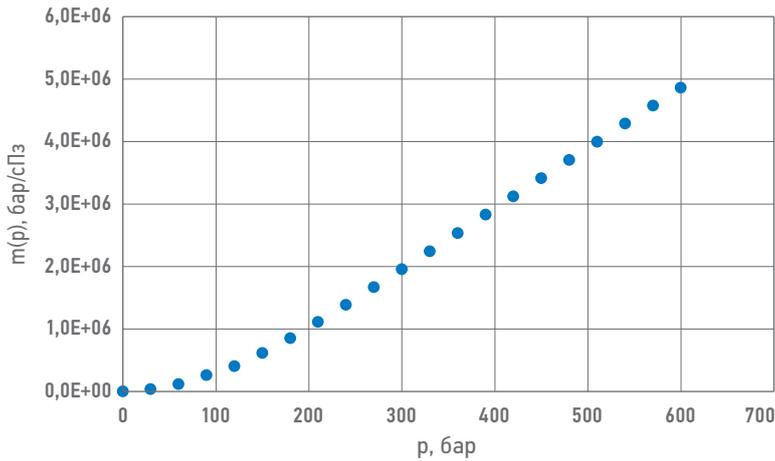


Рис. 2. Типовая зависимость псевдодавления ($m(p)$) от давления для околокритического газоконденсатного флюида. Составлено автором
Fig. 2. Typical pseudo-pressure vs. pressure plot. Arranged by the author

$$\frac{dq(x)}{dx} = 2\pi\alpha(p_{пл} - p(x)), \quad (4)$$

где $q(x)$ — дебит газа в стандартных условиях, протекающий через поперечное сечение трещины на расстоянии x от центра трещины, $m^3/сут$, x — расстояние от центра трещины, м, α — удельный коэффициент продуктивности на единицу площади трещины, $m^3/сут/бар/м^2$, $p_{пл}$ — пластовое давление, бар, $p(x)$ — давление в трещине на расстоянии x от центра, бар.

Распределение давления внутри трещины при этом подчиняется следующему закону:

$$\begin{aligned} \frac{dp(x)}{dx} &= \frac{\mu}{k_f} v + \frac{\beta \rho}{\sqrt{k_f}} v^2 = \\ &= \frac{\mu}{k_f} \frac{q(x)B(p(x))}{h(x)\delta(x)} + \frac{\beta \rho}{\sqrt{k_f}} \left(\frac{q(x)B(p(x))}{h(x)\delta(x)} \right)^2, \end{aligned} \quad (5)$$

где учтено линейное убывание раскрытости трещины по мере удаления от точки инициации в зависимости $\delta(x)$. Введём следующие безразмерные переменные:

1. Безразмерная координата

$$x_D = \frac{x}{x_f}. \quad (6)$$

2. Безразмерное давление

$$p_D = \frac{p_{пл} - p(x)}{p_{пл} - p_{заб}}. \quad (7)$$

3. Безразмерное забойное давление

$$p_{заб}^D = \frac{p_{заб}}{p_{пл}}. \quad (8)$$

4. Безразмерный дебит

$$q_D = \frac{q}{\alpha(p_{пл} - p_{заб})\pi x_f^2}. \quad (9)$$

5. Безразмерная проводимость трещины ГРП

$$f_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб})}. \quad (10)$$

6. Безразмерный D-фактор трещины ГРП

$$f_{DD} = \frac{\alpha \beta \rho_0 \sqrt{k_f} x_f p_{пл}}{\mu \delta_0}. \quad (11)$$

7. Безразмерный объёмный коэффициент

$$B_D = \frac{B(p)}{B(p_{заб})}. \quad (12)$$

8. Безразмерный радиус скважины

$$r_{wD} = \frac{r_w}{x_f}. \quad (13)$$

Тогда систему уравнений (4)–(5) можно записать в виде:

$$\frac{dp_D}{dx_D} + \frac{q_D B_D}{2x_D(1-x_D)} \cdot \left(1 + \frac{q_D}{2x_D(1-x_D)} f_{DD}(1-p_{заб}^D) \right) = 0, \quad (14)$$

$$\frac{dp_D}{dx_D} = 2 p_D x_D. \quad (15)$$

Граничные условия для системы (14)–(15) — равенство нулю дебита на конце трещины $q_D(x_D) = 0$ и равенство давления в точке инициации трещины забойному $p_D(x_D = r_{wD}/x_f) = 1$. Далее по тексту безразмерные проводимость (10) и D-фактор трещины ГРП (11), обозначенные строчными буквами, будут скорректированы на основе анализа общего решения. Сразу необходимо отметить факт недостаточности использования для характеристики проводимости трещины ГРП только параметра f_{CD} . Отдельное внимание стоит уделить аналитической аппроксимации PVT-модели.

PVT-МОДЕЛЬ

Многообразие компонентных составов пластовых флюидов предполагает разнообразие зависимостей объёмного коэффициента от давления. Эти зависимости играют важную роль при описании течения в трещинах ГРП т.к. объёмный коэффициент регулирует величину скорости флюида в трещине, а значит и величину линейных и нелинейных потерь давления. Для максимального охвата всех возможных типов флюидов, добывающихся с помощью трещин ГРП, в данной работе рассматриваются три различные параметрические PVT-модели.

1. Нефть при давлении выше давления насыщения — например, разработка низкопроницаемых нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления.

- Газ с низким содержанием конденсата, «сухой» газ — например, разработка туронских залежей скважинами с трещинами ГРП.
- Околокритический газоконденсатный флюид, например, разработка ачимовских и юрских залежей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Рассмотрим, как выбор того или иного типа параметрического флюида влияет на формулировку уравнений, в частности на зависимость величины $V_D(p_D)$ (12).

Нефтяные месторождения при давлении выше давления насыщения

В этом случае предполагается постоянство объёмного коэффициента ввиду низкой сжимаемости однофазной углеводородной жидкости и $V_D = \text{const}$.

Газ с низким содержанием конденсата

Наиболее часто используемая аппроксимация зависимости объёмного коэффициента для таких условий — это обратно пропорциональная зависимость объёмного коэффициента от давления, при этом зависимость безразмерного объёмного коэффициента от безразмерного давления выражается следующим образом:

$$V_D(p_D) = \frac{p_{заб}^D}{1 - p_D(1 - p_{заб}^D)}. \quad (16)$$

Околокритический газоконденсатный флюид

Коэффициент сверхсжимаемости для околокритических газоконденсатных флюидов может достигать 2 и более при пластовом давлении. Учитывая существенное влияние пересчёта дебита в скорость на перепад давления внутри трещины ГРП, особенно с учётом нелинейного члена уравнения Форшгеймера, необходим подробный контроль нелинейности зависимости коэффициента сверхсжимаемости от давления. Также околокритический характер флюидов даёт более высокую, по сравнению с сухими углеводородными газами, чувствительность зависимости PVT-свойств от давления к составу, и, как следствие, существенный разброс PVT-зависимостей от залежи к залежи. Для параметризации PVT-модели воспользуемся известной корреляцией [11] для коэффициента сверхсжимаемости:

$$Z = \left(0,4 \lg\left(\frac{T}{T_{кр}}\right) + 0,73\right) \frac{p}{p_{кр}} + \frac{p}{p_{кр}}, \quad (17)$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ — соответственно критическое давление и критическая температура. Тогда

входящую в уравнения (14)–(15) величину V_D (12) можно представить в виде:

$$\frac{V(p)}{V(p_{заб}^D)} = \frac{p_{заб}^D p_{пл}^*}{z(p_{заб}^D)} \frac{Z(p_{пл}^*(1 - (1 - p_{заб}^D)p_D))}{p_{пл}^*(1 - (1 - p_{заб}^D)p_D)}, \quad (18)$$

где $p_{пл}^*$ — приведённое пластовое давление, равное отношению пластового давления к критическому.

Дальнейшие результаты представляются для трёх описанных типов флюидов. Стоит отметить, что для околокритического газоконденсата величины приведённых пластовых давлений и температуры меняются в основном при переходе от одного объекта разработки к другому, поэтому в пределах одного проекта можно считать, что основные безразмерные параметры, определяющие продуктивность скважины с трещиной ГРП, следующие:

- 1) безразмерная проводимость трещины ГРП — f_{CD} ;
- 2) безразмерный D-фактор трещины ГРП — f_{DD} ;
- 3) безразмерное забойное давление — $p_{заб}^D$;
- 4) безразмерный радиус ствола скважины / порта ГРП — r_{wD} .

ОБЩЕЕ РЕШЕНИЕ

Принцип соответствия для определения безразмерной проводимости трещины ГРП

Полученное выражение (10) для величины безразмерной проводимости трещины — f_{CD} — существенно отличается от общепринятого в литературе и в практике нефтегазового инжиниринга выражения (1), в частности второй степенью при полудлине трещины x_f . Однако существует предельный переход, в рамках которого определение безразмерной проводимости (10) сокращается до (1). Опишем условия, при которых они совпадают.

Рассмотрим линейный стационарный приток газа к трещине ГРП с расстояния, равного полудлине трещины x_f (рис. 3). Тогда величина α , входящая в (10), равна:

$$\alpha = \frac{q}{S \Delta p} = \frac{2kh_f(p_{пл} - p_{заб}^D)}{\mu B(p_{заб}^D) x_f} = \frac{2k}{\mu B(p_{заб}^D) x_f}. \quad (19)$$

Подстановка в (10) даёт:

$$f_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} = \frac{\mu B(p_{заб}^D) x_f}{2k} \frac{\delta_0 k_f}{\mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} = \frac{\delta_0 k_f}{2k x_f}. \quad (20)$$

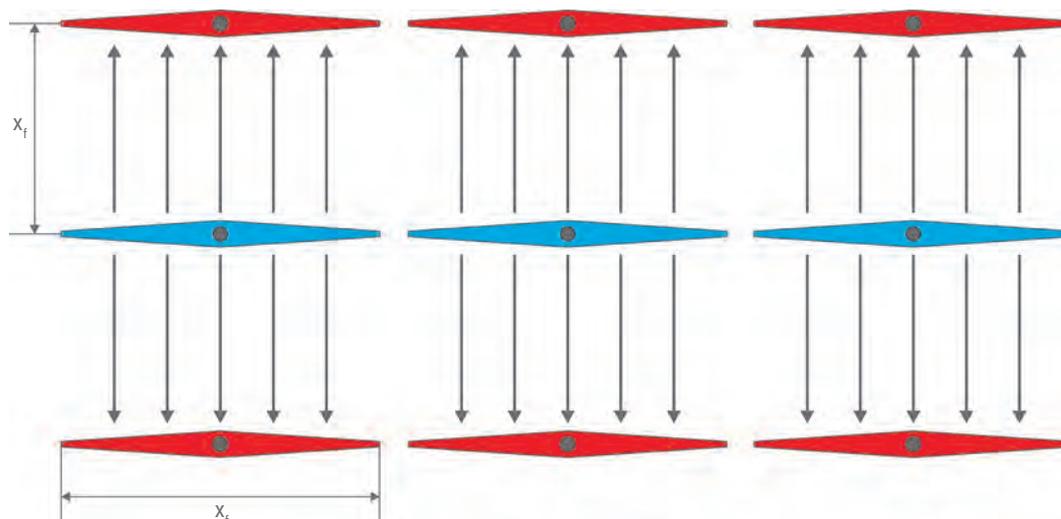


Рис. 3. Линейный стационарный приток к скважине с трещиной ГРП. Составлено автором
 Fig. 3. Linear steady-state inflow to fractured well. Arranged by the author

На стационарном режиме в случае линейно распределённого притока к трещине ГРП выражения для ее безразмерной проводимости совпадают с точностью до множителя. Именно в подобных условиях относительно быстрого выхода на стационарный режим работы эксплуатировались первые скважины с трещинами ГРП, что связано либо с относительно высокой проницаемостью ~1 мД, либо с относительно низкой полной сжимаемостью пластовой системы, обусловленной разработкой нефтяных объектов при давлении выше давления насыщения или относительно неглубоких объектов с низким запасом упругой энергии в пласте. Таким образом, общепринятое выражение для расчёта F_{CD} (1) является асимптотическим приближением теории, излагаемой в данной работе.

Оценка потенциальной продуктивности скважин с трещинами ГРП

Очевидно, что общее решение системы уравнений (14)–(15) аналитическим способом довольно затруднительно, поэтому в данной работе представлено решение, полученное численными методами. Результаты общего решения системы уравнений (14)–(15) представлены графически в виде палеток для определения безразмерного дебита q_D , физический смысл которого — множитель на продуктивность скважины с трещиной ГРП бесконечной проводимости, рассчитанной без учёта эффектов нелинейного течения и сопротивления проппанта.

Анализ уравнений системы (14)–(15) не показывает возможности переноса безразмерного радиуса ствола скважины r_{wD} и безразмерного забойного давления $p_{заб}^D$ в параметры проводимости трещины. Однако

в ходе анализа большого количества численных решений системы уравнений (14)–(15) в широком диапазоне значений величин f_{CD} , f_{DD} , r_{wD} , $p_{заб}^D$ установлено, что влияние радиуса ствола скважины можно учесть с помощью коррекции выражений для расчёта безразмерной проводимости и безразмерного D-фактора трещины в следующем виде:

$$F_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} \frac{5,6}{\ln(1/r_{wD})} F^*, \quad (21)$$

$$F_{DD} = \frac{\alpha \beta \rho_0 \sqrt{k_f} x_f p_{пл}}{\mu \delta_0} \frac{0,0056}{r_{wD}^{3/4}} F^*, \quad (22)$$

при этом в множителе знаменателя $r_{wD}^{3/4}$ следует положить $r_{wD} = 0,0002$ для значений $r_{wD} \leq 0,0002$ (это достаточно редко встречающееся на данный момент значение, однако современные вызовы в области разработки трудноизвлекаемых запасов намекают тенденцию на приближение к подобным значениям), а F^* — поправка на величину забойного давления, равная единице в случае разработки нефтяных месторождений выше давления насыщения и заключенная в диапазоне 1...4 в зависимости от значения безразмерной проводимости F_{CD} и безразмерного забойного давления $p_{заб}^D$ для случая разработки газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 4, 5).

Именно выражения (21) и (22) являются безразмерной проводимостью и безразмерным D-фактором, выносимыми в основные результаты данной работы. Стоит отметить естественность характера влияния величины r_{wD} на F_{CD} и F_{DD} : логарифм радиуса в знаменателе линейной части проводимости трещины сопоставим со знаменателем формулы Дюпюи, радиус в степени $3/4$ в знаменателе безразмерного

D-фактора частично сопоставим со знаменателем нелинейного коэффициента уравнения притока для газовой скважины [12].

На рис. 6 представлена палетка для определения безразмерного дебита q_D . Данная палетка универсальна для всех трёх рассматриваемых типов флюида — нефти при давлении выше давления насыщения, «сухого» газа и околоскритического газового конденсата, благодаря соответствующей поправке F^* . Как отмечено выше, для случая месторождений околоскритического газоконденсатного флюида решение зависит также от величины отношения пластового давления к критическому $p_{пл}^*$, однако в ходе анализа установлено, что изменение величины $p_{пл}^*$ в два раза приводит к изменению результата только на 10 %, поэтому на рис. 6 представлены результаты решения для наиболее часто встречающегося значения величины $p_{пл}^* \sim 12$.

Анализ результатов, представленных на рис. 6, показывает, что существует по меньшей мере три характерных области значений параметров F_{CD} и $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, описывающих характер влияния безразмерных характеристик трещины на продуктивность.

1. Низкие значения $F_{CD} < 10$. В этой области величина продуктивности практически не зависит от значений $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, при этом оставаясь на уровне не выше 10% от продуктивности трещины бесконечной проводимости.
2. Высокие значения $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) > 10$. В этой области наблюдается слабая зависимость продуктивности от F_{CD} , находящейся на уровне порядка 5% от продуктивности трещины бесконечной проводимости. Также в данных условиях увеличение раскрытости трещины может не приводить к увеличению её проводимости, если при этом значение величины $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ не снизится до приемлемого уровня.
3. Низкие значения $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) < 0.01$. В этой области практически отсутствует влияние нелинейного слагаемого уравнения Форшгеймера и продуктивность трещины зависит в основном от значения F_{CD} — что соответствует отсутствию влияния нелинейных эффектов на поток в трещине ГРП, однако остаётся влияние нестационарных процессов на зависимость продуктивности трещины от величины F_{CD} .

СЛЕДСТВИЯ ИЗ ТЕОРИИ

Оценка коэффициентов уравнения притока и D-фактора скважин с трещинами ГРП

Ещё одним полезным применением изложенной в данной работе теории является

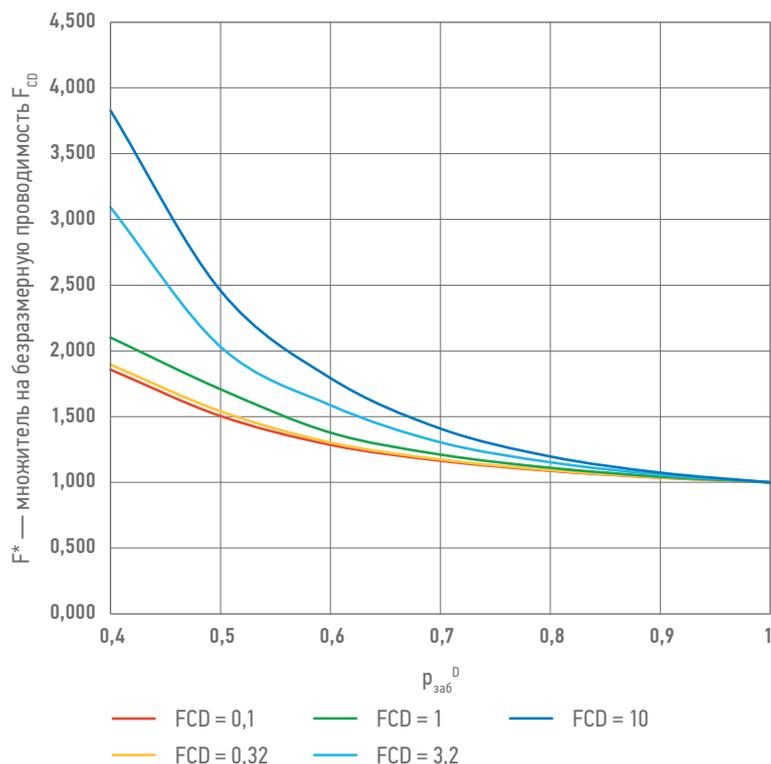


Рис. 4. Величина поправки F^* безразмерной проводимости F_{CD} за счёт влияния забойного давления для случая разработки залежей «сухого» газа. Составлено автором

Fig. 4. F_{CD} correction multiplier due to bottom hole pressure influence for dry gas fields. Arranged by the author

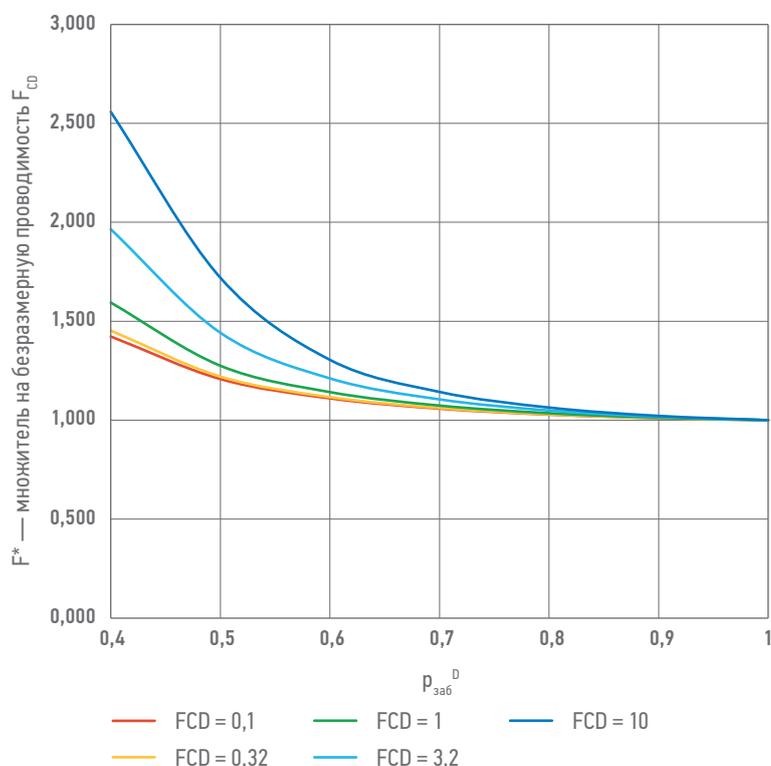


Рис. 5. Величина поправки F^* безразмерной проводимости F_{CD} за счёт влияния забойного давления для случая разработки залежей околоскритического газоконденсатного флюида. Составлено автором

Fig. 5. F_{CD} correction multiplier due to bottom hole pressure influence for near-critical gas-condensate fields. Arranged by the author

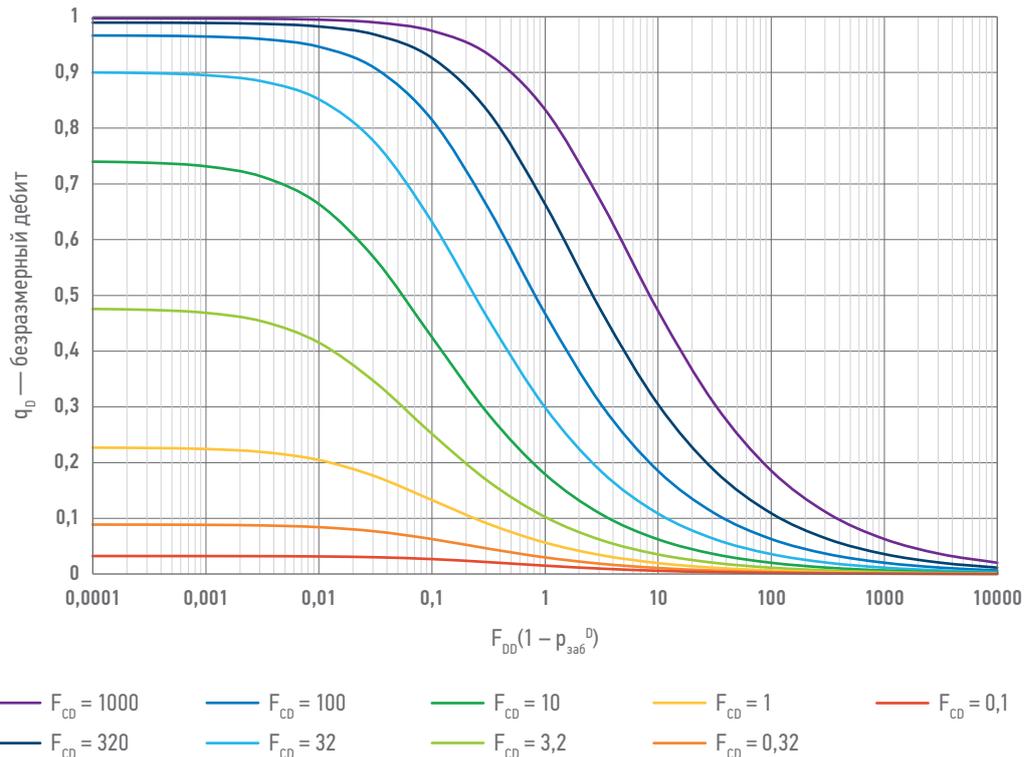


Рис. 6. Палетка для определения безразмерного дебита скважины с трещиной ГРП при различных значениях F_{CD} и F_{DD} . Составлено автором

Fig. 6. Master chart for dimensionless production rate of fractured well at various FCD and FDD. Arranged by the author

оценка величины D-фактора. Несмотря на приведённые в работе [8] справедливые аргументы касательно пренебрежимо малого вклада нелинейных эффектов в призабойной зоне пласта в значение D-фактора, анализ общего решения уравнений (14)–(15) демонстрирует ненулевое значение D-фактора за счёт нелинейных эффектов в упаковке проппанта.

В определённых пределах общее решение уравнений (14)–(15) можно описать в виде квадратичного уравнения со следующими значениями D-фактора:

- для разработки нефтяных залежей при давлении выше давления насыщения

$$D = 0,18 \frac{\beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 r_{wD}^{3/4} \mu}, \quad (23)$$

- для разработки газовых залежей с низким содержанием конденсата

$$D = 0,18 \frac{10^{(2,2p_{заб}^D - 2)} \beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 r_{wD}^{3/4} \mu}, \quad (24)$$

- для разработки залежей околоскритического газоконденсатного флюида

$$D = 0,18 \frac{10^{(2,25p_{заб}^D - 1,95)} \beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 r_{wD}^{3/4} \mu}, \quad (25)$$

при этом так же, как и для (22), в множителе знаменателя $r_{wD}^{3/4}$ следует положить $r_{wD} = 0,0002$ для значений $r_{wD} \leq 0,0002$.

Описание общего решения квадратичным уравнением притока справедливо в области $F_{DD}/F_{CD} \leq 10^4$, за пределами этой области общее решение не описывается квадратичным уравнением притока.

Стоит отметить, что для конкретного значения rwD выражение для расчёта D-фактора совпадает с точностью до множителя с выражением для расчёта коэффициента нелинейной части уравнение притока / D-фактора вертикальной скважины [12], если в качестве радиуса скважины использовать полудлину трещины, а в качестве толщины пласта — раскрытость трещины ГРП.

Гидродинамическое моделирование процессов разработки месторождений скважинами с трещинами ГРП

Результаты изложенной теории также приводят к определённым выводам относительно корректной технологии численного гидродинамического моделирования разработки месторождений с применением скважин с ГРП. Существуют методические подходы и опции гидродинамических симуляторов, позволяющие учесть все описанные в данной работе физические процессы, например прямое моделирование трещины ГРП как высокопроницаемого канала в пласте с расчётом потоков по закону Форшгеймера. Вычислительные мощности

обычно не позволяют реализовать подобную расчётную схему для долгосрочного полномасштабного прогнозирования показателей разработки. Для подобных горизонтов планирования обычно применяются встроенные в симуляторы опции задания трещин с помощью виртуальных перфораций пласта, параметры которых рассчитываются исходя из свойств объекта разработки и параметров моделируемой трещины ГРП, а сами подходы к расчёту параметров виртуальных перфораций обычно не документируются т.к. являются интеллектуальной собственностью.

Однако опыт использования подобных опций гидродинамических симуляторов и анализ чувствительности моделей виртуальных перфораций к изменению входных параметров приводит к следующим выводам относительно учёта физических процессов, описываемых в данной работе.

1. Нелинейные эффекты при течении в трещине ГРП, связанные с инерционными потерями давления (8), не учитываются в некоторых гидродинамических симуляторах при использовании опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций. Это может приводить к некоторому завышению показателей разработки и может корректироваться введением D-фактора для скважин с трещинами ГРП, рассчитываемого по формулам (23)–(25).
2. Эффект схождения потока к порту ГРП внутри трещины ГРП также может не учитываться в некоторых гидродинамических симуляторах при использовании опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций или их корректный учёт требует применения неочевидных настроек параметров заканчивания ствола скважины. Это также может приводить к некоторому завышению показателей разработки и к некорректным выводам относительно влияния раскрытости трещины ГРП на продуктивность скважины. В подобных случаях логичным было бы введение множителя на продуктивность скважины в соответствии с описанными в данной работе результатами, однако такой подход несколько противоречит расчёту параметров сообщаемости скважины с пластом в симуляторе, т.к. не дополняет его, а является «заплаткой».

Тем не менее опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций, доступные в гидродинамических симуляторах, — удобный и перспективный расчётный инструмент, имеющий определённый потенциал расширения учитываемых физических процессов.

ПРИМЕР АНАЛИЗА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНАМИ ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕОРИИ

Рассмотрим пример анализа работы горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, эксплуатирующейся на ачимовской залежи околоскритического газоконденсатного флюида. В соответствии с характеристиками режима работы скважины и параметрами заканчивания — дебитом газа, депрессией, высотой трещины, полудлиной и раскрытостью — определим величины безразмерных характеристик проводимости трещины F_{CD} и F_{DD} на старте и через месяц эксплуатации (табл. 1).

Изменение безразмерных параметров трещины спустя месяц эксплуатации связано, во-первых, с падением коэффициента продуктивности в 4 раза, во-вторых, с закономерным увеличением депрессии в 4 раза. В соответствии с палеткой на рис. 7 величины безразмерных дебитов на старте эксплуатации и через месяц равны соответственно 0,057 и 0,105. Стоит отметить: несмотря на то что величина безразмерной продуктивности, рассчитанной для данной скважины классическим способом по формуле (1), составляет порядка 25 и такая трещина считается имеющей бесконечную проводимость, учёт дополнительных эффектов, связанных с нестационарным режимом притока

Таблица 1. Параметры заканчивания скважины, свойств пласта и флюида, режимов работы скважин

Table 1. Parameters of well completion, fluid and reservoir properties, well productivity

Полудлина трещины, м	40
Раскрытость трещины, мм	5
Высота трещины, м	20
Радиус порта ГРП, м	0.057
Вязкость газа, сПз	0,05
Проницаемость проппанта, Д	100
Начальное пластовое давление, бар	550
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,8
Дебит газа на старте, тыс. м ³ /сут	220
Депрессия на старте, бар	35
Дебит газа через месяц, тыс. м ³ /сут	220
Депрессия через месяц, бар	140
$F_{CD} / F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ на старте	4,6 / 0,65
$F_{CD} / F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ через месяц	18,4 / 0,70
Безразмерный дебит q_D на старте	0,057
Безразмерный дебит q_D через месяц	0,105

к трещине и нелинейным характером течения в упаковке проппанта приводит к более пессимистичным выводам относительно проводимости трещины.

Кроме того, даже после увеличения безразмерной проводимости трещины, рассчитываемой по предлагаемой методике (21) до 18,4, трещина всё ещё оказывается ограниченной по проводимости, т.к. вклад нелинейных потерь в трещине ГРП в снижение безразмерной продуктивности остаётся всё ещё существенным. В подобных условиях логичным решением для роста продуктивности выглядит увеличение количества портов и снижение депрессии / снижение полудлины трещины. Такое решение подобно бурению длинных горизонтальных скважин на нефтяных оторочках и снижению депрессии для эксплуатации на докритических режимах без прорыва газа из газовой шапки.

ВЫВОДЫ

Анализ полученных в работе результатов позволил сделать следующие важные выводы.

1. Классический подход к оценке проводимости трещины ГРП через отношение проводимостей пласта и трещины $k_f \delta_f / k x_f$ описывает стационарные и псевдостационарные режимы работы скважины и требует корректировки в случае разработки объектов, для которых существенная часть рентабельной добычи происходит на нестационарном режиме — газовые залежи, низкопроницаемые залежи с АВПД и т.п. В данной работе предлагается подход к корректировке расчёта безразмерной проводимости трещины ГРП (21), учитывающий нестационарные эффекты и в стационарном пределе совпадающий с классическим.
2. Для газовых и газоконденсатных месторождений безразмерная проводимость трещины F_{CD} , рассчитываемая по предлагаемой в данной работе методике (21), зависит также от величины забойного давления.
3. Одной величины безразмерной проводимости F_{CD} (21) недостаточно для описания проводимости трещины т.к. при постоянном значении F_{CD} и различных значениях безразмерного D-фактора F_{DD} (22) безразмерная продуктивность трещины может варьироваться в достаточно широких пределах.
4. Влияние безразмерного D-фактора F_{DD} (22) на продуктивность скважины зависит от забойного давления — в общем решении параметр F_{DD} фигурирует в виде комплекса $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, т.к. F_{DD} описывает влияние нелинейных потерь давления в трещине ГРП на её продуктивность, что тесно связано с понятием D-фактора.
5. Результаты работы свидетельствуют о наличии у скважин с трещинами ГРП ненулевого D-фактора, обусловленного нелинейным течением через упаковку проппанта. Также в работе получены аналитические формулы (23)–(25), позволяющие рассчитать величину D-фактора трещины ГРП для случаев эксплуатации нефтяных, газовых или газоконденсатных месторождений.
6. Раскрытость трещины по-разному влияет на проводимость трещины в зависимости от величины безразмерного D-фактора, в то время как классический подход с применением одной только безразмерной проводимости (1) предполагает однозначный характер влияния раскрытости трещины на результат.
7. В зависимости от значений предложенных в данной работе безразмерных чисел F_{CD} и F_{DD} , характеризующих вклад линейных и нелинейных эффектов в проводимость трещины ГРП, можно определять применимость той или иной технологии моделирования притока в гидродинамическом симуляторе. Например, для случая $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) < 0,01$ — пренебрежимо малого вклада нелинейных потерь в проводимость трещины, — допустимо выбирать технологию моделирования, не учитывающую нелинейные потери в трещине.

Список литературы

1. *Dikken B.J.* Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. *Journal of Petroleum Technology*. 1990, no. 42(11), pp. 1426–1433. SPE-19824-PA.
2. *Самоловов Д.А.* Модель влияния вязкого трения на продуктивность горизонтальных скважин // *Известия вузов: Нефть и газ*. — 2014. — № 4. — С. 48–52.
3. *Самоловов Д.А.* Аналитическая модель влияния гидравлических потерь в горизонтальных стволах газовых скважин на продуктивность / Д.А. Самоловов, Р.Т. Апасов, С.А. Нехаев // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2023. — № 8(2). — С. 68–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>
4. *Economides M., Oligney R., Valko P.* Unified Fracture Design: Bringing the Gap Between Theory and Practice. Orsa Press: Alvin, Texas, 2002. 262 p.
5. *Prats M.* Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior — Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineering Journal*. 1961, June, pp. 105–118. SPE 1575-G
6. *van Poolen H.K., Tinsley J.M., Saunders C.D.* Hydraulic Fracturing — Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity. *Petroleum Transaction, AIME*. 1958, vol. 213, pp. 91–95. SPE 890-G

7. Cinco-Ley H, Samaniego-V F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1981, September, pp. 1749–1766.
8. Dobkine S, Dewenter W, Yushkov I, Nesterenko A. Deliverability Modeling of West Siberia Gas-Condensate Wells. SPE161972
9. Ergun S, Orning A.A. Fluid Flow through Randomly Packed Columns and Fluidized Beds. *Industrial and Engineering Chemistry*. 1949, vol. 41, no. 6, pp. 1179–1184.
10. Al-Hussainy, Ramey R., H.J., Jr., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technologies*. 1966, May, pp. 624–636.
11. Гуревич ГР, Брусиловский АИ. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М.: Недра, 1984. — 264 с.
12. Басниев КС, Кочина ИИ, Максимов ВМ. Подземная гидромеханика. — М.: Недра, 1993. — 416 с.

References

1. Dikken B.J. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. *Journal of Petroleum Technology*. 1990, no. 42(11), pp. 1426–1433. SPE-19824-PA.
2. Samolovov D.A. Model for influence viscous friction on horizontal well productivity. *News of higher educational institution: Oil and gas*. 2014, no. 4, pp. 48–52. (In Russ.)
3. Samolovov D.A. Analytical model for influence of hydraulic pressure losses in horizontal gas wells on productivity / D.A. Samolovov, R.T. Apasov, S.A. Nekhaev. *PROneft. Professionally about oil*. 2023, vol. 8, no. 2, Pp. 68–82. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>
4. Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified Fracture Design: Bringing the Gap Between Theory and Practice*. Orsa Press: Alvin, Texas, 2002. 262 p.
5. Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior — Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineering Journal*. 1961, June, pp. 105–118. SPE 1575-G
6. van Poollen H.K., Tinsley J.M., Saunders C.D. Hydraulic Fracturing — Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity. *Petroleum Transaction, AIIME*. 1958, vol. 213, pp. 91–95. SPE 890-G
7. Cinco-Ley H, Samaniego-V F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1981, September, pp. 1749–1766.
8. Dobkine S, Dewenter W, Yushkov I, Nesterenko A. *Deliverability Modeling of West Siberia Gas-Condensate Wells*. SPE161972
9. Ergun S, Orning A.A. Fluid Flow through Randomly Packed Columns and Fluidized Beds. *Industrial and Engineering Chemistry*. 1949, vol. 41, no. 6, pp. 1179–1184.
10. Al-Hussainy, Ramey R., H.J., Jr., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technologies*. 1966, May, pp. 624–636.
11. Gurevich G.R., Brusilovsky A.I. *Reference book for phase envelope and properties of gas-condensate mixtures*. Moscow: Mineral resources, 1984. 264 p. (In Russ.)
12. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Subsurface fluid mechanics*. Moscow: Mineral resources, 1993. 416 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Самоловов — аналитическое изучение проблемы на основе обобщения фактических данных, постановка задачи, разработка аналитической модели, определение безразмерных переменных, общее решение, анализ решения и формулировка рекомендаций.

Dmitriy A. Samolovov — analytical screening based on experimental data, tasking, analytical model formulation, dimensionless analysis, general solution, analysis of results and formulation of recommendation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Дмитрий Алексеевич Самоловов — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Dmitriy A. Samolovov — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru



УСТОЙЧИВОСТЬ ИНТЕРВАЛА СРЕЗКИ В ОТКРЫТОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ

© Коллектив авторов,
2024



Д.А. Тазьба^{1,*}, Р.К. Непоп^{1,2}, Н.Ю. Смирнов¹

¹ООО «ПетроГМ», РФ, Новосибирск

²Институт геологии и минералогии СО РАН, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: tazba.da@petrogm.com

Введение. В условиях истощения традиционных залежей углеводородов при длительной эксплуатации месторождений все большее внимание в отрасли уделяется работе с трудноизвлекаемыми запасами. Ключевыми технологиями их разработки являются строительство горизонтальных скважин и проведение гидравлического разрыва пласта, в том числе и многостадийного (МГРП). Однако в случае маломощных пластов-коллекторов, где проведение МГРП затруднено ввиду высоких рисков прорыва трещины в зону газонефтяного контакт (ГНК) или подстилающую воду, актуальным становится строительство многоствольных скважин. Это позволяет увеличить зону дренирования и повышает дебит скважин до экономически рентабельного уровня. Помимо стабильного состояния самих стволов ключевым моментом успешного строительства таких скважин становится устойчивость зоны сочленения.

Цель. Оценка устойчивости интервала срезки в открытом горизонтальном стволе многоствольной скважины.

Методы. В работе использовалось комплексное 3D геомеханическое моделирование напряженно-деформированного состояния горного массива вблизи зоны сочленения двух стволов при различных параметрах срезки: ориентации материнского ствола относительно горизонтальных напряжений, расположении бокового ствола относительно материнского (направление и интенсивность срезки), зенитный угол основного ствола, различных диаметрах стволов, различных значениях удельных весов бурового раствора и, соответственно, давлений в скважине выше и ниже пластового.

Результаты. Результаты геомеханического моделирования, сопровождение бурения и оперативная выдача рекомендаций при подходе текущего забоя к зоне сочленения позволило скорректировать плановые интервалы срезов в наиболее безопасные (в терминах устойчивости) как для перемычки между стволами, так и для стенок скважин. Безаварийное бурение и длительная устойчивость зоны сочленения в ходе дальнейшей добычи подтвердила корректность проведенного анализа.

Заключение. При строительстве многоствольных скважин комплексное трехмерное моделирование устойчивости зоны сочленения с учетом результатов одномерного моделирования механических свойств, давлений и напряжений позволяет оптимизировать срезку бокового ствола и проводить как безаварийное строительство скважины, так и ее последующую эксплуатацию.

Ключевые слова: многоствольные скважины, устойчивость зоны сочленения, интервал срезки, 3D геомеханическое моделирование, напряженно-деформированное состояние горного массива, стереонет

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Тазьба Д.А., Непоп Р.К., Смирнов Н.Ю. Устойчивость интервала срезки в открытом горизонтальном стволе при строительстве многозабойных скважин с большим отходом. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):98–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-98-109>

Статья поступила в редакцию 10.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

ERD MULTILATERAL WELL OPEN HOLE JUNCTION ZONE STABILITY FOR PURPOSE OF WELL CONSTRUCTION OPTIMIZATION

Dmitry A. Tazba^{1,*}, Roman K. Nepop^{1,2}, Nikolay Y. Smirnov¹

¹LLC "PetroGM", RF, Novosibirsk

²Institute of Geology and Mineralogy, SB RAS, RF, Novosibirsk

E-mail: tazba.da@petrogm.com

Introduction. As conventional hydrocarbon reservoirs become depleted during extended production the industry is increasingly focusing on the development of hard-to-recover reserves. Key technologies for their exploitation include the construction of horizontal wells and hydraulic fracturing (including multistage hydraulic fracturing, MHF). However, in the case of thin reservoir formations where MHF is complicated due to high risks of fracture breakthrough into the gas-oil contact (GOC) or underlying water zone the construction of multilateral wells becomes more relevant. This approach increases the drainage area and raises well production rates to

economically viable levels. In addition to maintaining the stability of the boreholes themselves the stability of the junction zone is a critical factor for the successful well construction.

Aim. The objective of this study was to evaluate the junction zone stability in multilateral well's horizontal open boreholes.

Methods. The study employed complex 3D geomechanical modeling of the stress-strain state and rock stability in two boreholes junction zone under various sidetracking parameters: the orientation of the main borehole relative to horizontal stresses; the orientation of the lateral borehole relative to the main borehole (sidetracking direction and intensity); deviation angle of the main borehole; the influence of the lateral borehole's diameter; different mud weight and corresponding wellbore pressures above and below reservoir pressure.

Results. Geomechanical modeling combined with drilling geomechanics support and timely recommendations allowed to adjust the planned kick-off point when the current drill bit depth approached the junction zone. This optimization ensured safer intervals (in terms of stability) for both the bridge between the wellbores and the borehole wall. The accident-free drilling and the junction zone continuous stability during subsequent production confirmed the accuracy of the conducted analysis.

Conclusion. Complex 3D modeling of junction zone stability accounting the results of 1D modeled mechanical properties, pressures and stresses allows to optimize lateral borehole sidetracking parameters during multilateral well construction. This approach ensures both accident-free well construction and its subsequent exploitation.

Keywords: multilateral wells, junction zone stability, junction zone, kick-off point interval, 3D geomechanical modeling, stress-strain state, stereonet

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

For citation: Tazba D.A., Nepop R.K., Smirnov N.Y. ERD Multilateral well open hole junction zone stability for purpose of well construction optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):98–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-98-109>

Manuscript received 10.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

В условиях истощения традиционных залежей углеводородов для повышения экономической эффективности разработки на месторождениях Западной Сибири в последнее время все чаще применяется технология строительства многостволевых скважин типа fishbone или fork. Целесообразность строительства таких скважин обусловлена необходимостью увеличения зоны дренирования в случае маломощных пластов-коллекторов, в которых проведение многостадийного гидроразрыва пласта невозможно ввиду высоких рисков прорыва трещины в ГНК или подстилающую воду. При строительстве таких многостволевых скважин зона сочленения материнского и боковых стволов, как правило, располагается в интервале пласта-коллектора и остается необсаженной, как в процессе бурения, так и при дальнейшей разработке, а уровень сложности строительства соответствует первому уровню по классификации TAML (некоммерческая организация Technology Advancement of MultiLaterals). Определяющим фактором успешного внедрения данной технологии (помимо устойчивости стенок самих открытых стволов) является устойчивость зоны сочленения. Ввиду выдержанности напряженно-деформированного состояния (НДС) горного массива и упруго-прочностных

свойств породы в интервале коллектора устойчивость зоны сочленения контролируется прежде всего азимутами и углами срезки относительно материнского ствола. Наиболее эффективным инструментом решения данной задачи является трехмерное геомеханическое моделирование.

При расчете устойчивости стенки ствола скважины традиционно используется критерий Мора — Кулона. Использование этого критерия позволяет вывести формулы для определения давлений образования трещин и обрушения для расположенных рядом стволов, а также зоны сочленения сложной геометрической формы, образующей овал [1, 2].

Численное моделирование напряженно-деформированного состояния горных пород в призабойной зоне может использоваться и для прогнозирования устойчивости боковых стволов многостволевой скважины как при ее строительстве, так и во время добычи, а также для анализа характера изменения пластических деформаций в прискважинной зоне в интервале срезки (в плоскости, ортогональной оси материнского ствола) [3].

В работе [4] приведен пример изучения зоны сочленения стволов для одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа. Рассмотрены сценарии срезки строго вниз и влево с разным давлением внутри ствола при условии фильтрации через стенку

скважины, а также с учетом нарастанием корки — гидродинамического изолирования формации. На месторождении на глубине песчаного коллектора сдвиговый режим напряжения, т.е. преобладающим является горизонтальный максимальный стресс $S_H > S_v > S_h$.

ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН КОМПЛЕКСНОЕ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ 1D-МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЗВОЛЯЕТ ОПТИМИЗИРОВАТЬ СРЕЗКУ БОКОВОГО СТВОЛА, УЧИТЫВАЯ РАЗНЫЕ ВАРИАНТЫ НАПРАВЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.

Целью представляемой работы являлась оценка устойчивости интервала срезки в открытом горизонтальном стволе (ГС) многоствольной скважины. В ходе работы проведено комплексное трехмерное моделирование напряженно-деформированного состояния горного массива вблизи зоны сочленения при различных параметрах срезки:

- расположения бокового ствола относительно материнского (направление и интенсивность срезки);
- ориентация материнского ствола относительно горизонтальных напряжений;
- зенитный угол основного ствола;
- диаметры материнского и бокового стволов;
- значения удельных весов бурового раствора и соответственно давления в скважине выше и ниже пластового.

Выполненное комплексное геомеханическое моделирование представляет собой успешную реализацию инженерного подхода, описанного в работе [5], к выбору оптимальных параметров срезки, а также выбору интервала в открытом ГС при строительстве многозбойных скважин с большим отходом. Важным элементом такого подхода является возможность оперативного обновления геомеханических моделей, расчета устойчивости стенок ствола и сочленения для песчаного коллектора разных прочностных характеристик в режиме онлайн (в ходе геомеханического сопровождения бурения). Принимая во внимание как плановые, так и предпочтительные (по результатам моделирования) направления боковых стволов и наиболее безопасное направление срезки, заказчику выдавались рекомендации по выбору оптимального местоположения интервала срезки непосредственно в процессе бурения.

ПОСТРОЕНИЕ 3D-МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНОГО МАССИВА ВБЛИЗИ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ

В ходе исследования проводилось трехмерное моделирование зоны сочленения двух необсаженных стволов. Одним из основных методов для моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород в окрестностях различных горных выработок, включая скважины, является метод конечных элементов (МКЭ). Суть метода заключается в том, что область геометрического тела разбивается на некоторое число малых, но конечных по размерам подобластей (конечных элементов). Далее решается система разрешающих уравнений МКЭ, которая для статической задачи представляет собой систему линейных алгебраических уравнений. Алгоритм моделирования с использованием МКЭ представляет собой последовательность шагов для расчета деформаций и напряжений в горном массиве (рис. 1).

Построение геометрии. Первым этапом решения поставленной задачи было построение геометрической модели исследуемого объекта (рис. 2). Рассматривалась геометрия, исходя из проектных диаметров основного и боковых стволов — 155,6 мм. Зона сочленения включала в себя четыре зоны: зона общего материнского ствола, зона сочленения стволов сложной геометрической формы, условно образующей овал (интервал начала срезки), зона смежных стволов и зона двух разобщенных стволов (в том числе с учетом отсутствия перераспределения напряжений вокруг обоих стволов). Далее скважина, интервал сочленения и прискважинная зона были встроены во вмещающий куб, ограничивающий расчетную область. Размер куба (60×50×50м) подбирался таким образом, чтобы границы модели находились на достаточном удалении от исследуемого участка, что позволяет исключить влияние граничных условий и связанное с этим перераспределение напряжений вокруг скважины.

Создание сетки. На следующем этапе проводилась дискретизация построенной геометрической модели. Рассматриваемая область представлялась в виде совокупности конечных элементов в форме тетраэдров, соединенных между собой в узловых точках. Этот этап имеет важное значение для дальнейшего расчета. Оптимальное использование вычислительных ресурсов и необходимая точность конечных расчетов в целевой области требуют аккуратного подбора шага сетки в каждом геометрическом теле. Так, шаг

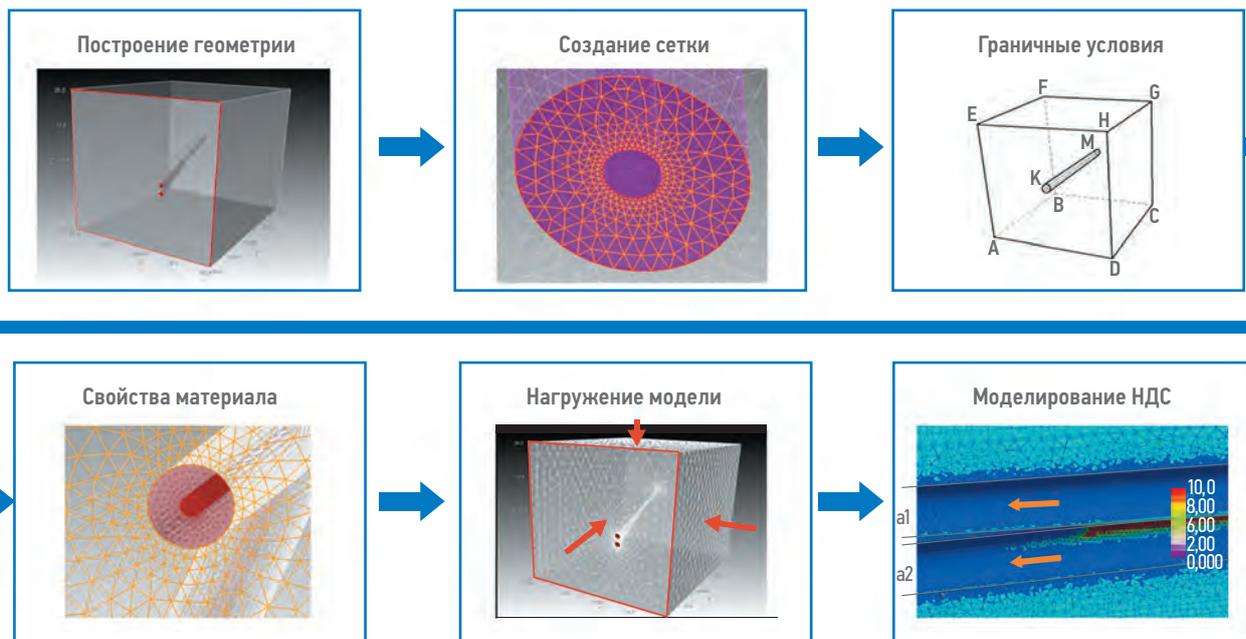


Рис. 1. Алгоритм моделирования НДС методом конечных элементов в зоне сочленения. Составлено авторами
Fig. 1. The sequence of steps for constructing the FEM for modeling the Stress-strain behavior in the junction zone. Prepared by the authors

сетки (расстояние между узлами) на стенке скважины был принят равным 0,02 м. По мере приближения к граничной поверхности прискважинной зоны он увеличивался до 0,08 м, а на границах всего моделируемого куба — до 4 м. Далее сетка конечных элементов в объемах автоматически сгущалась (уменьшение размера сопрягаемых тетраэдров) по мере приближения к целевой области зоны сочленения, а именно от граничных поверхностей куба к поверхности прискважинной зоны, и далее к поверхности скважины

(рис. 2). В результате, для моделирования каждого из рассмотренных сценариев была построена сетка с общим количеством узлов около 3,5 млн и количеством тетраэдров около 7 млн.

Свойства материала. Для трехмерного моделирования в качестве параметров среды использованы результаты расчетов одномерной геомеханической модели: напряжения, упруго-прочностные свойства и плотность бурового раствора. Толща горных пород выше и ниже целевой области зоны

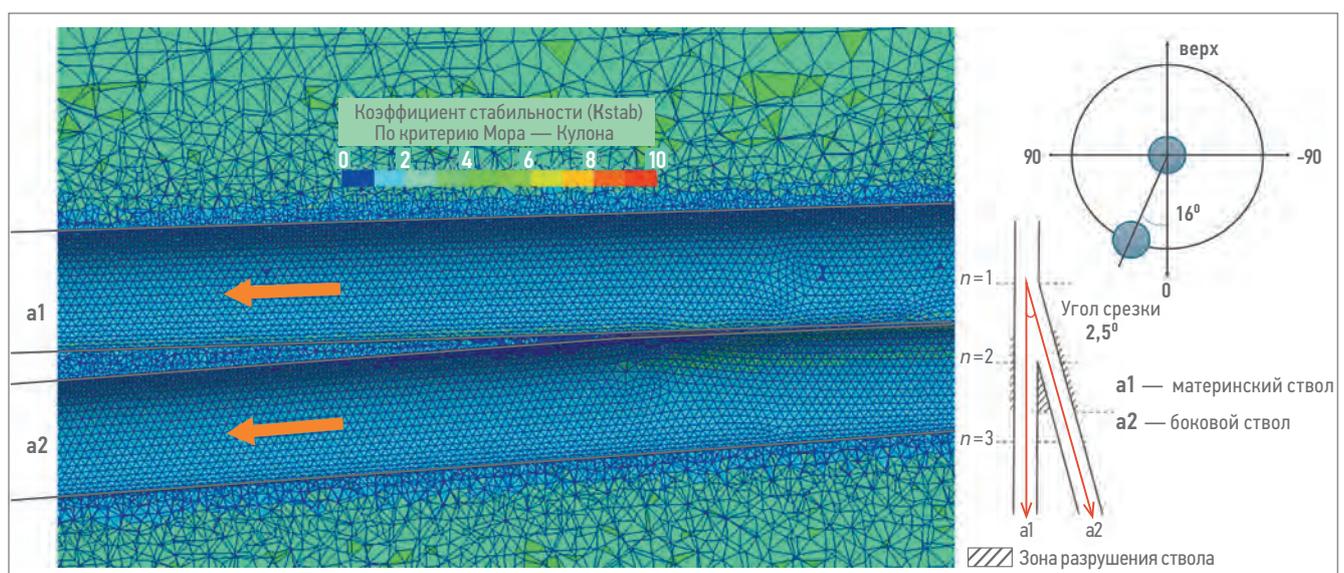


Рис. 2. Интервал зоны сочленения основного и бокового стволов (срезка в третий квадрант — вниз и влево) с отображением расчетной сетки переменного шага. Справа — вид в плоскости, проходящей через центры обоих стволов. Стрелками показано направление бурения, a1 — материнский ствол, a2 — боковой ствол. Составлено авторами

Fig. 2. Interval of the junction zone of the main and lateral boreholes for the planned trajectories with mesh display. The arrows indicate the direction of drilling, a1 — the main borehole, a2 — the lateral borehole. Prepared by the authors

сочленения задавалась сплошным однородным изотропным телом с единичными упруго-прочностными свойствами. В качестве основного моделируемого материала для коллектора принят песчаник, как наиболее представительный для срезки с точки зрения, как локализации по глубине в секции (исходя из траекторий), так и устойчивости зоны сочленения.

Граничные условия, нагружение. При задании граничных условий зафиксированы три взаимно ортогональные грани расчетной области (нулевое перемещения элементов этих граней по нормали). Три оставшиеся грани находились под воздействием давлений равных вертикальному, максимальному и минимальному горизонтальному эффективным напряжениям в целевой области сочленения, которые получены по результатам одномерного геомеханического моделирования. На рассматриваемом месторождении принят нормальный стресс режим, т.е. $S_v > S_H > S_h$. На стенку скважины действовало давление равное гидростатическому давлению столба жидкости известной плотности (плановая плотность бурового раствора). Отметим, что при моделировании учитывалось создание буровым раствором глинистой корки на стенке скважины. Было принято, что фильтрация флюида через глинистую корку не происходит или она пренебрежимо мала. Таким образом в модели стенка скважины является непроницаемой мембраной. Это исключает возможность фильтрации в пласт и гидродинамическую связь между стволами. Любые давления, создаваемые на забое, распространяются только внутри скважины.

Моделирование НДС пород в интервале срезки. Как уже отмечалось во введении, использование критерия Мора — Кулона позволяет рассчитать критические давления, определяющие начало разрушения зоны сочленения двух расположенных рядом открытых стволов. При проведении данного исследования в качестве основной модели поведения горных пород также выбрана упругая идеально-пластичная модель Мора — Кулона. Отметим, что данная модель является наиболее консервативной, однако чаще всего используется всего для моделирования поведения механических свойств пород, так как при расчетах в целом обеспечивает надежные результаты. Модель Мора — Кулона использует закон Гука для описания поля деформаций и условие прочности Мора — Кулона для предельного состояния:

$$\tau = C + \sigma \times \operatorname{tg} \phi, \quad (1)$$

где τ — предел прочности породы по касательным напряжениям, C — когезия (коэффициент сцепления), σ — нормальное напряжение, действующее на площадке разрушения, ϕ — угол внутреннего трения. Однако в таком виде он практически не применяется для нахождения коэффициента запаса устойчивости. Чаще всего для расчетов используют выраженную из этого уравнения функцию прочности, т.е. уравнение касательной, огибающей предельные круги напряжений Мора:

$$2C \cos \phi + (\sigma'_1 + \sigma'_3) \sin \phi \geq (\sigma'_1 - \sigma'_3), \quad (2)$$

где σ'_1 и σ'_3 — соответственно главные максимальные и минимальные эффективные напряжения, действующие в горном массиве (получены из упругого решения с учетом порового давления).

Из критерия разрушения можно рассчитать K_{stab} — коэффициент запаса устойчивости в каждой точке горного массива (в том числе на стенках открытых стволов в зоне их сочленения):

$$K_{stab} = \frac{2C * \cos FANG + (\sigma'_1 + \sigma'_3) * \sin FANG}{\sigma'_1 - \sigma'_3}, \quad (3)$$

где $C = 1/2 \sqrt{USC * TSTR}$, USC — предел прочности при одноосном сжатии, $TSTR$ — предел прочности на растяжение. Таким образом $K_{stab} \leq 1$ характеризует области запредельного деформирования горной пород, т.е. зоны, где будет происходить ее разрушение (ячейки темно-синего цвета на **рис. 2**).

Для проверки достоверности получаемых результатов с учетом принятого критерия разрушения проводилось моделирование устойчивости только материнского ствола для планируемой траектории вне зависимости от места срезки. Результаты полностью совпали с результатами 1D геомеханического моделирования, что подтверждает корректность расчетов.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ СРЕЗКИ

Моделирование методом конечных элементов различных вариантов срезки бокового ствола проводилось в программный комплекс Fidesys 1.6. В ходе расчетов оценена чувствительность устойчивости зоны сочленения двух стволов к расположению материнского ствола — его ориентации относительно горизонтальных напряжений и зенитного угла; ориентации бокового ствола относительно основного — угол между стволами и азимут срезки; диаметра бокового

ствола. Для обеспечения устойчивости стволов при эксплуатации скважин, исследовано влияние забойного давления на степень разрушения материнского ствола и зоны сочленения, при вызове притока и выводе скважины на рабочий режим.

Моделирование одного из плановых сценариев (срезка в третий квадрант, **рис. 2**) демонстрирует зону сочленения, в которой стволы сообщаются, образуя в сечении овал, а далее происходит формирование перемычки. Начало перемычки охарактеризовано значениями коэффициента запаса устойчивости меньше единицы (тёмно-синий цвет на **рис. 2**). Таким образом, в этой области по результатам моделирования будет наблюдаться разрушения горной породы.

Отметим, что одним из результатов моделирования различных сценариев зарезки бокового ствола стала идентичная картина НДС горного массива в зоне сочленения при симметричной срезке в третий и четвертый квадрант. Это объясняется незначительной анизотропией напряжений в интервале коллектора рассматриваемого месторождения (разница между горизонтальными напряжениями составила ~1–2 %). Исходя из полученных результатов, далее рассмотрены только сценарии срезки в 4 квадрант, который больше всего подходит для успешной реализации срезки именно вправо вниз, ввиду стандартного правого вращения бурового инструмента.

Сценарий 1: Ориентация основного и бокового стволов в направлении минимального и максимального горизонтального напряжения. В рамках моделирования этого сценария исследовалось влияние на устойчивость интервала срезки сразу двух параметров — угла между стволами и направление срезки из материнского ствола.

Учитывая технологические ограничения при зарезке бокового ствола, анализ влияния угла между стволами на устойчивость зоны сочленения проводился для углов — 1°, 2,5° и 5°. Наряду с этим проведена оценка устойчивости зоны сочленения к направлению срезки. Рассматривалась срезка только в 4 квадрант в значениях — 0°, -22,5°, -45° (отсчет выполняется от направления «вниз» по часовой стрелке в плоскости, ортогонально сенущей материнский ствол). Все результаты представлены в виде сечения скважины вдоль интервала срезки бокового ствола плоскостью, перпендикулярной оси скважины. При расчетах азимут максимального и минимального горизонтальных напряжений принят равным 160° и 70°, соответственно, зенитный угол основного ствола — 86°, азимут основного ствола — 145°. На **рис. 3** представлен один из кейсов расчета для угла между стволами 2,5° и предельного расстояния от начала срезки, где наблюдается разрушения перемычки для рассматриваемых параметров. Результаты моделирования свидетельствуют о том, что с увеличением угла между стволами

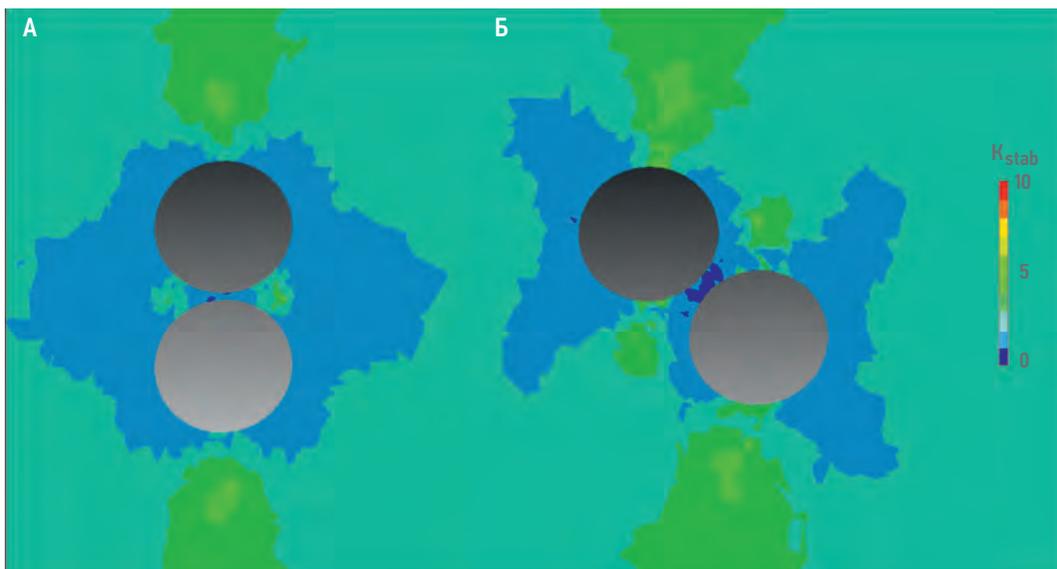


Рис. 3. Результат моделирования устойчивости зоны сочленения стволов при А) срезке вниз (0°) и Б) вправо (-45°) в 4 квадрант. Угол между материнским и боковым стволом составляет 2,5°. Расстояние от места срезки в направлении SH 3,51 метра (А) и 3,75 метра (Б). Перемычка между стволами все еще подвержена разрушению. Составлено авторами

Fig. 3. The results of sidetracking А) down (0°) and Б) right (-45°) in 4 quadrants. The angle between the main and lateral boreholes is 2,5°. The distance after the junction (kick-off) point (in the SH direction) is 3,51 meters (А) and 3,75 meters (Б). The bridge between the trunks is still subject to collapse. Prepared by the authors

уменьшается как явное разрушение пере-
мычки (зона смежных стволов), так и потенци-
альные разрушения, связанные с НДС горной
породы вокруг стволов. Это объясняется тем,
что при меньших углах срезки зона разобщен-
ных стволов (область, где исчезает взаимное
влияние стволов, стволы перестают «видеть»
друг друга) появляется позже. Результаты мо-
делирования также демонстрируют наличие
явной зависимости от направления срезки
бокового ствола (рис. 4). Чем больше угол
отхода относительно низа скважины (срезки
вниз), тем разрушенный интервал перемычки
больше. Это связано с тем, что при срез-
ке вправо или влево с увеличением азимута
срезки перемычка между стволами все более
подвержена действию именно вертикального
напряжения, НДС в этой области существенно
меняется.

Для анализа полученных данных и визуа-
лизации результатов моделирования был
разработан специализированный инстру-
мент — параметр Δ (или чувствительность),
представляющий собой отношение текущего
диаметра скважины к длине интервала раз-
рушения перемычки (рис. 4):

$$\Delta = \frac{\text{Borehole diameter}}{\text{Junction zone failure distance}} \quad (4)$$

Ниже представлены интервалы разрушений
перемычки между стволами для всех смодели-
рованных случаев (табл. 1).

Сценарий 2. Анализ чувствительности устойчивости зоны сочленения к зенит- ному углу основного ствола.

В ходе моде-
лирования исследовано влияние зенитного
угла основного ствола в диапазоне 86-92°
на напряженно-деформированное состояние
горного массива в зоне сочленения стволов.
При расчетах азимут максимального гори-
зонтального напряжений принят равным
160°, зенитный угол основного ствола — 86°,
89° и 92°, азимут основного ствола — 145°,
угол между основным и боковым стволами —
5°. Боковой ствол направлен в 4-й квадрант
под углом -45°.

Результаты моделирования для трех значе-
ний зенитного угла основного ствола не вы-
явили существенных различий в устойчиво-
сти зоны сочленения (рис. 5). Такой результат
получен для всех направлений срезки, вклю-
чая и самый критичный с точки зрения устой-
чивости — срезка вбок под максимальным
углом -45°.

Сценарий 3. Анализ чувствительности устойчивости зоны сочленения к диаметру бокового ствола.

В результате моделирова-
ния исследовано влияние диаметра бокового

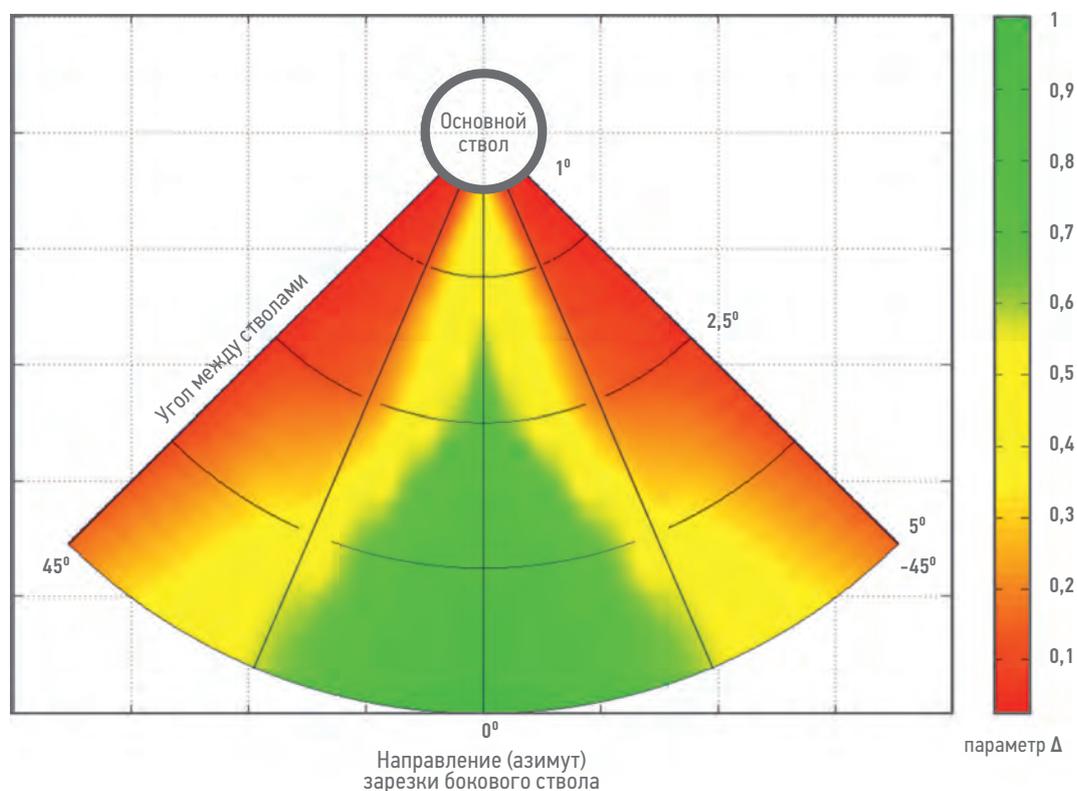


Рис. 4. Стереонет чувствительности (параметр Δ) к углу между стволами и направлению срезки из материнского
ствола. Составлено авторами

Fig. 4. Stereonet of the sensitivity parameter Δ to the angle between the main borehole and also the lateral borehole
direction from the main borehole. Prepared by the authors

Таблица 1. Рассчитанные интервалы разрушения перемычки и чувствительность для смоделированных сценариев при ориентации основного ствола (и, соответственно, срезки) в направлении SH и Sh
Table 1. The obtained results of the collapsed intervals of the bridge and the sensitivity for all modeled scenarios in the case of the orientation of the sidetracking in the both direction SH and Sh

Угол между стволами	Угол срезки относительно материнского ствола (четвертый квадрант)	Интервал разрушений перемычки, м. Направление в сторону:		Δ Направление в сторону:	
		Sh	SH	Sh	SH
1°	0°	0,45	0,45	0,34	0,34
	-22,5°	2,15	2,14	0,07	0,07
	-45°	6,14	6,1	0,025	0,025
2,5°	0°	0,21	0,21	0,726	0,726
	-22,5°	0,905	0,9	0,17	0,17
	-45°	2,72	2,75	0,056	0,055
5°	0°	0,15	0,15	1	1
	-22,5°	0,26	0,26	0,586	0,586
	-45°	0,956	0,95	0,16	0,16

ствола на устойчивость зоны сочленения. При расчетах азимут максимального горизонтального напряжения принят равным 160°, зенитный угол основного ствола — 86°, азимут основного ствола — 145°, угол между основным и боковым стволами — 2,5°. Боковой ствол направлен в 4 квадрант под углом -45°. Результаты моделирования свидетельствуют о незначительных изменениях устойчивости зоны сочленения при уменьшении диаметра бокового ствола со 155,6 до 152,4 мм при диаметре материнского ствола 155,6 мм (рис. 6). Интервал разрушения на расстоянии в области 6 м

уменьшился на 0,08 м, что составляет около 1,3%.

Сценарий 4. Расчет давления, при котором необсаженный ствол начнет схлопываться. В результате моделирования данного сценария исследовано влияние забойного давления при эксплуатации скважины на степень разрушения материнского ствола и зоны сочленения. При расчетах азимут максимального горизонтального напряжения принят равным 160°, зенитный угол основного ствола — 86°, азимут основного ствола — 145°, угол между основным и боковым стволами — 1°. Боковой ствол направлен под углом — 0°, т.е. срезка

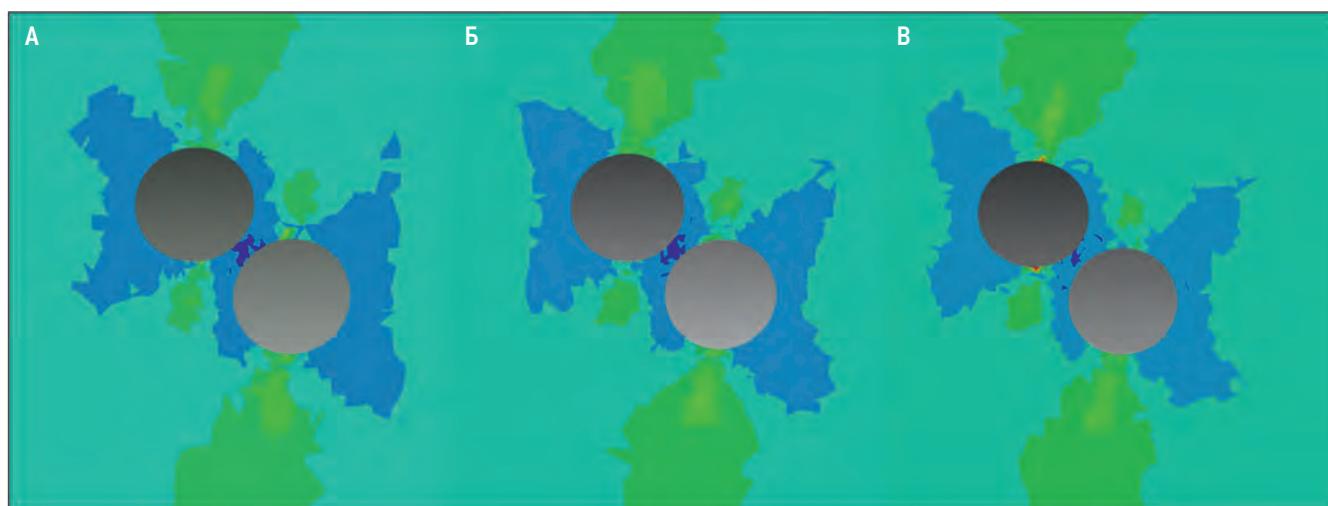


Рис. 5. Анализ чувствительности зоны сочленения к зенитному углу 86° (А), 89° (Б), 92° (В). Расстояние от места срезки в направлении SH 1,95 метра. Перемычка между стволами все еще подвержена разрушению. Легенда представлена на рис. 3. Составлено авторами
Fig. 5. The sensitivity analysis of the junction zone to the deviation angle 86° (A), 89° (B), 92° (C). The distance after the junction (kick-off) point (in the SH direction) is 1,95 meters. The bridge between the boreholes is still subject to collapse. The legend is shown on Fig. 3. Prepared by the authors

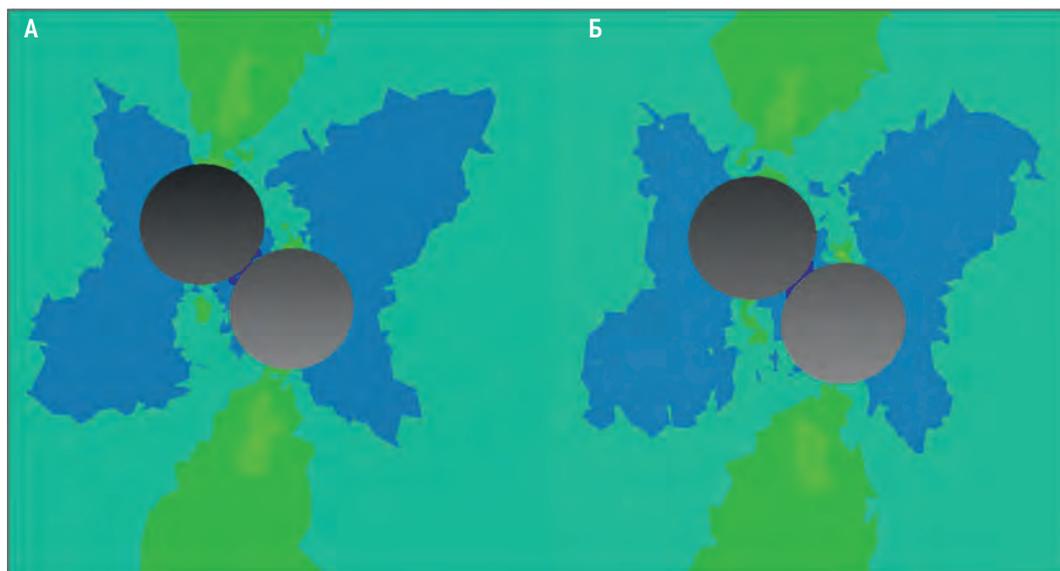


Рис. 6. Влияние диаметра бокового ствола на устойчивость зоны сочленения. Kstab рассчитан в плоскости, секущей зону сочленения основного и бокового стволов в 3,4 метра от точки срезки. Диаметр материнского ствола 155,6 мм; диаметр бокового ствола — 155,6 мм (А) и 152,4 мм (Б). При расхождении стволов возникает перемычка, которая начинает разрушаться. Легенда представлена на Рис. 3. Составлено авторами

Fig. 6. Results of the lateral borehole diameter influence analysis on the stability of the junction zone. Diameter of the main borehole is 155.6 mm; diameter of the lateral borehole is 155.6 mm (A) and 152.4 mm (B). The distance after the junction (kick-off) point is 3,4 meters. The bridge appears when the boreholes are diverged. The legend is shown on Fig. 3. Prepared by the authors

проводится строго вниз. Расчеты проводились при забойных давлениях в скважине равных 96, 77 и 67 % от пластовых (или 0,7, 0,8, 1 г/см³ в пересчете на удельный вес бурового раствора). Также для сравнения приведен результат с текущим (использованным в модели) удельным весом бурового раствора в статике — 1,08 г/см³.

Результаты моделирования показали, что при забойном давлении равном 77% от пластового, могут появляться зоны не только частичного разрушения материнского ствола, перемычки и разобщенных стволов, но и весьма значительные разрушения в области боковых стенок в зоне сочленения сложной геометрической формы, образующей овал (рис. 7). В случае, когда забойное давление составляет 67% от пластового, наблюдается полное разрушение стенок по всей окружности ствола при всех рассматриваемых сценариях.

Оценка местоположения точки срезки и устойчивости зоны сочленения в реальном времени. Для оперативной корректировки местоположения точки начала срезки применялось комплексное геомеханическое моделирование. Предбуровая модель расчета устойчивости стенки скважины (РУСС), построенная для каждого ствола многоствольной скважины на базе трехмерной геомеханической модели, обновлялась по данным, поступающим непосредственно

в процессе бурения в реальном времени, и была задействована далее для корректировки последующей точки срезки (КОР — Kick-off point).

На рис. 8 (а) представлена предбуровая модель материнского ствола с плановыми точками срезки. Полученные свойства модели МСДН участвовали в 3D-моделировании устойчивости зоны сочленения (средний рисунок, рис. 8), где можно видеть, что обрушения меняются не только на стенке скважин, но и в зоне перемычки двух стволов. Рекомендации по изменению точки срезки основывались на этом первичном результате, но дополнительным аргументом были результаты постбуровых РУСС для близлежащих, уже пробуренных ранее боковых стволов скважины типа fork.

На рис. 8 (б) представлен постбуровой РУСС близлежащего бокового ствола №3, корректным образом перенесенный на предбуровую модель для интервала срезки MTL #4 (sidetrack ST#3), где прослеживается соответствие тренду предбуровой модели (оранжевая заливка и зеленая кривая).

В результате заказчику предложен перенос точки срезки MLT №4 на 11 м выше по стволу в интервал с меньшим градиентом обрушения. Принятые рекомендации подтверждены постбуровой моделью и успешным продолжительным периодом добычи.

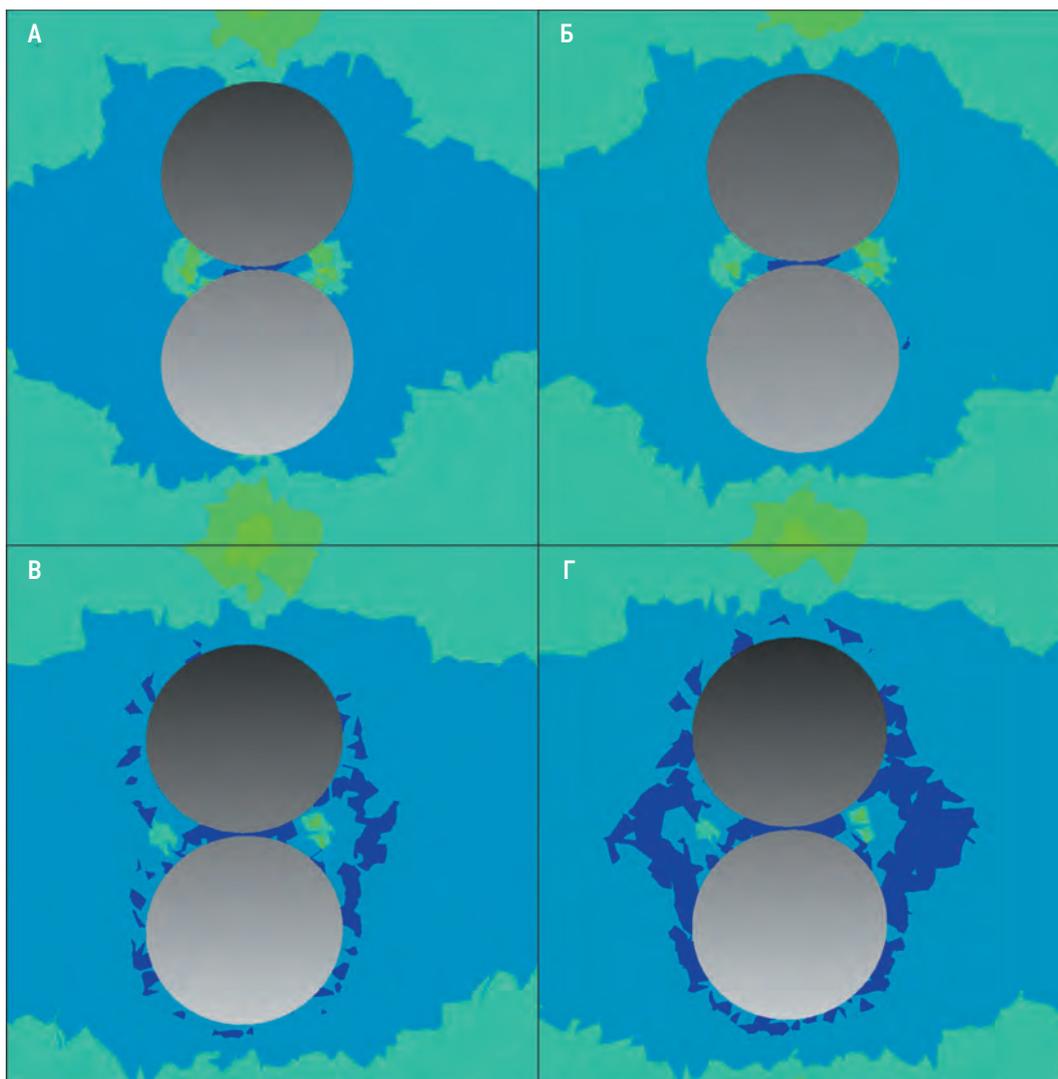


Рис. 7. Расчет НДС горного массива в околоскважинном пространстве для забойного давления (в пересчете на удельный вес бурового раствора): А) 1,08 г/см³; Б) 1 г/см³ (96% от пластового давления); В) 0,8 г/см³ (77% от пластового); Г) 0,7 г/см³ (67% от пластового). Легенда представлена на рис. 3. Расстояние от места срезки бокового ствола 8,5 м. При расхождении стволов возникает перемычка. Составлено авторами

Fig. 7. Simulation of the stress-strain behavior around the borehole for bottom hole pressure equal to А) 1,08 g/cc; Б) 1 g/cc (96% formation pressure); В) 0,8 g/cc (77% of formation); Г) 0,7 g/cc (67% of formation). The legend is presented in Fig. 3. 96%, 77% and 67% of the reservoir pressure during drilling and at the beginning of production. The distance after the junction (kick-off) point is 8,5 meters. The bridge appears when the boreholes diverge. Prepared by the authors

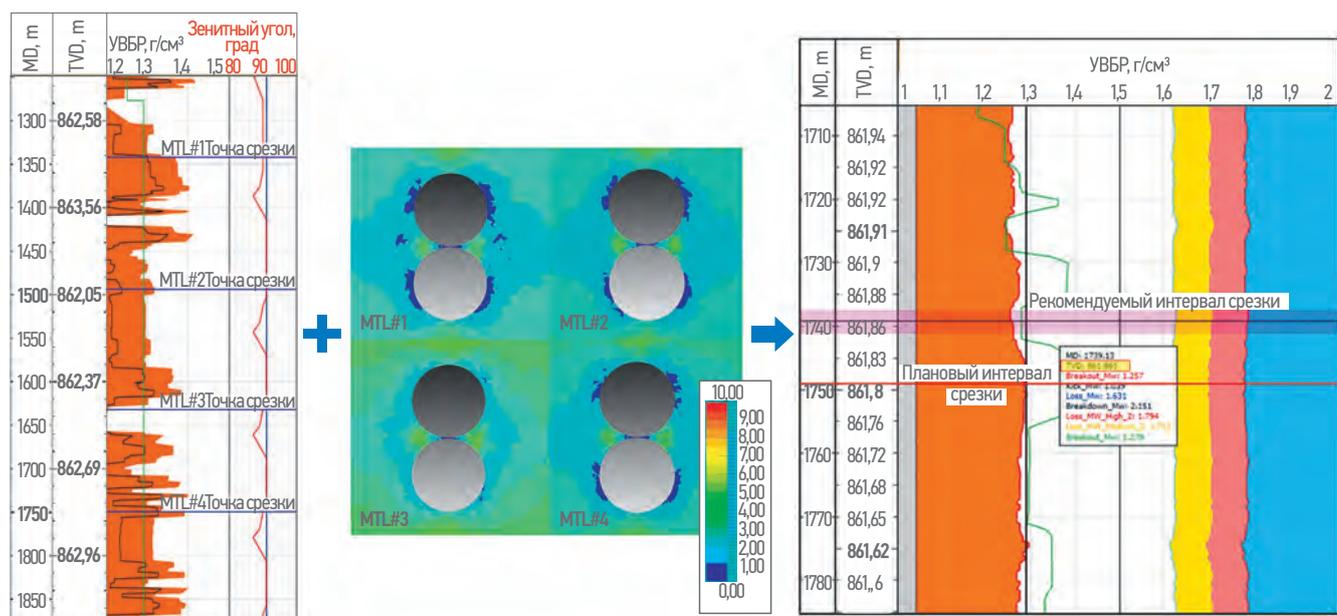
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексный анализ полученных результатов позволил оценить влияние каждого из входных параметров модели и получить нужную комбинацию, при которой наблюдаются минимальные разрушения в зоне сочленения стволов. На примере строительства ГС многоствольных скважин на одном из месторождений Западной Сибири выявлены следующие фундаментальные зависимости:

- разница в устойчивости зоны сочленения зависит от зенитного угла и азимута материнского ствола;
- в случае слабой анизотропии напряженного состояния (при условии

нормального режима напряжений) наблюдается симметричная картина разрушений для направления бокового ствола в 3-й и 4-й квадрант;

- зона сочленения основного и бокового стволов меньше подвержена разрушениям при увеличении угла между стволами;
- срезка в направлении нулевого азимута или близкого к нему (срезка строго вниз) наиболее предпочтительна ввиду меньшего разрушения в зоне сочленения;
- разница в устойчивости зоны сочленения при направлении срезки в сторону минимальных или максимальных горизонтальных напряжений незначительна и составляет ~1–2 %;



Условные обозначения:

- Удельный вес бурового раствора
- Поровое давление
- Градиент поглощений
- Средний риск поглощений
- Предбуровой градиент обрушения ST#4
- Градиент обрушения
- Градиент разрыва
- Высокий риск поглощений

Рис. 8. Алгоритм комплексного геомеханического моделирования, позволяющий в режиме реального времени корректировать плановую глубину точки срезки следующего бокового ствола. Слева — предбуровой РУСС для основного ствола; посередине — результат моделирования зоны сочленения двух стволов по параметрам 1Д ГММ; справа — постбуровой РУСС ST#4 и рекомендация по изменению точки срезки бокового ствола. Составлено авторами

Fig. 8. Algorithm of complex geomechanical modeling that allows adjustment of the planned depth of kick-off point for the next sidetrack. On the left — pre-drill wellbore stability (WBS) for the main borehole with four MTL kick-off points; in the middle — result of 3D modeling the junction zone stability using the result of 1D GMM parameters; on the right — post-drill WBS for MTL#4 kick-off point interval and recommendation to move KOP a little bit up by trajectory. This interval will be safer for both borehole wall and bridge between two boreholes. Prepared by the authors

- уменьшение диаметра бокового ствола сокращает интервал разрушений перемычки в зоне сочленения;
- определено забойное давление, при котором необсаженный ствол скважины в начале эксплуатации начинает неконтролируемо разрушаться.

Сопровождение бурения и оперативная выдача рекомендаций непосредственно при подходе текущего забоя к плановой зоне сочленения позволило корректировать плановые интервалы срезов вдоль материнского горизонтального ствола в наиболее безопасные интервалы в терминах устойчивости как для перемычки между стволами, так и для стенок скважин. Учет этих рекомендаций в процессе строительства скважины позволил осуществить безаварийное бурение. Корректность проведенного анализа подтверждена успешно

проведенными срезками и продолжительной устойчивостью зоны сочленения при дальнейшей добыче. Также разработан специализированный способ оценки и визуализации результатов анализа в виде чувствительности — параметра Δ , определяемого как отношение текущего диаметра скважины к длине интервала разрушения перемычки.

При строительстве многоствольных скважин комплексное трехмерное моделирование зоны сочленения с учетом результатов одномерного моделирования механических свойств, давлений и напряжений позволяет оптимизировать срезку бокового ствола, принимая во внимание как плановые, так и предпочтительные (по результатам моделирования) направления боковых стволов, а также наиболее безопасное направление интервала срезки.

Список литературы

1. Aadnoy B.S., Edland C. Borehole stability of multilateral junctions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2001, no. 30, pp. 245–255. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00137-1](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00137-1)
2. Aadnoy B.S., Froiland T.S. Stability of adjacent boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1991, no. 6, pp. 37–43. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90022-F](https://doi.org/10.1016/0920-4105(91)90022-F)
3. Assef Mohamad-Hussein, Juliane Heiland. 3D finite element modelling of multilateral junction wellbore stability. *Journal of Petroleum Science*. 2018. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0>

4. Сeryakov A.V., Podberezhnyy M.Yu. Оценка оптимальных условий расположения горизонтальных скважин-фишбонов в условиях разработки месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа // Георесурсы. — 2023. — № 25(1). — С. 130–139. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.13>

5. Горностаев Д.И., Неведов А.В., Непов Р.К., Смирнов Н.Ю., Шемякин Д.Н., Ишмуратов Р.И. Инженерный подход и особенности строительства горизонтальных скважин в условиях динамического истощения пласта. — РОЭК, 2023.

References

1. Aadnoy B.S., Edland C. Borehole stability of multilateral junctions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2001, no. 30, pp. 245–255. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00137-1](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00137-1)

2. Aadnoy B.S., Froitland T.S. Stability of adjacent boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1991, no. 6, pp. 37–43. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90022-F](https://doi.org/10.1016/0920-4105(91)90022-F)

3. Assef Mohamad-Hussein, Juliane Heiland. 3D finite element modelling of multilateral junction wellbore stability. *Journal of Petroleum Science*. 2018. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0>

4. Seryakov A.V., Podberezhnyy M.Yu. Estimation of the fishbone optimal orientation for a Yamalo-Nenets Autonomous District oilfield. *Georesources*, 2023, no. 25(1), pp. 130–139. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.13>

5. Gornostayev D.I., Nefedov A.V., Nepov R.K., Smirnov N.Yu., Shemyakin D.N., Ishmuratov R.I. *Engineering approach and specific features of horizontal well construction under dynamic reservoir depletion conditions*. ROEC 2023. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Тазьба — осуществил построение модели МСДН и проинтерпретировал полученные результаты, оптимизировал точки срезок в процессе сопровождения бурения скважин месторождения, разработал концепцию и подготовил текст статьи, согласен принять на себя ответственность за представленные аспекты работы.

Р.К. Непов — оказал экспертную поддержку в интерпретации полученных результатов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.Ю. Смирнов — оказал экспертную поддержку в области геомеханического моделирования и построения МСДН модели, анализе полученных результатов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Dmitry A. Tazba — developed the MSDN model and interpreted the results, optimized the kick-off points during the real-time drilling support, developed the concept and prepared the manuscript. Agreed to take responsibility for the aspects of the work presented.

Roman K. Nepov — provided expert support in interpreting the results and approved the final published version of the article.

Nikolay Y. Smirnov — provided expert support in geomechanical modeling and MSDN model construction, analyzed the results and approved the final published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Алексеевич Тазьба* — инженер-геомеханик, ООО «ПетроГМ»
630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Академика Лаврентьева, д. 2/2.
e-mail: tazba.da@petrogm.com

Роман Кириллович Непов — старший инженер-геомеханик, ООО «ПетроГМ»

Николай Юрьевич Смирнов — главный инженер, ООО «ПетроГМ»

Dmitry A. Tazba — Geomechanics engineer, PetroGM LLC
2/2, Academician Lavrentyev Ave., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: tazba.da@petrogm.com

Roman K. Nepov — Senior engineer, PetroGM LLC

Nikolay Y. Smirnov — Chief engineer, PetroGM LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДИЗАЙНА/ РЕДИЗАЙНА МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

© Коллектив авторов,
2024



В.А. Стародубов*, **Р.К. Непоп**, **Н.Ю. Смирнов**

ООО «ПетроГМ», РФ, Новосибирск

Электронный адрес: starodubov.va@petrogm.com

В настоящее время одной из наиболее актуальных задач в нефтегазовой отрасли является эффективная добыча углеводородов (УВ) на месторождениях, обладающими низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Ключевыми технологиями при решении этой задачи становятся строительство горизонтальных скважин (ГС) и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), в том числе и многостадийного (МГРП). Совместное использование технологий горизонтального бурения и МГРП является успешным решением с точки зрения чистого дисконтированного дохода в разработке как традиционных запасов, так и карбонатизированных коллекторов со сверхнизкой проницаемостью [1].

Цель. Разработка и апробация подхода, позволяющего реализовать единый алгоритм моделирования трещины ГРП, построение дизайна и редизайна, а также прогноз продуктивности трещины и обеспечение эффективного проведения МГРП еще на этапе планирования.

Материалы и методы. В основе предлагаемого подхода положено комплексное (геологическое, гидродинамическое, геомеханическое) моделирование, которое проводится с использованием всех доступных по скважинам месторождения данных, включая данные геофизических исследований скважин (ГИС), результаты керновых исследований, буровую информацию, данные по конструкциям скважин и т.д. Для калибровки упруго-прочностных характеристик горной породы используются результаты керновых исследований, а напряженно-деформированное состояние геологической среды — это результат 1D геомеханического моделирования с калибровкой на специальные исследования (стресс-тест, тест на приемистость), нагнетательные тесты, мини-ГРП и буровые события.

Результаты. Разработанный геомеханический подход опробован при добыче УВ из ачимовских отложений одного из месторождений Западной Сибири. Успешно проведены пяти-, шестистадийные МГРП на ГС. Высокая точность прогнозируемых параметров трещины обеспечила эффективное размещение пропанта в трещине ГРП и успешное проведение основной закачки.

Заключение. Построенные в рамках геомеханического подхода модели повышают эффективность ретроспективного анализа ГРП и являются незаменимым инструментом при геомеханическом сопровождении ГРП в реальном времени. Они имеют прогнозную силу и являются эффективным инструментом, который после обновления может использоваться как на последующих стадиях при проведении МГРП, так и на других скважинах месторождения.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, геомеханическое моделирование, горизонтальные скважины, геомеханический подход, алгоритм моделирования ГРП, прогнозная сила, ачимовская толща

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Стародубов В.А., Непоп Р.К., Смирнов Н.Ю. Геомеханический подход при разработке дизайна/редизайна многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):110–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-110-116>

Статья поступила в редакцию 10.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

GEOMECHANICAL APPROACH IN THE DEVELOPMENT OF DESIGN/REDESIGN OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

Vladislav A. Starodubov*, **Roman K. Nepop**, **Nikolay Y. Smirnov**

PetroGM LLC, RF, Novosibirsk

E-mail: starodubov.va@petrogm.com

Currently, one of the most pressing tasks in the oil and gas industry is the efficient production of hydrocarbons (HC) in fields with low values of filtration and capacitance properties (PPP). The key technologies in this approach include the construction of horizontal wells (HS) and hydraulic fracturing (HF), including multi-stage fracturing. The combined use of horizontal drilling and multi-stage hydraulic fracturing technologies is a successful solution in terms of net present value in the development of both conventional reserves and carbonated reservoirs with ultra-low permeability [1].

Aim. Main aim of this work was to develop and test an approach that makes it possible to implement a unified algorithm for modeling a hydraulic fracturing fracture, constructing a design and redesign, as well as predicting

the productivity of the fracture and ensuring the effective implementation of multi-stage hydraulic fracturing at the planning stage.

Materials and methods. The proposed approach is based on comprehensive (geological, hydrodynamic, geomechanical) modeling, which is carried out using all data available for wells in the field, including geophysical survey data (GIS), results of core studies, drilling information, well design data, etc. For calibration of the elastic-strength characteristics of the rock, the results of core research are used, and the stress-deformed state of the geological environment is the result of 1D geomechanical modeling with calibration for special studies (stress test, injectivity test), injection tests and mini-fracturing, as well as drilling events.

Results. The developed geomechanical approach was tested during the extraction of hydrocarbons from the Achimov deposits of one of the fields in Western Siberia. Five- and six-stage multi-stage hydraulic fracturing on horizontal wells was successfully carried out. The high accuracy of the predicted fracture parameters ensured the effective placement of the proppant in the fracture and the successful conduct of the main injection.

Conclusion. Models built within the framework of the geomechanical approach increase the efficiency of retrospective analysis of hydraulic fracturing and are an indispensable tool for geomechanical support of hydraulic fracturing in real time. They have predictive power and are an effective tool that, after updating, can be used both at subsequent stages during multi-stage hydraulic fracturing and at other wells in the field.

Keywords: hydraulic fracturing, geomechanical modeling, horizontal wells, geomechanical approach, hydraulic fracturing modeling algorithm, predictive force, Achimov formation

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

For citation: Starodubov V.A., Nepop R.K., Smirnov N.Y. Geomechanical approach in the development of design/redesign of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):110–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-110-116>

Manuscript received 10.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

В условиях истощения традиционных залежей углеводородов и длительной эксплуатации месторождений все более пристальное внимание в нефтегазовой отрасли уделяется работе с трудноизвлекаемыми запасами. Ключевыми технологиями их разработки являются строительство горизонтальных скважин (ГС) и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), в том числе и многостадийного (МГРП), что позволяет существенно увеличить зону дренирования пласта, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки, вследствие чего дебит скважин повышается до экономически рентабельного уровня. Несмотря на то что технология ГРП применяется с 1950-х годов, на сегодняшний день не существует универсальной физико-математической модели, позволяющей описать все процессы при ГРП: инициация и рост трещины, массоперенос смеси рабочей жидкости и частиц пропанта в канале трещины [1]. Важным инструментом при реализации этих технологий становится комплексное (геологическое, гидродинамическое, геомеханическое) моделирование [2]. Прогнозная сила и, соответственно, эффективность дальнейшего применения этого инструмента, во многом определяется последовательным использованием в процессе моделирования: 1) свойств материала (горной породы); 2) параметров среды (поровое давление и НДС горного массива); 3) технологических параметров закачек в контексте планируемых

целей ГРП; и, наконец, 4) моделирование самого ГРП в одном из симуляторов, выбор которого также осуществляется с учетом заложенных в специализированное программное обеспечение моделей (Pseudo3D, Planar3D и другие). Отметим, что первые две характеристики являются физическими свойствами пласта, которые необходимо определять и прогнозировать с высокой точностью и которые не могут произвольным образом корректироваться при разработке дизайна или редизайне МГРП (рис. 1). Помимо свойств пласта также существует ряд технологических параметров, оказывающих значительное влияние на развитие трещины ГРП, ее геометрию и, как следствие, на конечную добычу УВ.

ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ НА ЭТАПЕ ПЛАНИРОВАНИЯ ГРП РЕАЛИЗОВАТЬ ЕДИНЫЙ АЛГОРИТМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИН, С ПОСТРОЕНИЕМ ДИЗАЙНА И РЕДИЗАЙНА, С ПРОГНОЗОМ ПРОДУКТИВНОСТИ ТРЕЩИН И ЭФФЕКТИВНОГО ПРОВЕДЕНИЯ МГРП.

Таким образом, геомеханический подход к дизайну/редизайну МГРП базируется на четком разделении входных параметров по логически понятным группам и их последовательном использовании при комплексном моделировании. В рамках этого подхода накладываются жесткие ограничения на возможность корректировки базовых параметров среды при настройке модели ГРП

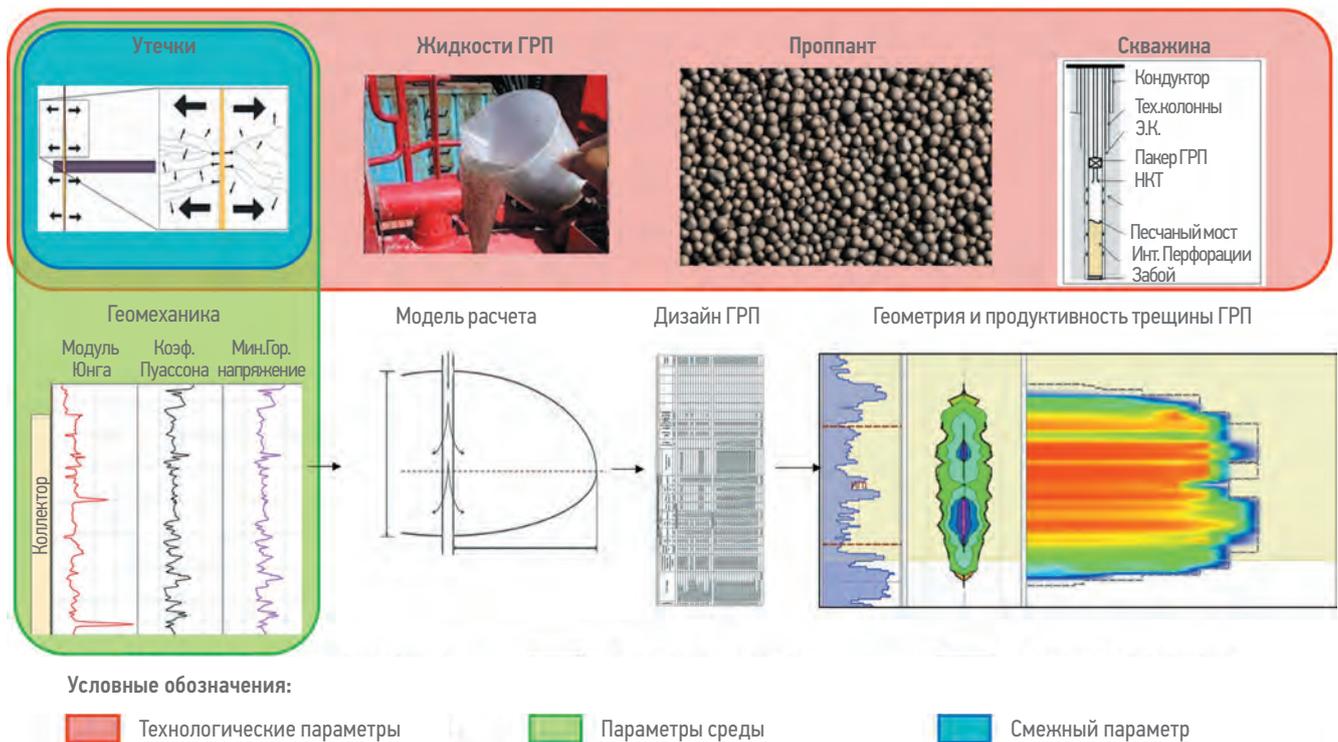


Рис. 1. Блок-схема параметров, необходимых для моделирования геометрии и продуктивности трещины ГРП. Составлено авторами
 Fig. 1. Flowchart of parameters required to model hydraulic fracture geometry and productivity. Compiled by the authors

на более высоких иерархических уровнях, когда допускается варьирование только технологических параметров. В своих предыдущих работах [3] мы уже продемонстрировали эффективность применения геомеханического подхода при разработке дизайна/редизайне ГРП для вертикальных и S-образных скважин. В данной статье мы приводим результаты его дальнейшей модификации и адаптации для применения на горизонтальных скважинах. Предлагаемый подход опробован при проведении МГРП в ачимовских отложениях, вскрытых ГС на месторождениях Западной Сибири.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ДИЗАЙНА/РЕДИЗАЙНУ МГРП

Если опустить предварительные исследования по обоснованию и выбору скважин, на которых будет проводиться ГРП / МГРП, то общий процесс моделирования распространения трещины будет включать в себя три основных этапа:

- 1) подготовка предварительного дизайна;
- 2) редизайн с калибровкой на результаты тестовых закачек;
- 3) фактический дизайн по результатам проведения основной закачки ГРП.

На первом, подготовительном этапе разработки предварительного дизайна ключевым моментом является сбор и анализ всей доступной информации по скважине, вскрываемому разрезу и ожидаемым параметрам ГРП. К этим данным будут относиться: траектория ствола, конструкция скважины, альтитуда стола ротора и т.д.; выгруженные (вдоль виртуального вертикального ствола, проходящего через муфту/порт ГРП) из предварительно построенной 3D геомеханической модели упруго-прочностные свойства породы и данные по напряженно-деформированному состоянию горного массива; технологические параметры ГРП, включающие в себя тоннаж, тип проппанта и жидкости, количество стадий и т.д. Таким образом, результатом работ на первом этапе является график закачки с учетом технических ограничений и рисков. Рассмотрим подробнее стадию описания геомеханических свойств. Основополагающими параметрами, контролирующими распространение трещины ГРП являются: статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, описывающие упруго-прочностные характеристики породы, и минимальное горизонтальное напряжение, определяющее напряженно-деформированное состояние горного массива. В основу разрабатываемых геомеханических моделей закладывается вся имеющаяся по месторождению информация, данные

по пробуренным скважинам, в том числе: результаты ГИС и керновых исследований, данные по бурению и по конструкциям скважин и т.д. Для калибровки упруго-прочностных характеристик, рассчитанных по каротажным данным и корреляционным зависимостям, используются результаты геомеханических тестов на керне. В свою очередь, профиль минимальных горизонтальных напряжений рассчитывается в рамках теории поропругой среды и калибруется на результаты специальных исследований (стресс тест, тест на приемистость), нагнетательных тестов и мини-ГРП, а также на буровые события. Отметим, что ключевым моментом предлагаемого (геомеханического) подхода является достоверность и прогнозная сила построенных геомеханических моделей. После завершения при дальнейшей разработке дизайна и редизайне ГРП, упруго-прочностные характеристики породы не подлежат корректировке, а профиль напряжений, может быть уточнен еще только на этапе проведения мини ГРП. Для калибровки геомеханических моделей используются цифровые данные мини-ГРП, которые загружаются в симулятор ГРП. Далее проводится их интерпретация с расчетом значений давления закрытия трещины, эквивалентных величине минимального горизонтального напряжения. После такого уточнения геомеханическая модель в дальнейшем не подвергается никаким дополнительным настройкам — она представляет собой окончательный инструмент,

пригодный для использования при проектировании ГРП [3]. Как уже было продемонстрировано нами ранее [3], при разработке дизайна ГРП в вертикальных, субвертикальных и S-образных (с небольшим отходом) скважинах хорошие результаты обеспечивает применение 1D-геомеханической модели, построенной с использованием данных ГИС и бурения, результатов керновых исследований и другой калибровочной информации. Такой подход не может быть использован корректно в случае активной разработки месторождения. Однако при подготовке дизайна многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах использование результатов только 1D-моделирования не позволяет добиться приемлемого результата ввиду того, что каротажные данные описывают вскрываемый разрез вдоль ГС, т.е. по латерали. Для расчета геометрии трещины ГРП необходимо описать разрез по вертикали, т.к. в большинстве случаев при нормальном сбросовом стресс режиме, трещины распространяются вертикально и поперек / вдоль горизонтального ствола. Однако в этом случае при моделировании распространения трещины ГРП ключевым моментом является понимание профиля упруго-прочностных свойств породы и напряженно-деформированного состояния горного массива по вертикали в точке инициации трещины по ГС. Это направление можно охарактеризовать виртуальной вертикальной скважиной, проходящей через муфту/порт ГРП (рис. 2).

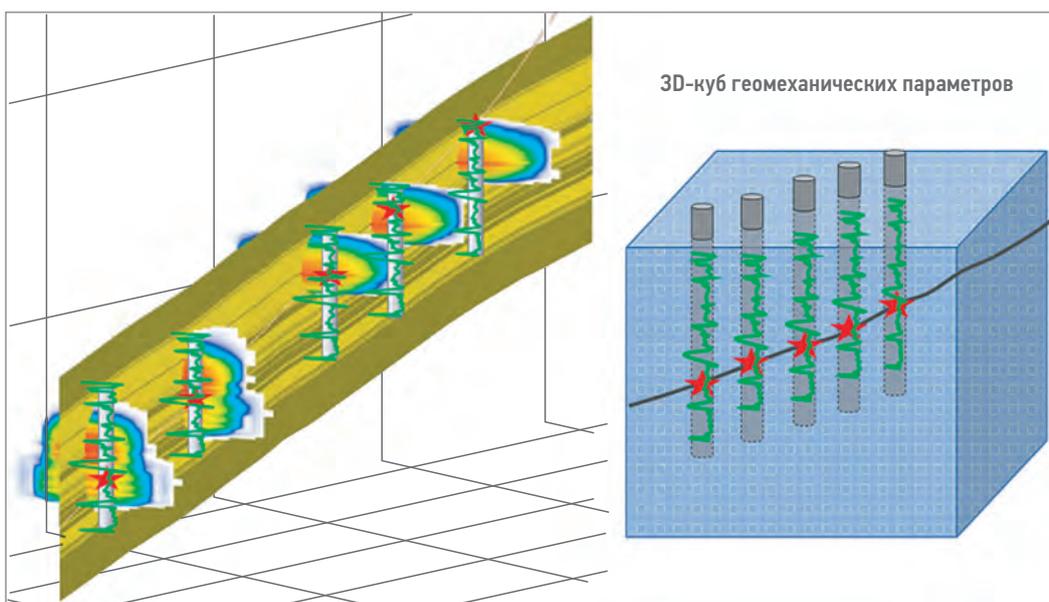


Рис. 2. Применение 3D геомеханического моделирования при разработке дизайна/редизайна МГРП для горизонтальных скважин. Составлено авторами
Fig. 2. Application of 3D geomechanical modeling in the development of design/redesign of multi-stage hydraulic fracturing for horizontal wells. Compiled by the authors

Работа с такой виртуальной вертикальной скважиной сводит процесс разработки дизайна/редизайна МГРП к решению ранее рассмотренной 1D-задачи. Однако для практической реализации описанного подхода возникает необходимость построения корректной 3D геомеханической модели высокого разрешения, которая способна с достаточной точностью охарактеризовать геомеханические свойства пород разреза в вертикальном и горизонтальном направлениях и при этом учитывающая изменчивость разреза, его мощность и наличие карбонатизированных или глинистых пропластков.

После утверждения предварительного дизайна осуществляется подготовка к проведению операционных процедур. Сама операция ГРП включает проведение тестовых закачек, по результатам которых осуществляется калибровка технологических параметров. На этом этапе уточняются свойства используемой жидкости и пропанта, трение в трубах, взаимодействие жидкостей с пластом (утечки), определяются ключевые параметры ГРП, такие как давление закрытия, чистое давление, давление мгновенной остановки закачки, эффективность жидкости. По установленным во время тестовых закачек

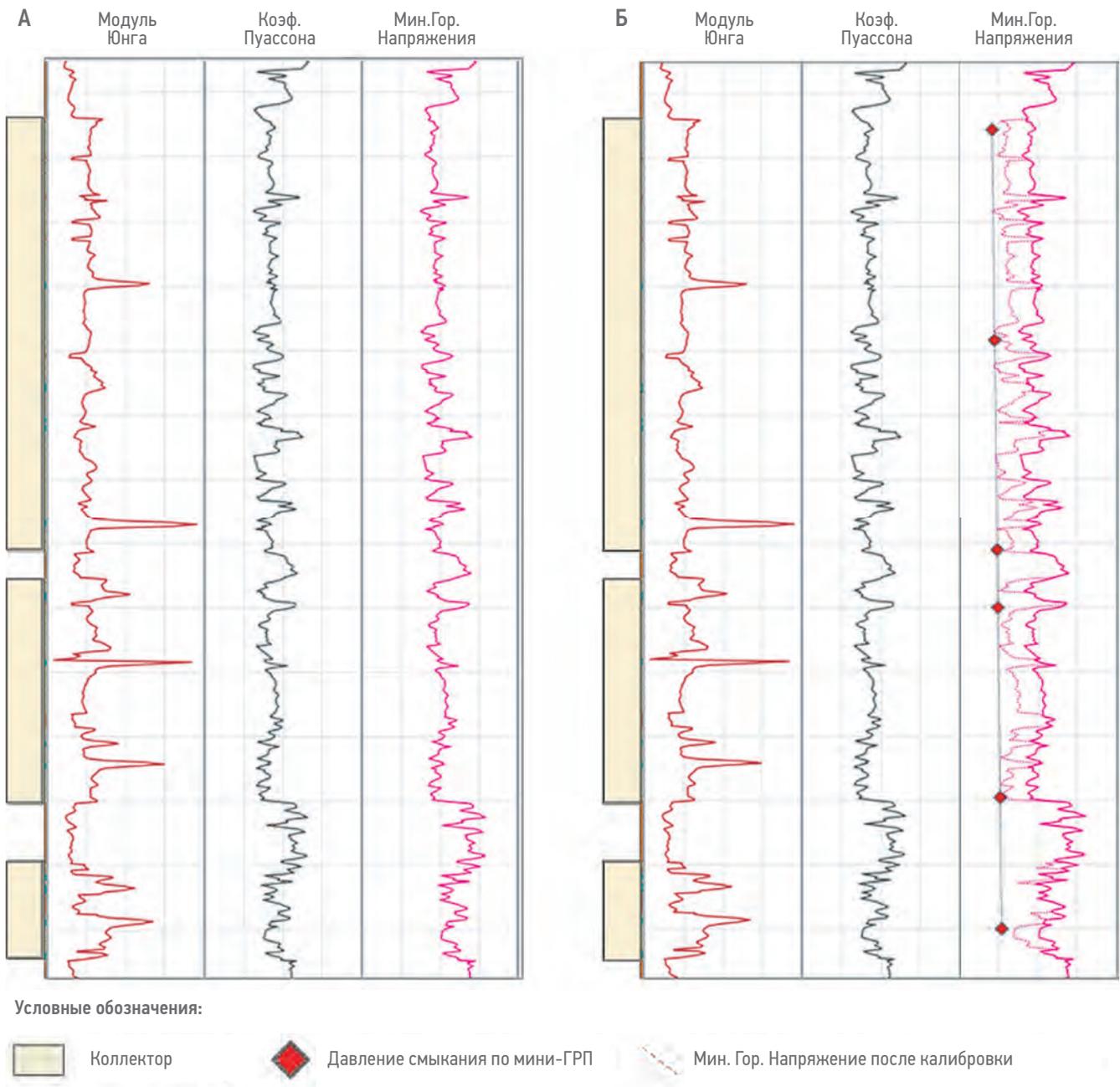


Рис. 3. Геомеханическая модель: А) до калибровки напряжений; Б) после калибровки напряжений по мини ГРП с учетом просадки порового давления. Составлено авторами

Fig. 3. Geomechanical model: A) before stress calibration; Б) after calibrating stresses using mini-fracturing, taking into account pore pressure drawdown. Compiled by the authors

ключевым параметрам ГРП производится финальная калибровка геомеханической модели — по значению давления смыкания трещины уточняется минимальное горизонтальное напряжение в интервалах коллектора (рис. 3). Стоит отметить, что на данном этапе ранее определенные упруго-прочностные свойства пород пласта остаются неизменными. После калибровки напряжений геомеханическая модель приобретает свой законченный вид и впоследствии не подлежит изменению или корректировке.

После проведения основной закачки готовится финальный дизайн с адаптацией расчетных давлений к фактическим. Стоит подчеркнуть, что ни здесь, ни далее, изменения геомеханических свойств пласта не допускаются. На данном этапе корректировке могут быть подвергнуты только технологические и смежные параметры (свойства жидкостей, проппанта, параметры трения и утечки).

Предложенный геомеханический подход к разработке дизайна/редизайна МГРП опробован на горизонтальных скважинах в ачимовских отложениях Западной Сибири. Успешно проведены пяти-, шести-стадийные ГРП на ГС. 3D геомеханическое моделирование позволило свести к решению 1D-задачи для псевдоскважин, проходящих через муфты или зону перфорации, которые затем калибровались на результаты мини-ГРП. Высокая точность прогнозируемых параметров трещины ГРП обеспечила минимальные изменения в процессе основной закачки, иногда без проведения мини-ГРП, начиная со второй стадии. Построенные в рамках предложенного подхода геомеханические модели значительно повышают

эффективность ретроспективного анализа ГРП и являются незаменимым инструментом при геомеханическом сопровождении ГРП в реальном времени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемый геомеханический подход позволяет реализовать единый алгоритм при моделировании трещин ГРП, построении дизайна и редизайна, а также выполнить надежный прогноз продуктивности трещины и оптимизировать проведение ГРП еще на этапе его планирования. Ключевым моментом описанного подхода является последовательное выполнение процесса: моделирование свойств материала (горная порода) и параметров среды (напряженно-деформированное состояние горного массива), определение технологических параметров закачки в контексте планируемых целей проводимого ГРП и, наконец, моделирование самого ГРП в одном из симуляторов. В отличие от традиционного подхода, в котором построенная геомеханическая модель может быть усреднена по литотипам и откорректирована на любом из этапов ГРП, при реализации предлагаемого подхода осуществляется последовательная корректировка соответствующих параметров, не предполагающая их дальнейшего изменения. Построенные в рамках такого подхода геомеханические модели имеют прогнозную силу и являются эффективным инструментом, который после обновления может использоваться как на последующих стадиях при проведении МГРП, так и на других скважинах месторождения.

Список литературы

1. Буденный С.А. Численное моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине: дис. ... канд. физ.-мат. наук. — МФТИ, 2019.
2. Анкушев Я.Е. Роль механики горных пород при проектировании гидравлического разрыва пласта // Наука, техника и образование. — 2019. — № 5 (58). — С. 34–36.
3. Низаметдинова М., Бурков М., Смирнов Н. Геомеханика: свежий взгляд на дизайн/редизайн и ретроспективу ГРП // Российская отраслевая энергетическая конференция, 3–5 октября 2023 г., Москва, Россия. Сборник материалов конференции. — 2023. — С. 5200.

References

1. Budyonny S.A. *Numerical modeling of multi-stage hydraulic fracturing in a horizontal well*. Dissertation for the scientific degree of candidate of physical and mathematical sciences. MIPT, 2019. (In Russ.)
2. Ankushev Ya.E. The role of rock mechanics in the design of hydraulic fracturing. *Science, technology and education*. 2019, no. 5(58), pp. 34–36. (In Russ.)
3. Nizametdinova M., Burkov M., Smirnov N. Geomechanics: a fresh look at the design/redesign and retrospective of hydraulic fracturing. Russian Industry Energy Conference, October 3–5, 2023, Moscow, Russia. *Conference materials collection*. 2023, p. 5200. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Стародубов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по комплексному геомеханическому моделированию ГРП/МГРП в горизонтальных скважинах.

Р.К. Непоп — принял активное участие в организации и координации работ по комплексному геомеханическому моделированию ГРП/МГРП в горизонтальных скважинах, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.Ю. Смирнов — оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования, принял активное участие в организации и координации работ по комплексному геомеханическому моделированию ГРП/МГРП в горизонтальных скважинах, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Vladislav A. Starodubov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the work on complex geomechanical modeling of hydraulic fracturing/multi-stage fracturing in horizontal wells.

Roman K. Nepop — took an active part in organizing and coordinating work on complex geomechanical modeling of hydraulic fracturing/multi-stage fracturing in horizontal wells, developed the concept of the article, and finally approved the published version of the article.

Nikolay U. Smirnov — provided expert support in the field of hydrodynamic modeling, took an active part in organizing and coordinating work on complex geomechanical modeling of hydraulic fracturing/multi-stage fracturing in horizontal wells, and finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владислав Алексеевич Стародубов* — руководитель отдела геомеханического моделирования, ООО «ПетроГМ»
630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Академика Лаврентьева, 2/2.
e-mail: starodubov.va@petrogm.com

Роман Кириллович Непоп — ведущий инженер, ООО «ПетроГМ»

Николай Юрьевич Смирнов — главный инженер, ООО «ПетроГМ»

Vladislav A. Starodubov* — Head of the geomechanical modeling department of PetroGM LLC
2/2, Akademika Lavrentyev Ave., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: starodubov.va@petrogm.com

Roman K. Nepop — Leading engineer, PetroGM LLC

Nikolay Y. Smirnov — Chief Engineer, PetroGM LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



УНИКАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛАСТИЧНОЙ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕЙСЯ ЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ПРИ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЯХ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2024



И.В. Денисов^{1,*}, А.С. Резвых¹, М.В. Микляев¹, Р.Н. Рязанов², В.Б. Губжоков³

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

²ООО «Интеллект-Развитие-Технологии», РФ, Тюмень

³ООО «Нефсервис», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В процессе строительства скважин производится цементирование обсадных колонн. Одной из целей цементирования является качественное разобщение вскрытых пластов, но в процессе строительства, освоения, эксплуатации скважины цементный камень может не сохраниться. Отсутствие герметичности цементного камня может приводить к заколонной циркуляции и возникновению межколонного давления (МКД).

Целью данной статьи является описание разработанной методики испытания отечественной самовосстанавливающейся цементной системы (СВЦ) на уникальном стенде TS-400, позволяющем имитировать скважинные условия, такие как давление и температура, а также оценить воздействие опрессовки обсадной колонны на целостность цементного камня и воздействие дифференциального давления на цементный камень. Также была оценена способность самозалечивания самовосстанавливающейся цементной системы при контакте с углеводородом в условиях, приближенных к скважинным.

Материалы и методы. Методика и порядок испытаний разработаны авторами данной статьи для обеспечения максимального приближения к скважинным условиям и процессам, обеспечивающим воздействие на цементный камень в приобсадной зоне скважины в соответствии с условиями на Бованенковском месторождении. Испытания проведены на уникальном стенде TS-400.

Результаты. В результате проведенных испытаний подтверждены свойства СВЦ к самозалечиванию трещин в цементном камне при скважинных условиях (давление, температура). Выработан порядок формирования программы нестандартных испытаний. Отмечен характер возникающих трещин в цементном камне в зависимости от центрации обсадной колонны. Описаны результаты цементирования скважин с СВЦ на одном из месторождений Группы компаний «Газпром нефть».

Заключение. Разработана методика испытания цементных камней в скважинных условиях. Проведены испытания СВЦ при скважинных условиях на стенде TS-400. Подтверждена способность СВЦ к самовосстановлению цементного камня при контакте с углеводородом. Подтверждена эффективность применения СВЦ при обеспечении герметичности межколонного пространства (МКП) в полевых условиях.

Ключевые слова: межколонные давления, МКД, межпластовые перетоки, целостность скважин, самовосстанавливающийся цемент, СВЦ, эластичный цемент, TS-400

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Денисов И.В., Резвых А.С., Микляев М.В., Рязанов Р.Н., Губжоков В.Б. Уникальные испытания отечественной эластичной самовосстанавливающейся цементной системы при скважинных условиях. Опыт применения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):117–123.
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-117-123

Статья поступила в редакцию 03.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

UNIQUE LABORATORY TESTS OF THE DOMESTIC ELASTIC SELF-HEALING CEMENT SYSTEM,
UNDER BOREHOLE CONDITIONS. APPLICATION EXPERIENCE

**Ivan V. Denisov^{1,*}, Alexander S. Rezvykh¹, Maxim V. Miklyaev¹, Roman N. Ryazanov²,
Vitaly B. Gubzhokov³**

¹Gazprom-neft GC, RF, Saint Petersburg

²Intellect-Development-Technologies LLC, RF, Tyumen

³Nefteservice LLC, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. During the construction of wells, casing strings are cemented. One of the goals of cementing is the qualitative separation of the layers, but in the process of construction, development, and operation of the well, the cement stone may collapse. Violation of the cement stone can lead to leaks in cement stones and the occurrence of sustained casing pressure (SCP).

The aim of this article is to describe the developed methodology for laboratory testing of a domestic self-healing cement system (SHC) on a unique TS-400 stand, which allows simulating downhole conditions such as pressure and temperature, as well as evaluating the impact of casing pressurizing on the integrity of cement stone and the effect of differential pressure on cement stone. The ability of self-healing of a SHC system in contact with hydrocarbons in conditions close to borehole conditions was also evaluated.

Materials and methods. The test procedure and methodology were developed by the authors of this article to ensure maximum approximation to downhole conditions and processes that ensure the impact on cement stone in the well in accordance with the conditions at the Bovanenkovskoye field. The tests were carried out on a unique TS-400 stand.

Results. As a result of the tests, the properties of the SHC to self-healing cracks in cement stone under borehole conditions (pressure, temperature) were confirmed. The procedure for the formation of a program of non-standard tests has been developed. The nature of cracks in the cement stone, depending on the standoff of the casing, is noted. The results of cementing wells with SHC at one of the fields of the Gazprom Neft GC are described.

Conclusions. A method for testing cement stones in borehole conditions has been developed. Tests of the SHC were carried out under borehole conditions at the TS-400 stand. The ability of the SHC to self-heal cement stone in contact with hydrocarbons has been confirmed. The effectiveness of the use of SHC in ensuring the well integrity in the field has been confirmed.

Keywords: Sustained casing pressure, SCP, Productive layers overflow, well integrity, self-healing cement, SHC, elastic cement, TS-400

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

For citation: Denisov I.V., Rezvyykh A.S., Miklyaev M.V., Ryazanov R.N., Gubzhokov V.B. Unique laboratory tests of the domestic elastic self-healing cement system, under borehole conditions. Application experience. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):117–123. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-117-123>

Manuscript received 03.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВОЗНИКНОВЕНИЕ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

При строительстве скважин производится крепление обсадных колонн путем их цементирования. В процессе эксплуатации скважин затвердевший цементный камень испытывает циклические нагрузки вследствие изменения давления и температуры в скважине, что может привести к его нарушению целостности и возникновению заколонной циркуляции (ЗКЦ) и межколонному давлению (МКД). Причиной возникновения МКД может быть как некачественное замещение бурового раствора цементным при первич-

цементные системы (СВЦ), которые не только лучше противостоят циклическим нагрузкам за счет своих эластичных свойств, но и обладают функцией самозаживления трещин при контакте с углеводородами. Необходимо отметить, что в настоящее время отсутствует стандартная методология по испытанию СВЦ на возможность его самовосстановления в скважинных условиях. Ранее отсутствовало необходимое лабораторное оборудование, которое могло воспроизвести весь этап по затворению цементного раствора, его закачке в межколонное пространство, набору прочности цементного раствора в скважинных условиях (давление, температура), испытание устойчивости цементного камня при нагрузках, происходящих в скважине и дальнейшей оценке способности СВЦ к самовосстановлению при скважинных условиях. Ранее авторами данной статьи проводились испытания СВЦ на способность к самовосстановлению при атмосферном давлении и скважинной температуре, при этом давление при испытании равнялось атмосферному [1]. С целью расширения понимания процессов, происходящих с цементным камнем в заколонном пространстве при условиях приближенных к скважинным, разработана методика таких испытаний.

С ПОМОЩЬЮ МЕТОДИКИ, РАЗРАБОТАННОЙ АВТОРАМИ, НА УНИКАЛЬНОМ ИСПЫТАТЕЛЬНОМ СТЕНДЕ TS-400 ПРОВЕДЕНЫ ИСПЫТАНИЯ ЦЕМЕНТНЫХ КАМНЕЙ В СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЯХ, ЧТО ПОДТВЕРДИЛО СПОСОБНОСТЬ СВЦ К ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ КОНТАКТЕ С УВ.

ном цементировании, так и свойства самого цементного камня [1]. Для предотвращения возникновения МКД могут применяться эластичные самовосстанавливающиеся

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД TS-400

Для создания условий максимально приближенным к скважинным принято решение по использованию уникального стенда TS-400 разработки компании ООО «Интеллект-Развитие-Технологии» (ООО «ИРТ»). Стенд включает в себя (рис. 1): 1 — корпус с нагревательным/охлаждающим контуром; 2 — стальной толстостенный корпус (имитация наружной колонны); 3 — крышки с местами соединения с регистрирующими датчиками и нагнетательными/отводящими трубопроводами; 4 — образец обсадной трубы.

На рис. 2 представлено дополнительное оборудование необходимое для проведения тестирования: 1 — Стенд TS-400; 2 — насосная установка; 3 — регистрирующее оборудование.

Испытательный стенд способен обеспечивать твердение цементного камня в скважинных условиях (давление до 700 атм. и температура до 100 °С). Давление может подаваться как в образец обсадной колонны (имитация гидростатического давления либо опрессовки обсадной колонны), так и в межколонное пространство, непосредственно воздействуя на цементный раствор и цементный камень с регистрацией изменения давления над и под цементным камнем, а также замером величины перетока в случае его наличия. Таким образом, путем создания давления в обсадной колонне и затрубном пространстве можно обеспечить условия, соответствующие конкретной точке в скважине. Испытательный стенд также позволяет имитировать эксцентричное расположение обсадной колонны.

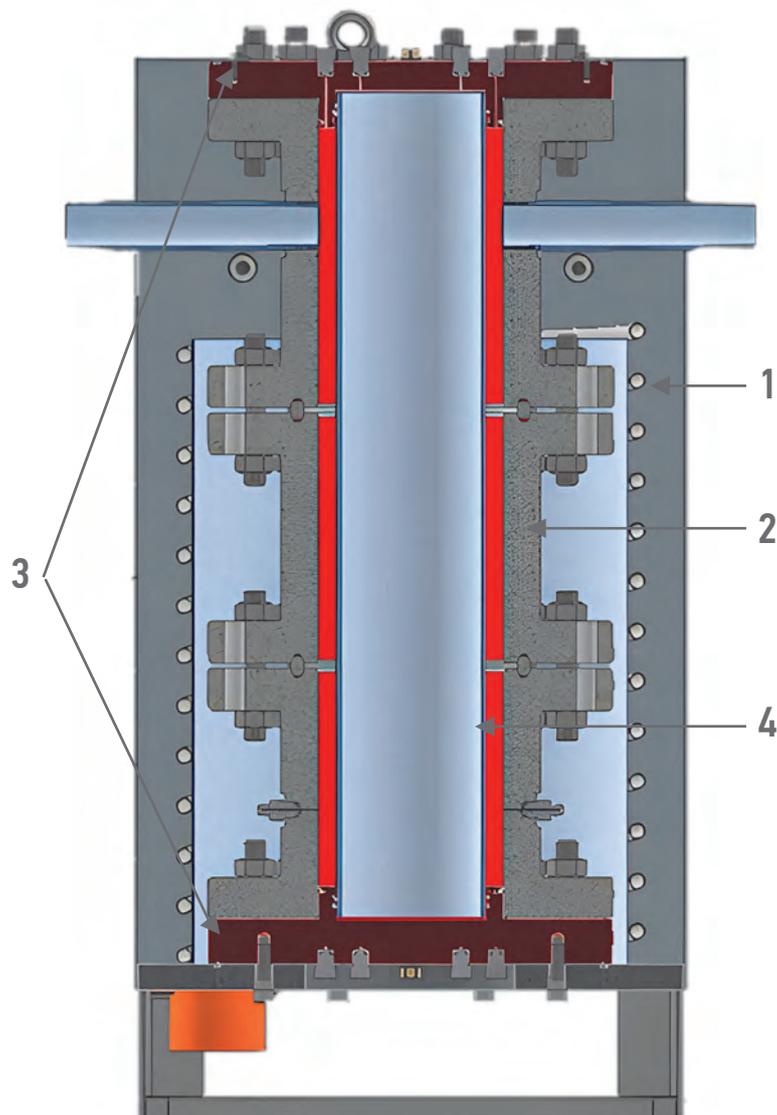


Рис. 1. Схема стенда TS-400. Составлено авторами
Fig. 1. Scheme of the TS-400 stand. Compiled by the authors

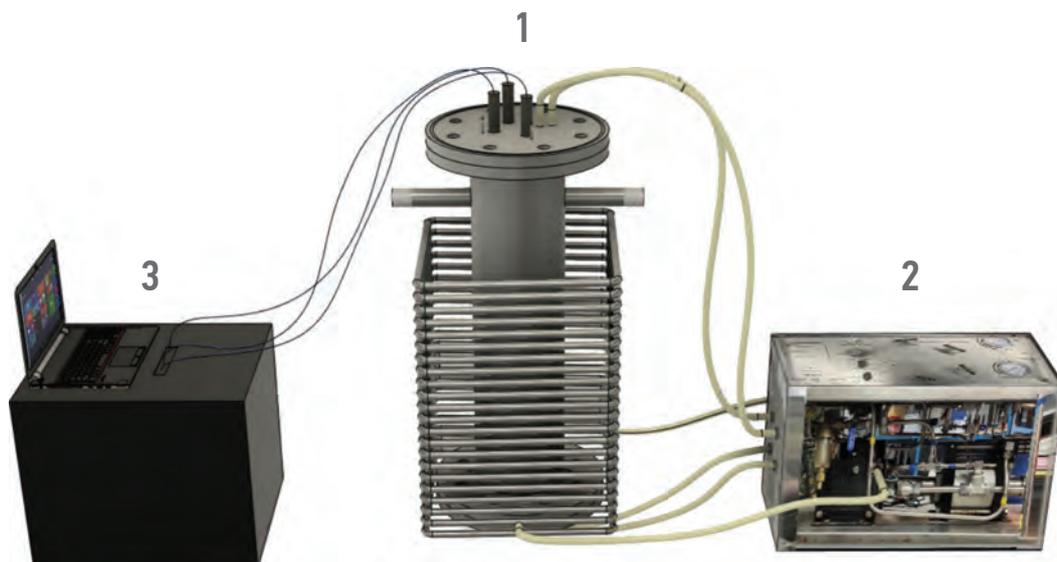


Рис. 2. Комплект оборудования при проведении испытаний. Составлено авторами.
Fig. 2. Equipment for laboratory testing. Compiled by the authors

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

В таблице 1 представлены исходные данные для проведения испытаний при скважинных условиях.

МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЯ СВЦ

Принято решение о полном снижении давления в межколонном пространстве над столбом цементного камня, т.к. согласно исследованиям [API 65-2] в процессе твердения цементного камня в скважине происходит снижение гидростатического давления на прилегающие пласты, что способствует интенсивному поступлению флюида из пластов в трещины в цементном камне из-за разницы между пластовым и гидростатическим давлениями. При формировании программы испытания учитывались все процессы, происходящие во время затвердевания цементного камня, дальнейших операций по опрессовке обсадной колонны, межколонного пространства (МКП), воздействие пластового давления на цементный камень. В процессе разработки программы испытаний принято решение о необходимости снижения давления в обсадной колонне до минимальных значений (0–10 атм) для имитации полного опорожнения обсадной колонны при добыче углеводородов. Основываясь на выше сказанном, разработана программа испытаний максимально приближенная к порядку и условиям проведения работ на скважине. Порядок выполнения испытаний:

1) разогрев испытательного стенда до 30 °С и поддержание температуры в период всего процесса испытания;

- 2) опрессовка испытательного стенда для исключения негерметичности обвязки и соединительных элементов в испытательном стенде;
- 3) приготовление цементного раствора, отбор проб;
- 4) закачка цементного раствора в межколонное пространство испытательного стенда;
- 5) создание избыточного давления в затрубном и трубном пространстве 94/74 атм соответственно;
- 6) ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) — 24 часа;
- 7) подача давления 60 атм снизу цементного камня (имитация пластового давления);
- 8) стравливание давления до атмосферного выше цементного камня;
- 9) создание давления 274 атм в обсадной колонне (имитация опрессовки обсадной колонны на 200 атм, с учетом гидростатического давления);
- 10) выдержка обсадной колонны (ОК) под давлением 274 атм в течение 30 мин;
- 11) стравливание давления в ОК до атмосферного. Наблюдение изменение давления в МКП над цементным камнем и под ним;
- 12) создание в ОК давления 10 атм для контроля изменения давления в ОК в случае возникновения негерметичности в обсадной колонне, либо в месте стыковки крышек TS-400 с обсадной колонной;
- 13) создание избыточного давления снизу цементного камня с целью выявления давления для создания системы трещин в цементном камне;
- 14) стравливание давления в межколонном пространстве;
- 15) продувка систем трещин в цементном камне воздухом;

Таблица 1. Исходные данные для проведения лабораторных испытаний. Составлено авторами
Table 1. Initial data for conducting laboratory tests. Compiled by the authors

Показатель	Единица измерения	Значение
Гидростатическое давление в трубном пространстве в зоне интереса	атм	74
Гидростатическое давление в затрубном пространстве в зоне интереса	атм	94
Пластовое давление газового пласта	атм	60
Давление опрессовки обсадной колонны	атм	200
Температура в зоне расположения цемента	°С	30
Центрация обсадной колонны	%	50
Плотность цементного раствора	г/см ³	1,8
Диаметр обсадной колонны	мм	178
Плотность газоконденсата при нормальных условиях	г/см ³	0,735

- 16) расширение систем трещин путем прокачки через них воды;
- 17) прокачка через систему трещин газоконденсата;
- 18) создание давления в МКП 60 атм (имитация пластового давления);
- 19) технический отстой в течение 12 час на реакцию СВЦ с углеводородным конденсатом;
- 20) стравливание давления в МКП;
- 21) опрессовка МКП снизу цементного камня воздухом (проверка газогерметичности цементного камня) на 60 атм;
- 22) определение давления необходимого для формирования вторичных трещин в цементном камне;
- 23) разбор установки TS-400. Визуальный осмотр цементного камня.

РЕЗУЛЬТАТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

После выполнения пунктов программы испытаний с 1 по 11 выявлено, что по результату опрессовки обсадной колонны и стравливания давления до атмосферного, герметичность цементного камня не нарушилась и перетока в МКП при 60 атм (пластовое давление) не наблюдалось. Далее выполнено нагнетание водой давления снизу в межколонное пространство с целью формирования трещин в цементном камне и фиксации давления, при котором будет зафиксирован переток через цементную матрицу. Нарушение герметичности цементного камня получилось добиться при давлении 97 атм (рис. 3). Заполнение трещин в цементном камне газоконденсатом произошло при давлении

240 атм. Закачка газоконденсата производилась снизу цементного камня. После заполнения системы трещин в цементном камне газоконденсатом межколонное пространство было изолировано, создано давление в МКП 60 атм (имитация пластового давления) сверху и снизу и оставлено на реакцию СВЦ с углеводородом (газоконденсатом). По истечении 12 часов, проведена проверка герметичности цементного камня путем создания давления 64 атм воздухом снизу, при этом наблюдалось падение на 2 атм за 15 минут, после чего падение давления прекратилось. Цементный камень оказался герметичен (рис. 4). Повторного нарушения цементной матрицы получилось достичь при избыточном давлении 82 атм, при этом начал наблюдаться рост давления вверху цементного камня (рис. 4).

Основываясь на полученных результатах, можно сделать вывод, что герметичность цементного камня восстановилась по прошествии контакта СВЦ с газоконденсатом в течение 12 часов. По окончании испытаний произведен разбор испытательного стенда для визуальной оценки цементного камня. По результату разбора стенда TS-400 определено, что нарушение целостности цементной матрицы произошло по телу цементного камня в широкой его проекции (рис. 5).

ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

По результату проведенных лабораторных испытаний подтверждена способность СВЦ к самовосстановлению цементной матрице при контакте с углеводородом (газоконденсат). С целью оценки возможности



Рис. 3. График инициации трещин в цементной матрице. Составлено авторами
Fig. 3. Graph of cracks initiation in cement matrix. Compiled by the authors



Рис. 4. Опрессовка цементного камня воздухом после реакции СВЦ с углеводородом. Составлено авторами
Fig. 4. Compression of cement stone by air after the reaction of SHC with hydrocarbons. Compiled by the authors

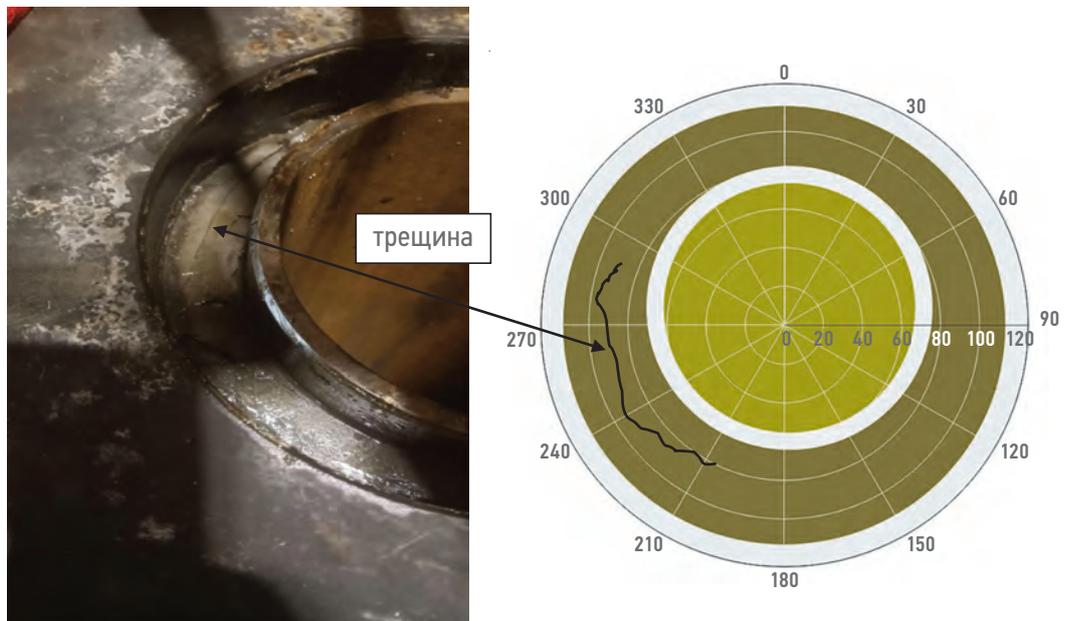


Рис. 5. Расположение трещины в цементном камне. Составлено авторами
Fig. 5. The location of cracks in the cement stone. Compiled by the authors

применения системы в полевых условиях проведено цементирование шести обсадных колонн на одном из месторождений Группы компаний «Газпром нефть». Зацементировано три технические колонны 245 мм и три эксплуатационные колонны 178 мм. Цементирование производилось стандартным набором оборудования. Каких-либо отклонений в процессе цементирования, связанных с применением СВЦ, не наблюдалось. По окончании времени ожидания затвердевания цемента оценена герметичность межколонных пространств. По результату опрессовки МКП признаны герметичными во всех скважинах, где применялось

СВЦ. Для дальнейшего тиражирования технологии запланировано проведение опытно-промышленных испытаний на месторождениях Группы компаний «Газпром нефть» с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

ВЫВОДЫ

В рамках выполненной работы проведены лабораторные испытания СВЦ на уникальном испытательном стенде TS-400, позволяющем имитировать скважинные условия. По результатам лабораторных испытаний

подтверждена способность СВЦ к ликвидации негерметичности цементного камня при контакте с углеводородами (газоконденсат). Проведены опытно-промышленные испытания системы СВЦ на одном из месторождений Группы компаний «Газпром нефть», по результатам которых

подтверждена возможность безаварийной закачки СВЦ на скважине и обеспечение герметичности межколонных пространств. Применение СВЦ потенциально позволяет повысить успешность герметичности МКП, а также устранить возникновение МКД на скважинах.

Список литературы

1. Денисов ИВ, Губжиков ВБ. Отечественная эластичная самовосстанавливающаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2023. — № 8(2). — С. 40–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-40-49>
2. Стандарт АНИ 65, часть 2. «Изоляция зон потенциального притока во время строительства скважин», декабрь 2010, с. 54–57 (на англ.).

References

1. Denisov IV, Gubzhokov VB. Domestic elastic self-healing cement system as a method of preventing and elimination of sustained casing pressure and productive layers overflows. *PROneft. Professionally about oil*. 2023, no. 8 (2), pp. 40–49. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-40-49>
2. API Standart 65-part 2. Isolating Potential Flow Zones During Well Construction. December 2012, pp. 54–57.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Денисов — выполнил сбор данных, провел лабораторные испытания, принял участие в написании статьи.

А.С. Резвых — предоставил образцы для испытаний, принял участие в написании статьи.

М.В. Микляев — выполнил сбор данных, принял участие в написании статьи.

Р.Н. Рязанов — провел лабораторные испытания, принял участие в написании статьи.

В.Б. Губжиков — подбор цементной системы, принял участие в написании статьи.

Ivan V. Denisov — data collection, conducting laboratory tests, writing an article.

Alexander S. Rezvykh — provided samples for testing, writing the article.

Maxim V. Miklyaev — data collection, writing the article.

Roman N. Ryazanov — conducting laboratory tests, writing the article.

Vitaly B. Gubzhokov — preparing cement system, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Вячеславович Денисов* — руководитель направления по цементированию, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Александр Станиславович Резвых — руководитель по оперативному сопровождению бурения, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Викторович Микляев — руководитель по инженерной поддержке цементирования, Группа компаний «Газпром нефть»

Роман Николаевич Рязанов — директор, ООО «Интеллект-Развитие-Технологии»

Виталий Борисович Губжиков — заведующий лабораторией цементирования скважин, ООО «Нефтесервис»

Ivan V. Denisov* — Cementing function manager, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexander S. Rezvykh — Head of Operational Drilling Support, Gazprom нефт company group

Maxim V. Miklyaev — Head of Engineering Support for well cementing, Gazprom нефт company group

Roman N. Ryazanov — Director, "Intellect-Development-Technologies" LLC

Vitaly B. Gubzhokov — Head of the Well Cementing Laboratory, Nefteservice LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

«PROнефть» теперь в ВАК!

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



**ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ**



Керимова Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ ProNefit@gazprom-neft.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке



КРИТЕРИИ ПОИСКОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

© Коллектив авторов,
2024



А.А. Оцимик^{1,*}, И.В. Буддо^{2,3}, Н.В. Мисюркеева^{1,2}, О.В. Токарева¹, И.А. Шелохов², И.В. Акулова¹, Ю.А. Агафонов¹

¹ООО «СИГМА-ГЕО», РФ, Иркутск

²ФГБУН «Институт земной коры» СО РАН, РФ, Иркутск

³Иркутский национальный исследовательский технический университет, РФ, Иркутск

Электронный адрес: oaa@sigma-geo.ru

Введение. Эксплуатация объектов обустройства месторождений углеводородов сопровождается потребностью в подземных водах для использования при бурении скважин, обеспечения системы поддержания пластового давления и производственно-технических нужд при подготовке нефти. В северных регионах сложности поисков, разведки, оценки запасов и эксплуатации подземных вод связаны с разнообразием условий распространения и мощности многолетнемерзлых пород, а также особенностями строения водовмещающих толщ.

Цель. Определение критериев и разработка подходов к прогнозированию коллекторов подземных вод на территориях развития многолетнемерзлых пород.

Материалы и методы. Исследование заключалось в обобщении и анализе геологических и геофизических данных о строении верхних 500 м осадочного чехла. В том числе данных бурения и геофизических исследований скважин, результатов площадных электроразведочных работ методом малоглубинных зондирования становлением поля в ближней зоне на территории Лено-Вилюйского артезианского бассейна II порядка.

Результаты. В работе описаны подходы и критерии поисков коллекторов подземных вод, основанные на анализе геолого-геофизических данных на территории Республики Саха (Якутия).

Заключение. Комплексный анализ и обобщение геолого-геофизических данных с использованием материалов электроразведочных работ методом малоглубинных зондирования становлением поля в ближней зоне на территории Якутии позволили изучить особенности строения многолетнемерзлых пород, распространения межмерзлотных и подмерзлотных источников подземных вод, сформировать наборы критериев поиска коллекторов подземных вод для различных условий распространения мерзлоты и таликов.

Ключевые слова: криолитозона, многолетнемерзлые породы, термометрия, талики, водоснабжение, криогидрогеологические системы, малоглубинные зондирования становлением поля в ближней зоне, удельное электрическое сопротивление, Якутия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Оцимик А.А., Буддо И.В., Мисюркеева Н.В., Токарева О.В., Шелохов И.А., Акулова И.В., Агафонов Ю.А. Критерии поисков подземных вод в условиях распространения многолетней мерзлоты на территории Лено-Вилюйского артезианского бассейна Республики Саха (Якутия). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):125–134. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-125-134>

Статья поступила в редакцию 13.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

APPROACH TO DATA INTEGRATION FOR GROUNDWATER EXPLORATION WITHIN THE PERMAFROST AREAS OF THE LENA-VILYUI ARTESIAN BASIN OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

Anastasia A. Otsimik^{1,*}, Igor V. Buddo^{2,3}, Natalia V. Misyurkeeva^{1,2}, Olga V. Tokareva¹, Ivan A. Shelokhov^{1,2}, Irina V. Akulova¹, Yuri A. Agafonov¹

¹SIGMA-GEO LLC, RF, Irkutsk

²Institute of the Earth's Crust of SB RAS, RF, Irkutsk

³Irkutsk National Research Technical University, RF, Irkutsk

E-mail: oaa@sigma-geo.ru

Introduction. Hydrocarbon field exploration and development require groundwater for well drilling, reservoir pressure maintenance systems, and production and technical needs during oil processing. In northern regions, the difficulties of prospecting, exploration, assessment of reserves, and exploitation of groundwater

are associated with the diversity of permafrost distribution conditions and thickness, as well as the structural features of water-bearing strata.

Aim. To determine criteria and develop approaches to predicting groundwater reservoirs in permafrost areas.

Materials and methods. The study included generalization and analysis of geological and geophysical data on the structure of the upper 500 m of the sedimentary cover, including drilling data and geophysical well-log surveys, and the results of area electromagnetic exploration with shallow transient electromagnetic sounding in the near zone (TEM).

Results. The paper describes approach to data integration for groundwater exploration within the permafrost areas of the Lena-Vilyui artesian basin of the Republic of Sakha (Yakutia)

Conclusion. A comprehensive analysis and integration of geological and geophysical data using electromagnetic TEM data in Yakutia made it possible to study the structural features of permafrost rocks, the distribution of interpermafrost and subpermafrost groundwater reservoirs, and to derive approach to groundwater reservoirs exploration for various permafrost and talik distribution conditions.

Keywords: permafrost, cryolithozone, thermometry, temperature, taliks, water supply, cryohydrogeological systems, shallow transient electromagnetic sounding in the near zone, electrical resistivity, Yakutia

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

For citation: Otsimik A.A., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Tokareva O.V., Shelokhov I.A., Akulova I.V., Agafonov Yu.A. Approach to data integration for groundwater exploration within the permafrost areas of the Lena-Vilyui artesian basin of the Republic of Sakha (Yakutia). PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):125–134. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-125-134>

Manuscript received 13.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация объектов обустройства месторождений углеводородов сопровождается потребностью в подземных водах для использования при бурении скважин, обеспечения системы поддержания пластового давления и производственно-технических нужд при подготовке нефти. В северных регионах сложности поисков, разведки,

температуры горных пород в верхней части разреза зачастую отсутствуют. В то же время информация о глубине залегания и внутреннем строении многолетнемерзлых пород позволяет прогнозировать условия бурения и обнаруживать водообильные зоны, месторождения подземных вод.

Для изучения мерзлоты и обнаружения коллекторов подземных вод предлагается применение технологии электромагнитных исследований методом малоуглубинных зондирований становлением поля в ближней зоне (мЗСБ), которая позволяет изучать геофизические свойства пород в межскважинном пространстве, повысить успешность скважин и оптимизировать сеть бурения.

ЦЕЛЬ

Определение критериев и разработка подходов к прогнозированию коллекторов подземных вод на территориях развития многолетнемерзлых пород.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектом исследований послужили отложения верхней части геологического разреза, залегающие в интервале от дневной поверхности до глубины 500 м. Данный интервал включает в себя породы (снизу вверх) чарской свиты, ичерской, метегерской, бордонской и джуктинской свит кембрия,

НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И МАТЕРИАЛОВ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МЕТОДОМ МАЛОГЛУБИНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ В БЛИЖНЕЙ ЗОНЕ ИЗУЧЕНО СТРОЕНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД, РАЗВИТИЕ МЕЖМЕРЗЛОТНЫХ И ПОДМЕРЗЛОТНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.

оценки запасов и эксплуатации подземных вод связаны с разнообразием условий распространения и мощности многолетнемерзлых пород (ММП), а также особенностями строения водовмещающих толщ. Успешность бурения скважин на воду в северных районах Восточной Сибири зачастую не превышает 25 % по причине вскрытия промороженного интервала ММП с невысокими либо отсутствующими водопритоками.

На месторождениях углеводородов верхние 200–500 м разреза осадочного чехла слабо изучены бурением и геофизическими исследованиями в скважинах, замеры

отложения нижнего ордовика и нижней юры, а также четвертичные образования. В административном плане участки исследований сосредоточены преимущественно в пределах Мирнинского улуса Республики Саха (Якутия). Рассматриваемые территории характеризуются сплошным распространением мерзлоты различной мощности — от первых десятков до 300 м.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Исследование заключалось в обобщении и анализе геологических и геофизических данных о строении верхних 500 м осадочного чехла, в том числе данных бурения и геофизических исследований скважин (ГИС), результатах площадных электроразведочных работ мЗСБ на территории Лено-Вилюйского артезианского бассейна II порядка.

Метод мЗСБ зарекомендовал себя как эффективный способ изучения криогидрогеологических условий — многолетней мерзлоты и водоносных горизонтов в Арктической зоне России, в том числе на территории Республики Саха (Якутия). Данный метод основан на изучении электромагнитного поля, устанавливающегося в земной коре при резком изменении тока в источнике. Выключение тока в генераторной петле вызывает появление индукционных токов, распространяющихся от дневной поверхности на глубину. Становление поля представляет собой процесс затухания вихревых токов, который зависит от проводимости и геометрических параметров слоев. Затухающие вихревые токи создают вторичное магнитное поле, а его скорость изменения во времени измеряется с помощью приемных датчиков [1, 2].

Исследования методом мЗСБ выполнялись с применением соосно-разнесенной установки. Размеры генераторных петель составляли 100×100 м, шаг между приемниками — 100 м, 300 м, между источниками — 500 м.

Малоглубинные электроразведочные работы методом мЗСБ позволяют изучить геоэлектрическое строение разреза до глубин порядка 500 м, а затем на основе петрофизических закономерностей и данных бурения скважин увязать геоэлектрические горизонты с теми или иными геологическими, гидрогеологическими объектами и проследить их распространение по площади и в разрезе. Данная методика апробирована и применяется на северных, арктических территориях Западной и Восточной Сибири. Возможность картирования ММП и прогнозирования таликовых зон по данным мЗСБ

основана на высоком контрасте удельных электрических сопротивлений (УЭС) пород в мерзлом и талом состояниях.

В ходе исследования выполнялось космодешифрирование для определения зон развития мерзлоты на основе геоботанических индикаторов. Для анализа использован мультиспектральный космоснимок SWIR (Short wave infrared composite). SWIR — это коротковолновой инфракрасный композитный снимок. Измерения в коротковолновом инфракрасном диапазоне помогают оценить, сколько воды присутствует в растениях и почве, поскольку вода поглощает волны SWIR. На этом сложном изображении растительность окрашена в оттенки зеленого, почвы и застроенные территории окрашены в различные оттенки коричневого, а вода кажется черной.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В исследуемом регионе основные перспективы подземных вод пригодных для технических нужд связаны с межмерзлотными коллекторами — таликами и подмерзлотными водоносными горизонтами. Данные объекты вмещают воды пресные или слабоминерализованные с низкими концентрациями или без сероводорода.

Критерии поисков межмерзлотных коллекторов подземных вод

На исследуемых территориях межмерзлотные коллекторы пресных подземных вод связаны с таликами и имеют ограниченное распространение. Встречаются талики радиационно-теплового и гидрогенного типов. Радиационно-тепловые талики образуются в результате отепляющего воздействия таких природных факторов, как повышенная солнечная радиация (радиационные талики), скапливание толстого слоя снега (тепловые талики) или инфильтрация атмосферных осадков (дождевально-радиационные талики).

Гидрогенные талики существуют вследствие отепляющего влияния рек (подрусловые и пойменные талики), озер (подозерные талики) и других водоемов. Гидрогенные талики обнаруживаются по всей зоне вечной мерзлоты.

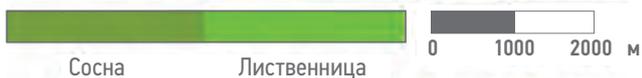
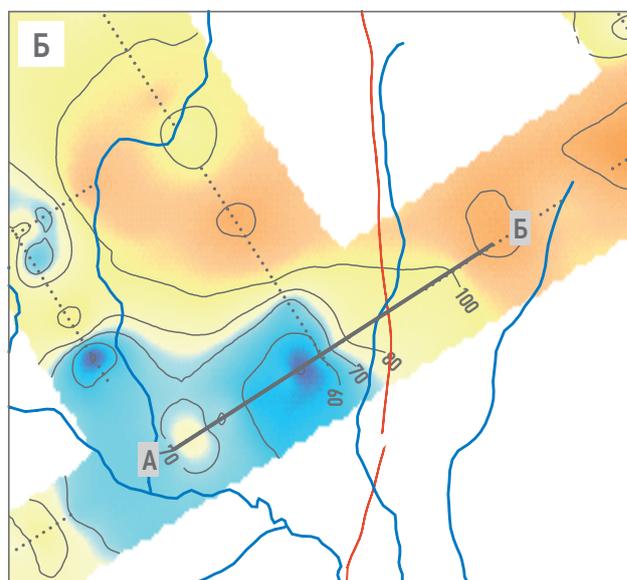
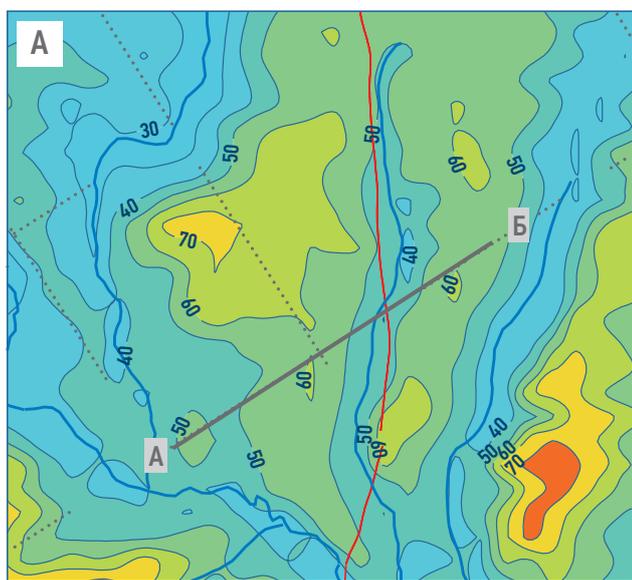
Радиационно-тепловые талики. Поисковые критерии коллекторов подземных вод, связанных с радиационными таликами, описаны в 2019 году в рамках подхода к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления на примере Среднеботуобинского месторождения [3].

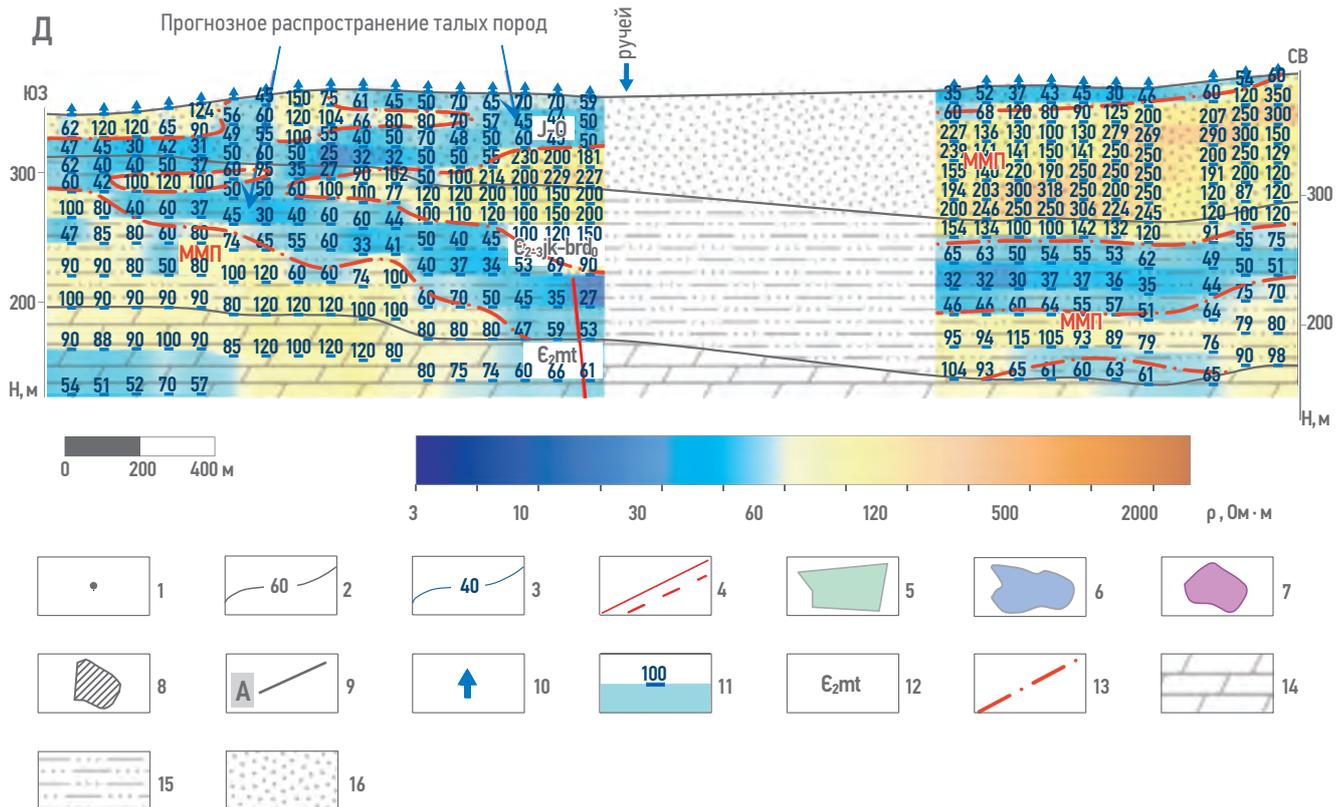
Пресные воды получают из верхних 100 метров разреза осадочного чехла, сложенных нижнеюрскими песчаниками и терригенными породами верхнего кембрия. Территория относится к зоне слабо-прерывистого распространения многолетней мерзлоты. Благоприятные гидрогеологические условия обуславливаются относительно повышенными абсолютными отметками рельефа дневной поверхности до 390–400 м, где в силу повышенного температурного градиента возможно формирование радиационно-тепловых таликов большой латеральной протяженности. В разрезах скважин с высокими дебитами притоков пресных вод по данным

геофизических исследований скважин выделяется до двух интервалов водопритоков в отложениях укугутской свиты юры и верхней части бордонской свиты кембрия. Дебиты пресных вод из данного интервала достигают 600–1000 м³/сут.

Критерии поиска участков развития водообильных радиационных таликов:

- наличие нижнеюрских песчаников по данным геологической карты;
- наличие возвышенных участков местности на основе цифровой модели рельефа с абсолютными отметками более +375 м;
- наличие участков развития обильной растительности на основе космоснимков;





1–9 — к картам:

- 1 — пункты мЗСБ
- 2 — изолинии УЭС, Ом·м
- 3 — изопакиты отложений юры, м
- 4 — тектоническое нарушение по данным сейсморазведки
- 5 — области развития сосны
- 6 — области увеличенных мощностей юры более 50 м
- 7 — области пониженных УЭС менее 60 Ом·м
- 8 — области сочетания благоприятных факторов для обнаружения таликов
- 9 — линия профиля А–Б

10–16 — к геоэлектрическому разрезу:

- 10 — пункты мЗСБ
- 11 — геоэлектрические слои и значения УЭС, Ом·м
- 12 — стратиграфические индексы
- 13 — прогнозируемое распространение ММП по данным мЗСБ
- 14 — карбонатные отложения метегерской свиты
- 15 — терригенные отложения бордонской и джуктинской свит
- 16 — терригенные отложения ордовина и юры

Рис. 1. Выявление таликов гидрогенного типа по данным комплексного анализа геолого-геофизических данных: А — карта мощности отложений юры, Б — карта УЭС отложений юры по данным мЗСБ, В — космоснимок SWIR, Г — комплексная карта факторов, Д — геоэлектрический разрез по линии А–Б. Составлено авторами

Fig. 1. Identification of hydrogenic taliks based on an integrated analysis of geological and geophysical data: А — thickness map of Jurassic deposits, Б — map of longitudinal resistance of Jurassic deposits according to sTEM data, В — SWIR satellite image, Г — complex map of factors, Д — geoelectric section along line А–Б. Compiled by the authors

- наличие пониженных удельных электрических сопротивлений (УЭС) пород по данным мЗСБ — менее 60 Ом·м.

Известно, что песчаные отложения таликовых зон Центральной Якутии при температуре около 0 °С и пористости 35–42 % характеризуются УЭС, меняющимся от 70–80 до 20–25 Ом·м, при минерализации, варьирующей от 0,5 до 3 г/л [4]. На территории Среднеботубинского месторождения таликовые зоны сопровождаются значениями УЭС менее 60 Ом·м. Данное граничное значение УЭС определено в результате сопоставления результатов откачек в 17 гидрогеологических скважинах со значениями УЭС отложений юры в точках скважин по данным мЗСБ. На сегодняшний день граничный уровень УЭС подтверждается

бурением более 30 гидрогеологических скважин.

Гидрогенные талики. При исследованиях мЗСБ в зоне сплошного распространения ММП обнаружено, что области пониженных значений УЭС менее 60 Ом·м тяготеют к долинам рек и озер, реже — к склонам южной экспозиции. Данное наблюдение позволяет предполагать наличие на таких территориях гидрогенных таликов.

Важным поисковым критерием является наличие перспективных водовмещающих пород — песчаников укугутской свиты нижней юры.

Известно, что большинство таликов, формирующихся под водоемами, не связаны с глубокими подмерзлотными водоносными горизонтами, так как имеют в основании

водоупорные породы. Очень редкие очаги питания и разгрузки подмерзлотных вод возникают лишь при совпадении таликов с зонами разломов [5]. Таким образом, фактор наличия тектонических нарушений является важным критерием для обнаружения водообильных таликовых зон.

Одним из основных методов при исследовании мерзлоты является метод ландшафтной индикации, в основе которого лежит анализ элементов ландшафта, таких как рельеф, гидросеть и растительность.

В южных районах распространения криолитозоны, где температура пород близка к нулю, растительные ассоциации, а следовательно, и внешний облик природных комплексов индицируют различные мерзлотно-температурные условия. Например, известно, что в большинстве случаев сосна не растет на мерзлоте и указывает на талое состояние мерзлых пород. В зоне распространения низкотемпературных ММП в северных районах распространения криолитозоны значение геоботанических индикаторов не столь велико и ландшафтная индикация температурных условий зависит в большей степени от рельефа местности [6]. Тем не менее геоботанические индикаторы используются в качестве косвенных и в северных районах. Анализ геоботанических индикаторов выполнялся в рамках работ по выявлению участков потенциального термосуффозионного разуплотнения грунтов вдоль федеральной автодороги А-360 «Лена» в Центральной Якутии [7], а также при поиске подхода к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления на Среднеботуобинском месторождении [3].

Таким образом, в критерии поиска гидрогенных таликов также включен фактор растительности. Светлыми оттенками зеленого отображается распространение лиственницы, предположительно распространения ММП. Талые породы ассоциируются с участками развития вечнозеленых хвойных деревьев, в частности сосны, которые отображаются на снимке темными оттенками зеленого. По результатам дешифрирования преимущественное распространение сосны картируется именно вблизи речных долин.

Критерии поиска перспективных участков развития гидрогенных таликов:

- пониженные значения УЭС пород по данным мЗСБ менее 60 Ом·м;
- расположение вблизи долин рек и озер;
- наличие тектонических нарушений;
- увеличенная мощность водовмещающих пород;

- распространение сосны на дневной поверхности.

Ниже охарактеризована перспективная зона, выявленная по сформированному комплексу критериев (рис. 1).

Перспективная зона имеет пониженные УЭС 25–60 Ом·м, пересекает интервал разреза от основания бордонской свиты до юрских отложений и выходит на дневную поверхность, прерывает сплошность яруса высокольдистых пород с повышенными УЭС 70–230 Ом·м. Прогнозной таликовой зоне соответствует зона распространения сосны по космоснимку и глубинный разлом, выявленный по данным сейсморазведки. Прогнозная таликовая зона приурочена к долине ручья. По данным опробований 2007–2008 годов воды в ручье гидрокарбонатные кальциевые пресные с минерализацией от 95,3 до 677,1 мг/л. Концентрация хлоридов изменяется от 5,3 до 142,9 мг/л, сульфатов — от 6,2 до 180,2 мг/л, натрия — от 2,5 до 33,9 мг/л. Содержание макрокомпонентов — ниже ПДК (предельно допустимых концентраций) для питьевой воды [8].

Критерии для обнаружения гидрогенных таликов разработаны для территории нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в суровых криогидрогеологических условиях с мощностью ММП 100–300 м, требуют дальнейшего уточнения, верификации бурением и ГИС.

Критерии поисков подмерзлотных коллекторов подземных вод

На одной из нефтегазопоисковых площадей в ходе бурения водозаборных скважин встречены и изучены коллекторы локального распространения в верхней части метегерской свиты среднего кембрия. Метегерская свита сложена доломитами светло-серыми, коричнево-серыми, с прослоями красновато-коричневых аргиллитов и серых ангидритов [9]. Ее толщина на территории исследований составляет порядка 110 м. Водовмещающие породы представлены доломитом. По результатам анализа геофизических исследований в 31 скважине установлено, что толщина коллектора изменяется от 1 до 16 м, наиболее часто встречающиеся значения — 4–8 м. Воды комплекса слабосоленые, гидрокарбонатно-сульфатные или сульфатные, магниевые-кальциевые или кальциевые с минерализацией 1–1,83 г/л, жесткостью 9,3–20,3 мг-экв/л. Содержание сероводорода менее 5 мг/л. Дебиты притоков достигают 110–550 м³/сут.

Поскольку объект поисков залегает в верхах метегерской свиты и имеет малую мощность, до 20 м, важным этапом являлось уточнение

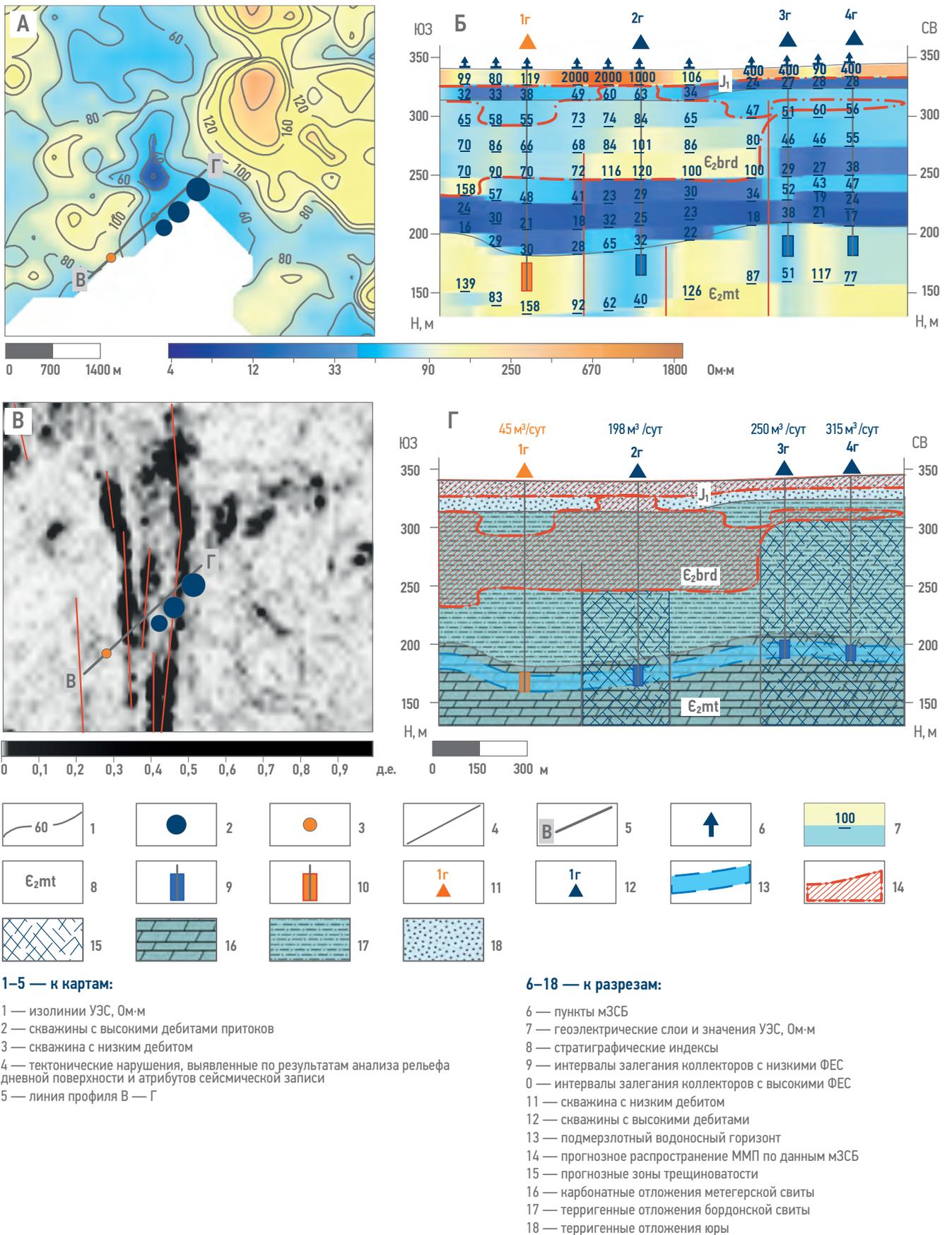


Рис. 2. Выявление подмерзлотных водоносных коллекторов в верхних горизонтах метегерской свиты по данным комплексного анализа геолого-геофизических данных: А — карта УЭС верхних 40 м метегерской свиты по данным МЗСБ, Б — карта когерентности сейсмической записи в интервале олекминской свиты, В — геоэлектрический разрез по линии В-Г, Г — геологический разрез по линии В-Г. Составлено авторами

Fig. 2. Identification of subpermafrost aquifers in the upper horizons of the Meteger suite based on a comprehensive analysis of geological and geophysical data: А — longitudinal resistivity map of the upper 40 m of the Meteger suite according to sTEM data, Б — the map of seismic record coherence in the interval of the Olekminsk suite, В — geoelectric section according to lines В-Г, Г — geological section along the line В-Г. Compiled by the authors

тектонического строения кровли метегерской свиты. Ее неоднородное строение в изученном районе связано с вертикальными тектоническими движениями и проявлениями магматизма, протекавшими при формировании Вилюйско-Мархинской зоны глубинных разломов.

Определение кровли метегерской свиты выполнено по данным МЗСБ на основе контраста между высокопроводящими отложениями бордонской свиты и карбонатными отложениями метегерской свиты. Полученная геоэлектрическая граница уверенно совпадает со стратиграфическими отбивками в скважинах участка.

Определение тектонических нарушений выполнялось на основе линеаментного анализа рельефа и анализа сейсмических атрибутов нижезалегающих отражающих горизонтов. В результате определены системы тектонических нарушений субмеридиональной ориентировки.

С учетом структурного положения объекта поисков по данным МЗСБ определены УЭС пород в перспективном интервале. На исследованной территории значения УЭС верхних горизонтов метегерской свиты изменяются в широких пределах — от 30 до 500 Ом·м. Известно, что распространение геоэлектрических зон подчиняется системам тектонических нарушений. Геоэлектрические зоны имеют субмеридиональную ориентировку, совпадающую с простиранием основных тектонических элементов района. В блоках с пониженными УЭС пород 30–60 Ом·м дебиты притоков в скважинах достигают 200–550 м³/сут. В зонах с повышенными УЭС более 200 Ом·м встречаются сухие и низкодебитные скважины менее 50 м³/сут.

Ниже представлен пример выявления водообильных трещиноватых зон в подмерзлом водоносном горизонте (рис. 2). В одной из выявленных зон повышенной трещиноватости пробурено три водозаборные скважины 2г, 3г, 4г с притоками воды 198–315 м³/сут. По данным МЗСБ пробуренная зона характеризуется пониженными УЭС — 40–77 Ом·м. В 300 м к юго-западу пробурена скважина 1г, дебит притока в которой оказался существенно меньше и составил 45 м³/сут. Значение УЭС в точке скважины составляет 158 Ом·м, скважина удалена от выявленных тектонических нарушений.

На тектоническое строение и фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород могло оказать влияние проникновение трапповой интрузии в нижележащие горизонты галогенно-карбонатного комплекса.

Внедрение трапповой интрузии сопровождается развитием дизъюнктивных нарушений, которые могут как служить каналами для циркуляции вод, так и быть подвержены процессам вторичного преобразования пород (засолонения, карбонатизации), что ухудшает фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов [10].

Критерии поиска подмерзлотных источников подземных вод в верхних горизонтах метегерской свиты:

- наличие тектонической трещиноватости;
- пониженные УЭС по данным МЗСБ.

Важным условием для осуществления подхода является точное гипсометрическое положение кровли метегерской свиты.

Критерии разработаны и апробированы на территории крупного нефтегазоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия) с распространением мерзлоты от слабопрерывистого до сплошного мощностью до 100–150 м.

ДИСКУССИЯ И ВЫВОДЫ

Комплексный анализ и обобщение геолого-геофизических данных с использованием материалов электроразведочных работ МЗСБ на территории Якутии позволили изучить особенности строения многолетнемерзлых пород, распространения межмерзлотных и подмерзлотных источников подземных вод на ряде месторождений и нефтегазопоисковых площадей, сформировать критерии поиска коллекторов подземных вод для различных условий распространения ММП и таликов.

Опыт проведенных исследований показывает, что, применяя определенный комплекс методов и набор обоснованных критериев оценки наличия подземных вод, существует возможность оптимизировать сеть гидрогеологических скважин на нефтяных месторождениях, сокращая затраты на бурение и повышая успешность проходки непродуктивных (сухих) скважин.

Тем не менее многообразие и изменчивость, а также слабая и неравномерная изученность геологических и криогидрогеологических условий исследуемого региона не всегда позволяют успешно применять подходы, разработанные и апробированные на смежных площадях, и требуют глубокого и всестороннего изучения, привлечения специальных технологий бурения и опробования скважин в условиях многолетней мерзлоты.

Список литературы

1. Буддо ИВ, Поспеев АВ. Прецизионная инверсия данных ЗСБ при поисках нефти и газа на юге Сибирской платформы: монография. — Иркутск: Изд-во ИГУ, 2019. — 149 с. <https://elibrary.ru/myykuc>
2. Reynolds J.M. An introduction to applied and environmental geophysics. Chichester: John Wiley and Sons Ltd., 1997. — 796 p.
3. Валеев РР, Колесников ДВ, Буддо ИВ, Ильин АИ, Аксеновская АА, Чернасов НА, Агафонов ЮА, Гринченко ВА. Подход к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: научно-технический журнал. — 2019. — № 1. — 55–67 с.
4. Мельникановичий ИМ, Ряполова ВА, Хордирайнен МА. Методика геофизических исследований при поисках и разведке месторождений пресных вод / под ред. А.А. Огильви. — М.: Недра, 1982. — 239 с.
5. Сидоренко АВ. Гидрогеология СССР, том XX, Якутская АССР. Якутское геологическое управление. Институт мерзлотоведения СО АН СССР. — М.: Недра, 1970. — 384 с.
6. Тумель НВ, Зотова ЛИ. Геоэкология криолитозоны: Учебное пособие. — М.: Географический факультет МГУ, 2014. — 244 с.
7. Гагарин ЛА, Бажин КИ, Оленченко ВВ, Огонеров ВВ, Ву Цинбай. Выявление участков потенциального термосуффозиионного разуплотнения грунтов вдоль федеральной автодороги А-360 «Лена» в Центральной Якутии // Криосфера Земли. — 2019. — Т. XXIII. — № 3. — С. 61–68.
8. Власова ТА. Отчет о результатах работ по ведению мониторинга подземных вод на площади Мало-Ботуобинского алмазного района и прилегающей территории за 2007–2009 гг. (Регимная партия). — Мирный: АК «АЛРОСА», 2010. — 165 с.
9. Мельников НВ. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. — 177 с.
10. Мисюркеева НВ, Буддо ИВ, Шелохов ИА. Опыт применения малоглубинных электромагнитных зондирований при поисках подземных вод в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Строение литосферы и геодинамика: Материалы XXVIII Всероссийской молодежной конференции (г. Иркутск, 8–14 апреля 2019 г.). — Иркутск, Институт земной коры СО РАН, 2019. — С. 110–112. ISBN 978-5-9908560-5-9

References

1. Buddo I.V., Pospeev A.V. *Precision inversion of the near field transient EM sounding data in oil and gas exploration in the south of the Siberian Platform*: monograph. Irkutsk: Irkutsk State University; 2019. 149 p. <https://elibrary.ru/myykuc>. (In Russ.)
2. Reynolds J.M. *An introduction to applied and environmental geophysics*. Chichester: John Wiley and Sons Ltd., 1997. 796 p.
3. Valeev R.R., Kolesnikov D.V., Buddo I.V., Il'in A.I., Akseonovskaya A.A., Cherkasov N.A., Agafonov Y.U.A., Grinchenko V.A. An approach to solving the problem of water deficiency for the reservoir pressure maintenance system of oil fields in Eastern Siberia (using the Srednebotuobinskoye NGKM as an example). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields: scientific and technical journal*. 2019, no. 1, pp. 55–67. (In Russ.)
4. Mel'nikanovichij I.M., Ryapolova V.A., Hordikajnen M.A. *Geophysical research methods in prospecting and exploration of fresh water deposits*. Moscow: Nedra, 1982. 239 p. (In Russ.)
5. Sidorenko A.V. volume XX, *Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic*. Yakut Geological Department. Institute of Permafrost Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences. Moscow: Nedra, 1970, 384 p. (In Russ.)
6. Tumel' N.V., Zotova L.I. *Geocology of the cryolithozone*: Textbook. Moscow: Faculty of Geography, Moscow State University, 2014. 244 p. (In Russ.)
7. Gagarin L.A., Bazhin K.I., Olenchenko V.V., Ogonerov V.V., Vu Cinbaj. Identification of areas of potential thermosuffusion loosening of soils along the federal highway A-360 "Lena" in Central Yakutia. *Earth's Cryosphere*. 2019, vol. XXIII, no. 3, pp. 61–68. (In Russ.)
8. Vlasova T.A. *Report on the results of groundwater monitoring in the Malo-Botuobinsky diamondiferous region and adjacent territory for 2007–2009* (Regime party). Mirny: AK ALROSA, 2010. 165 p. (In Russ.)
9. Mel'nikov N.V. *Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian platform*. (Stratigraphy, history of development). 2nd ed., suppl. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2018. 177 p. (In Russ.)
10. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V. *Irkutsk, Institut zemnoj kory*. SO RAN, p. 110–112. (In Russ.) ISBN 978-59908560-5-9

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Оцимик — разработала концепцию исследования, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Буддо — разработал концепцию исследования, проводил экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.В. Мисюркеева — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

О.В. Токарева — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Шелохов — разработал концепцию исследования, выполнял инверсию данных мЗСБ, анализ материалов сейсморазведки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anastasia A. Otsimik — developed the article concept, prepared text and pictures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Igor V. Buddo — developed the article concept, preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Natalia V. Misyurkeeva — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Olga V. Tokareva — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Shelokhov — developed the article concept, perform inversion of TEM data, analysis of seismic survey materials. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

И.В. Акулова — выполняла инверсию данных мЗСБ. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.А. Агафонов — проводил экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Irina V. Akulova — perform inversion of TEM data. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Yuri A. Agafonov — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анастасия Александровна Оцимик* — геолог 1-й категории, ООО «СИГМА-ГЕО» 664039, Россия, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6.
e-mail: oaa@sigma-geo.ru

Игорь Владимирович Буддо — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий Лабораторией комплексной геофизики, Институт земной коры СО РАН.
Доцент кафедры прикладной геологии, геофизики и геоинформационных систем, институт «Сибирская школа геонаук», Иркутский национальный исследовательский технический университет
SPIN-код: 6433-6211
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5204-9530>
Scopus ID: 49862710500

Наталья Викторовна Мисюркеева — кандидат геолого-минералогических наук, начальник геологического отдела, ООО «СИГМА-ГЕО», младший научный сотрудник лаборатории нефти и газа, Институт земной коры СО РАН
SPIN-код: 8883-1724
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963>
Scopus ID: 57202534902

Ольга Владимировна Токарева — главный геолог, ООО «СИГМА-ГЕО»

Иван Антонович Шелохов — кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник, лаборатории комплексных исследований Арктики, Институт земной коры СО РАН
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3523-4440>
Scopus ID: 57195338937

Ирина Владимировна Акулова — ведущий геофизик, ООО «СИГМА-ГЕО»

Юрий Александрович Агафонов — кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «СИГМА-ГЕО»

Anastasia A. Otsimik* — 1st Category geologist, SIGMA-GEO LLC
6, str. Zvezdinskaya, 664039, Irkutsk, Russia.
e-mail: oaa@sigma-geo.ru

Igor V. Buddo — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Laboratory of Integrated Geophysics, Institute of the Earth's Crust SB RAS, Associate Professor of the Department of Applied Geology, Geophysics and Geoinformation Systems, Siberian School of Geosciences, Irkutsk National Research Technical University
SPIN-code: 6433-6211
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5204-9530>
Scopus ID: 49862710500

Natalia V. Misyurkeeva — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of geological department, SIGMA-GEO LLC, Junior researcher, Oil and Gas Laboratory, Institute of the Earth's Crust SB RAS
SPIN-code: 8883-1724
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963>
Scopus ID: 57202534902

Olga V. Tokareva — Chief geologist, SIGMA-GEO LLC

Ivan A. Shelokhov — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Junior researcher, Laboratory of Integrated Research of the Arctic, Institute of the Earth's Crust SB RAS
e-mail: sia@crust.irk.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3523-4440>
Scopus ID: 57195338937

Irina V. Akulova — Principal geophysicist, SIGMA-GEO LLC

Yuri A. Agafonov — Cand. Sci. (Tech.), General director, SIGMA-GEO LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

НОВООБРАЗОВАНИЕ МИНЕРАЛОВ И ВТОРИЧНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

© Коллектив авторов,
2024



Н.К. Кулагина^{1,*}, М.П. Хайдина¹, О.В. Постникова¹, А.Н. Абрамов¹, Л.Э. Алескерова², К.А. Шибзухова², А.М. Неугодов², Д.А. Гурбанпесов³

¹Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, РФ, Москва

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, РФ, Москва

³Пермский национальный исследовательский политехнический университет, РФ, Пермь

Электронный адрес: kulagina.n@gubkin.ru

Введение. Участие биоценозов в формировании различных минералов изучается довольно давно. Но в ряде случаев роль бактериального минералообразования в накоплении осадочных толщ не очевидна. Так, например, формирование вторичных минералов в призабойных частях скважин на подземных хранилищах газа долгое время не изучалось. Хотя давно известны случаи, когда вторичные минералы биогенной и биохемогенной природы оказывали существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород и на техническое состояние конструкций скважин.

Цель. Для качественной работы скважин и понимания процесса вторичного минералообразования бактериальным путем в работе изучены новообразованные минералы и матрикс породы призабойных зон скважин подземных хранилищ газа (ПХГ).

Материалы и методы. Для изучения пород, минеральный состав и фильтрационно-емкостные свойства которых были изменены бактериальным воздействием, проводились исследования на растровом электронном микроскопе (РЭМ), оптическом микроскопе, дифрактометре, а также различные оптические исследования.

Результаты. В ходе работы выявлены группы новообразованных минералов (анкерит, пирит, полевые шпаты) и определены их генезисы. Установлено, что основную роль в формировании таких минералов играли бактериальные биоценозы.

Заключение. Объем и свойства фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов в ПХГ во многом определяются широким комплексом геологических, биогенных, биохемогенных и технологических факторов.

Ключевые слова: вторичное минералообразование, бактериальное минералообразование, подземные хранилища газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кулагина Н.К., Хайдина М.П., Постникова О.В., Абрамов А.Н., Алескерова Л.Э., Шибзухова К.А., Неугодов А.М., Гурбанпесов Д.А. Новообразование минералов и вторичные преобразования призабойной зоны скважин подземных хранилищ газа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):135–140. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-135-140>

Статья поступила в редакцию 10.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

NEW FORMATION OF MINERALS AND SECONDARY TRANSFORMATIONS OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF UNDERGROUND GAS STORAGE WELLS

Nadezhda K. Kulagina^{1,*}, Maria P. Khaidina¹, Olga V. Postnikova¹, Alexander N. Abramov¹, Leila E. Aleskerova², Karina A. Shibzuhova², Artyom M. Neugodov², Daniil A. Gurbannepesov³

¹National University of Oil and Gas «Gubkin University», RF, Moscow

²Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow

³Perm National Research Polytechnic University RF, Perm

E-mail: kulagina.n@gubkin.ru

Introduction. The participation of biocenoses in the formation of various minerals has been studied and proved for quite a long time. But in some cases their role in the formation of sedimentary strata is not obvious. For example, the formation of secondary minerals in bottom-hole parts of wells at underground gas storages remained unstudied for a long time. In a number of wells such minerals had a strong negative influence on filtration-capacity properties of rocks and structural parts of wells.

Aim. In order to optimize well operation and to understand the process of mineral formation by bacterial pathway, newly formed minerals and rock matrix of bottomhole zones of underground gas storage wells were studied.

Materials and methods. To study the mineral and bacterial composition of the rocks we carried out studies on scanning electron microscope, optical microscope, diffractometer, as well as various optical studies.

Results. The groups of newly formed minerals were revealed and their genesis was determined; bacterial biocenoses played the greatest role in the formation of such minerals.

Conclusion. The volume and properties of filtration-capacity space of UGS reservoir rocks are largely determined by a wide complex of geological, biogenic, bio-chemogenic and technological factors.

Keywords: secondary mineral formation, bacterial mineral formation, UGS facilities

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

For citation: Kulagina N.K, Khaidina M.P, Postnikova O.V., Abramov A.N., Aleskerova L.E., Shibzuhova K.A., Neugodov A.M., Gurbannesov D.A. New formation of minerals and secondary transformations of the bottomhole zone of underground gas storage wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):135–140. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-135-140>

Manuscript received 10.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы для газовой отрасли характерны процессы внедрения в существующую газовую инфраструктуру нетипичных для нее газов, в том числе: неуглеводородных газов (включая водород — H_2 , двуокись углерода — CO_2 , сероводород — H_2S , гелий и др.), биогаза, искусственного метана и др.

оборудовании скважин и в пустотном пространстве пород-коллекторов вторичных минералов, изменению состава природного газа, интенсификации коррозии и другим неблагоприятным процессам.

Изучение вторичного минералообразования является важным для понимания структуры порового пространства пород-коллекторов. Как правило, емкостные свойства пород-коллекторов претерпевают значительные изменения в процессе седиментогенеза, диагенеза и катагенеза. На каждой из этих стадий происходят значительные изменения структуры пород, морфологии и свойств пустотного пространства. В последние годы в результате развития электронной микроскопии выявлено значительное количество микробиальных минеральных новообразований в пустотном пространстве пород-коллекторов нефтегазовых пластов. Эти образования формируются не только в пустотах, но и на конструктивных элементах эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах подземных хранилищ газа.

Для решения описанного вопроса в работе проведены исследования образцов терригенных пород из скважин ПХГ, которые взяты непосредственно со стенок фильтра, стоящего на забое скважины и образцы, которые были выброшены по заколонному пространству на устье скважины. В образцах выделен широкий спектр вторичных преобразований, которые можно разделить на четыре типа по генетическому признаку. К первому типу отнесены аутигенные кристаллы кварца и полевых шпатов, которые сформировались в процессе катагенетических преобразований. Эти кристаллы имеют правильные кристаллографические очертания и соответствующий габитус кристалла (рис. 1, 2).

Во второму типу минеральных новообразований отнесены аутигенные кристаллы анкерита, которые имеют биохемогенную природу.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ КАЧЕСТВЕННОЙ РАБОТЫ СКВАЖИН И ПОНИМАНИЯ ПРОЦЕССА ВТОРИЧНОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ БАКТЕРИАЛЬНЫМ ПУТЕМ ИЗУЧЕНЫ НОВООБРАЗОВАННЫЕ МИНЕРАЛЫ И МАТРИКС ПОРОДЫ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ОСНОВНУЮ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ТАКИХ МИНЕРАЛОВ ИГРАЮТ БАКТЕРИАЛЬНЫЕ БИОЦЕНОЗЫ.

Такие газы инициируют в коллекторах подземных хранилищ различные нехарактерные для них ранее химические процессы, которые приводят к формированию на подземном

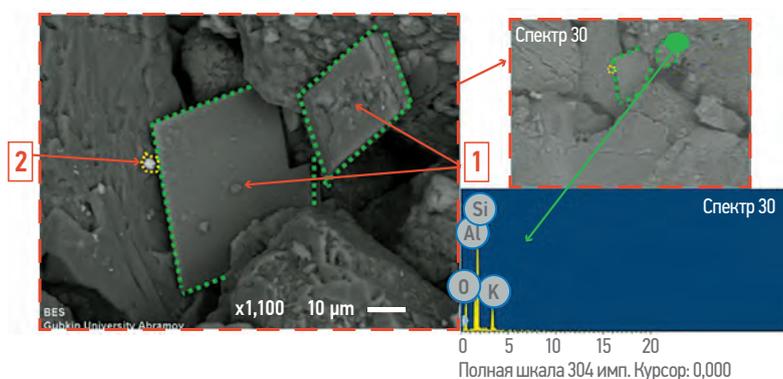


Рис. 1. Аутигенные кристаллы, сформированные в пустотном пространстве пород-коллекторов (1 — полевые шпаты, 2 — пирит). Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова

Fig. 1. Authigenous crystals formed in the reservoir rocks porous space (1 — feldspar, 2 — pyrite). Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

Вероятнее всего, он образовался в результате нарушения равновесия в кристаллизационной среде, обусловленного жизнедеятельностью бактериальных биоценозов (рис. 3). Третий тип аутигенных минералов относится к чисто биогенным и является продуктом бактериальной жизнедеятельности [1]. К этому типу отнесен вторичный пирит (рис. 4). Сульфатредуцирующие бактерии способны достаточно активно формировать фрамбоиды и кокки пиритового состава, которые встречаются повсеместно [2]. Источником железистой и серной компоненты для пирита являлись непосредственно природные минеральные образования и техногенные растворы, которыми обрабатывается призабойная зона. Крайне специфическим минеральным образованием являются аморфные по своей структуре окислы железа, покрывающие стенки фильтра. Анализ этих образований на РЭМ показал, что они представляют собой продукты жизнедеятельности бактериальных организмов. Аморфную структуру этих образований определяет тот факт, что микрозондовый анализ показывает в них очень высокое содержание железа, а рентгеноструктурный анализ, реагирующий на кристаллическую решетку, железосодержащих минералов не фиксирует (рис. 5). Исследование образцов, выброшенных на устье скважины и изученных с помощью различных методов сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) (рис. 6А), показало наличие палочковидных форм бактериальных клеток, покрытых внеклеточным матриксом. Можно предположить,

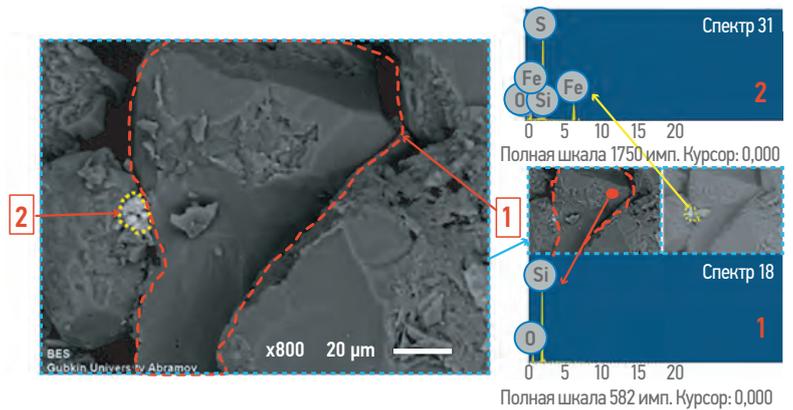


Рис. 2. Новообразованные кристаллы кварца (1) и пирита (2). Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова
Fig. 2. New formed quartz (1) and pyrite (2). Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

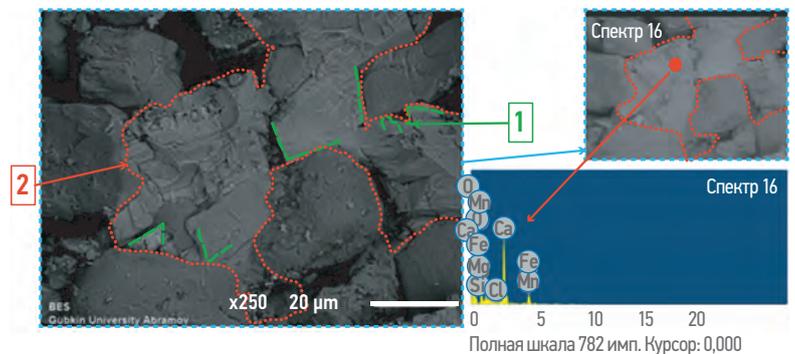


Рис. 3. Новообразованные аутигенные кристаллы анкерита. 1 — гипидиоморфные кристаллы анкерита с правильными кристаллографическими очертаниями, 2 — анкеритовое заполнение межзернового пространства. Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова
Fig. 3. New formed authigenous ankerite crystals. 1 — Ankerites hypidiomorphic crystals with regular crystallographic outlines, 2 — ankerite filling of the intergranular space. Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K. Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

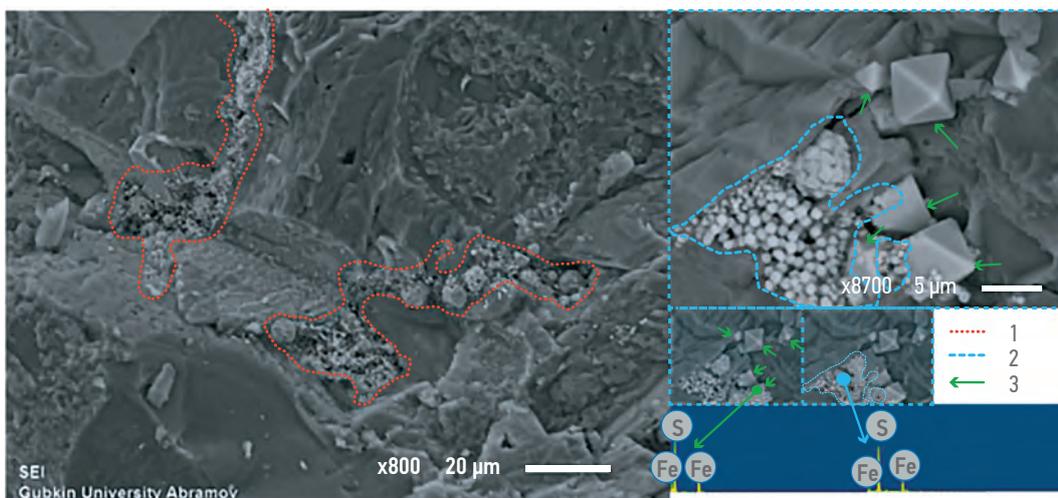


Рис. 4. Фрамбоиды пирита, сформированные сульфатредуцирующими бактериями. 1 — скопление фрамбоидов и октаэдров пирита в пустом пространстве, 2 — фрамбоиды пирита биогенного происхождения, 3 — октаэдры пирита минерального происхождения. Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова
Fig. 4. Pyrite framboids formed by sulfate-reducing bacteria. 1 — pyrite accumulation framboids and octahedra in the porous space, 2 — pyrite framboids of biogenic origin, 3 — pyrite octahedra of mineral origin. Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K. Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

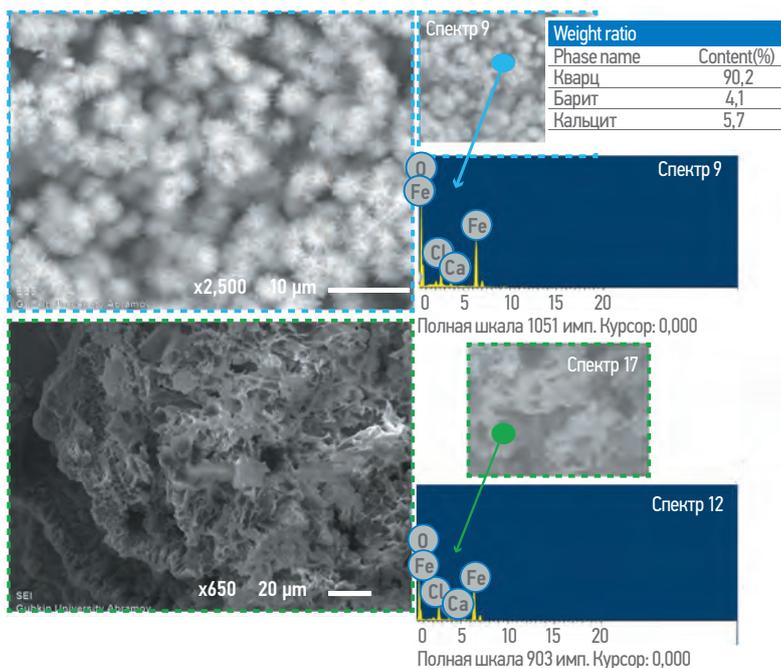


Рис. 5. Бактериальные коллоидные формы оксида железа. Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова
Fig. 5. Bacterial colloidal forms of iron oxide. Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K. Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

что данные клетки являются представителями сульфатредуцирующих бактерий, способных формировать фрамбоиды и кокки пиритового состава, которые представлены на **рис. 4**. Для подтверждения жизнеспособности и присутствия в образцах клеток микроорганизмов дополнительно проведен высев образцов на твердую питательную среду. Применение методов СЭМ в режиме естественной среды (ESEM) — исследование образца, показало также наличие бактериальных клеток на частицах образца (**рис. 6Б**).

Ещё одной из существенных форм вторичного преобразования пород является четвертый тип — это выщелачивание (**рис. 7**). Выделяется несколько стадий этого процесса. Последствия видоизменения пород на ранних стадиях выявлены на обломочных зернах, слагающих основной карнас породы, а результат более поздних стадий связан с аутигенными минеральными образованиями в поровом пространстве. С высокой долей вероятности можно утверждать, что процессы выщелачивания связаны с агрессивными техногенными растворами, которые закачивают в скважины. Выщелачиванием затронуты зёрна и кристаллы кварца, полевых шпатов и анкерита.

Как упоминалось выше, на минералообразование и геохимические реакции в пустотном пространстве сильное влияние оказывает деятельность микроорганизмов. Их активность может зависеть от состава газа и сопутствующих компонентов. Поскольку ПХГ могут использоваться не только для хранения попутного газа нефтегазовых пластов, но и для других видов газа, H_2 , CO_2 и биогаз (CH_4), можно ожидать в объеме ПХГ бурного развития бактериальных процессов, связанных с возникновением бактериальных биоценозов. Попадая в коллектор, эти газы метаболизируются метаногенами и гомоацетогенами, населяющими ПХГ, что и вызывает сильное бактериальное минералообразование. С такой ситуацией уже сталкиваются во многих зарубежных странах, где внедрена практика использования ПХГ для хранения биогаза.

Очевидно, что в ПХГ, в которые закачивается в больших количествах биогаз, может проявляться сильная активность микробиоты ПХГ, что приводит к изменению состава исходного

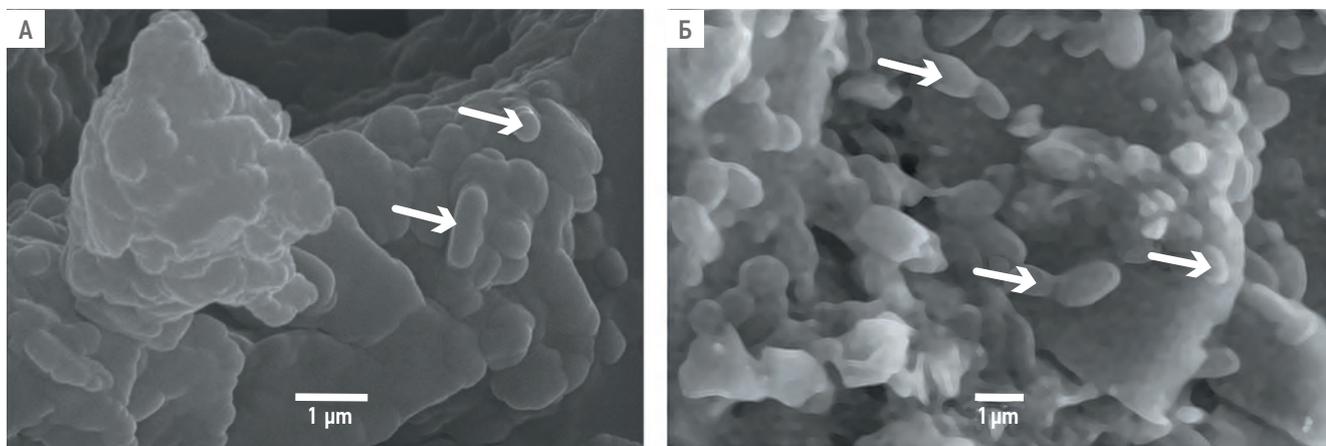


Рис. 6. Бактериальные клетки до (А) и после (Б) посева на твердую питательную среду. Стрелками указаны клетки бактерий. Составлено авторами: Л.Э. Алескерова, К.А. Шибзухова, А.М. Неугодов
Fig. 6. Bacterial cells before (A) and after (B) sowing on a solid breeding ground. The arrows indicate bacterial cells. Compiled by the authors: Leila E. Aleskerova, Karina A. Shibzuhova, Artyom M. Neugodov

микробного сообщества в пустотном пространстве пород-коллекторов из-за наличия в биогазе покоящихся бактериальных клеток. В результате активизируются биохимические процессы, несвойственные для природной экосистемы, что приводит к изменению физиологической направленности процессов и, в конечном итоге, к изменению состава газа и коррозии оборудования. Таким образом, объем и свойства фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов ПХГ во многом определяются широким комплексом геологических, биогенных, биохеомогенных и технологических факторов.

Список литературы

1. Астафьева М.М., Жегалло Е.А., Ривкина Е.М., Самылина О.С. и др. Бактериальная палеонтология. — М.: ПИН РАН, 2021.
2. Berner R.A., De Leeuw J.W., Spiro B., Murchison D.G., Eglinton G. Sulphate Reduction, Organic Matter Decomposition and Pyrite Formation [and Discussion]. *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A* 1985, vol. 315, p. 25.

References

1. Astafyeva M.M., Zhegallo E.A., Rivkina E.M., Samylina O.S. at al. Bacterial paleontology. Moscow: PIN RAS, 2021. (In Russ.)
2. Berner R.A., De Leeuw J.W., Spiro B., Murchison D.G., Eglinton G. Sulphate Reduction, Organic Matter Decomposition and Pyrite Formation [and Discussion]. *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A* 1985, vol. 315, p. 25.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.К. Кулагина — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, приняла активное участие в исследованиях, связанных с литологической и бактериальной составляющей работ, изучала состав работ до и после обработки, формирование выводов, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

О.В. Постникова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, приняла активное участие в исследованиях, связанных с литологической и бактериальной составляющей работ, формирование выводов, изучала состав работ до и после обработки.

М.П. Хайдина — руководитель научной темы, постановка задач исследований, формирование выводов, текста статьи.

А.Н. Абрамов — реализовал съемку на растровом электронном микроскопе, производил отбор образцов, исследовал минеральную составляющую матрикса пород, а также структуру пустотного пространства.

Л.Э. Алескерова — приняла активное участие в организации и проведении исследований, оказала экспертную поддержку в области микробиологии и сканирующей электронной микроскопии; разработала концепцию статьи. Окончательно утвердила публикуемую версию статьи.

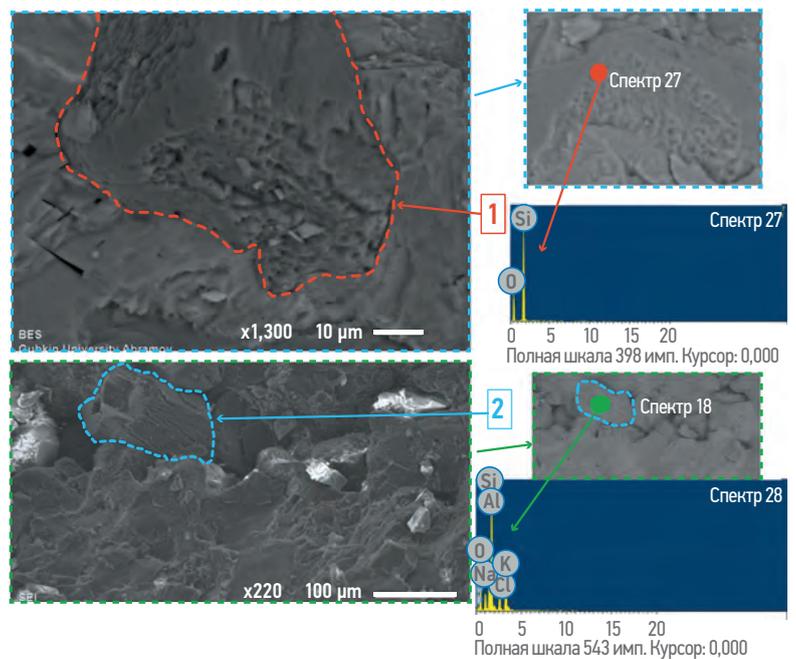


Рис. 7. Следы выщелачивания по кристаллам кварца (1) и полевых шпатов (2). Составлено авторами: А.Н. Абрамов, Н.К. Кулагина, М.П. Хайдина, О.В. Постникова
Fig. 7. Leach traces on quartz crystals (1) and feldspars (2). Compiled by the authors: Alexander N. Abramov, Nadezhda K Kulagina, Maria P. Khaidina, Olga V. Postnikova

К.А. Шибзухова — приняла активное участие в исследованиях и оказала экспертную поддержку в области сканирующей электронной микроскопии. Окончательно утвердила публикуемую версию статьи.

А.М. Неугодов — принял активное участие в организации и координации исследований с применением метода сканирующей электронной микроскопии.

Д.А. Гурбанпесов — участие в исследованиях, сбор обзорной информации, подготовка материалов к печати.

Karina A. Shibzukhova — actively participated in the research and provided expert support in the field of scanning electron microscopy. Final approval of the published version of the article.

Artyom M. Neugodov — took an active part in the organisation and coordination of research using the scanning electron microscopy method.

Daniil A. Gurbannepesov — participation in research, collection of overview information, preparation of materials for printing.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Надежда Константиновна Кулагина* — кандидат геолого-минералогических наук., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корпус 1.
e-mail: kulagina.n@gubkin.ru
тел.: +7 (499) 507-85-82
SPIN-код: 4422-2747

Мария Павловна Хайдина — кандидат технических наук, доцент, доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8823-0921>
SPIN-код: 3351-9497

Ольга Васильевна Постникова — доктор геолого-минералогических наук., доцент, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
SPIN-код: 1920-3080
Scopus ID: 6507338873
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-1331-0656>

Александр Николаевич Абрамов — ассистент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
SPIN-код: 5644-8301
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-1331-0656>

Лейла Эльшадовна Алескерова — научный сотрудник, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, биологический факультет, кафедра биоинженерии
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3673-7226>
Scopus ID: 56345736100

Карина Ахмедовна Шибзухова — научный сотрудник, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, биологический факультет, кафедра биоинженерии
SPIN-код: 6827-6689
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9065-4715>
Scopus ID: 57195809076

Артем Михайлович Неугодов — инженер-лаборант 1 категории, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, биологический факультет, кафедра биоинженерии

Даниил Александрович Гурбанпесов — аспирант, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Nadezhda K. Kulagina* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), docent, Gubkin Russian State University of Oil and Gas 65 Leninsky Prospekt, building 1, 119991, Moscow, Russia.
e-mail: kulagina.n@gubkin.ru
tel.: +7 (499) 507-85-82
SPIN-code: 4422-2747

Maria P. Khaidina — Cand. Sci. (Tech.), title of docent, docent of Gubkin Russian State University of Oil and Gas
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8823-0921>
SPIN-code: 3351-9497

Olga V. Postnikova — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas dean, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas
SPIN-code: 1920-3080
Scopus ID: 6507338873
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-1331-0656>

Alexander N. Abramov — Assistant, Gubkin Russian State University of Oil and Gas
SPIN-code: 5644-8301
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-1331-0656>

Leila E. Aleskerova — Researcher, Lomonosov Moscow State University, Faculty of Biology, Department of Bioengineering.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3673-7226>
Scopus ID: 56345736100

Karina A. Shibzukhova — Researcher, Lomonosov Moscow State University, Faculty of Biology, Department of Bioengineering.
SPIN-code: 6827-6689
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9065-4715>
Scopus ID: 57195809076

Artyom M. Neugodov — Laboratory engineer of the 1st category, Moscow State University named after M.V. Lomonosov Moscow State University, Faculty of Biology, Department of Bioengineering.

Daniil A. Gurbannepesov — Postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА В ПРАКТИКЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

© Коллектив авторов,
2024



**С.В. Степанов^{1,2}, Я.И. Гильманов¹, К.Г. Лапин¹, М.А. Загоровский^{1,2,*},
И.А. Зубарева^{1,2}**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ПАО НК «Роснефть», РФ, Тюмень

²ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

Введение. Изучение керна путем математического моделирования фильтрационных процессов на уровне пустотного пространства горной породы, имеет ряд существенных преимуществ относительно традиционных лабораторных исследований. Тем не менее к настоящему времени отсутствует единое понимание, каким образом технологию «Цифровой керна» эффективно встроить в практическую деятельность по сопровождению разработки залежей углеводородного сырья.

Цель работы заключается в обосновании концепции применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки месторождений углеводородов исходя из имеющегося опыта применения этой технологии и оригинальных разработок.

Методы. Обоснование концепции строится на наиболее показательных сторонних и собственных примерах применения технологии «Цифровой керна» для создания петрофизической основы и построения гидродинамической модели.

Результаты. С использованием технологии «Цифровой керна» на основе оригинальной полуэмпирической модели керна и гидродинамического моделирования строения фации решена задача учета масштабного эффекта при переходе с одного уровня горной породы на другой для одного из участков месторождения ПАО «НК «Роснефть», на котором осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти водой и раствором полимера. Выполнены расчеты относительных фазовых проницаемостей в системах «нефть-вода», «нефть-полимерный раствор». Показано, что использование результатов цифровых исследований керна позволяет повысить адекватность гидродинамического моделирования и тем самым уменьшить неопределенность прогнозного моделирования.

Заключение. Описывается место технологии «Цифровой керна» и концепция применения результатов цифровых исследований керна в процессе моделирования разработки месторождений углеводородного сырья, позволяющая сделать его более логичным и более содержательным.

Ключевые слова: цифровой анализ керна, цифровой керна, петрофизическое моделирование, гидродинамическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Степанов С. В., Гильманов Я. И., Лапин К. Г., Загоровский М. А., Зубарева И. А. Концепция применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):141–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-141-151>

Статья поступила в редакцию 11.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

THE CONCEPT OF APPLYING THE RESULTS OF DIGITAL CORE RESEARCH IN THE PRACTICE OF RESERVOIR MODELING

**Sergei V. Stepanov^{1,2}, Yan I. Gilmanov¹, Konstantin G. Lapin¹, Mikhail A. Zagorovskii^{1,2,*},
Irina A. Zubareva^{1,2}**

¹Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft Oil Company, RF, Tyumen

²University of Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

Introduction. The study of the core by mathematical modeling of filtration processes at the level of the void space of the rock has a number of significant advantages relative to traditional laboratory studies. However, there is no common understanding of how the Digital Core technology can be effectively integrated into practical activities to support the development of hydrocarbon deposits.

Aim. The purpose of the research is to provide the concept of applying the results of digital core analysis in the practice of reservoir modeling based on the existing experience in using this technology and original developments.

Materials and methods. The rationale for the concept is based on the most significant third-party and proprietary examples of the use of Digital Core technology to create a petrophysical basis and build a hydrodynamic model.

Results. Using the Digital Core technology, based on the original semi-empirical core model and hydrodynamic modeling of the facies structure, the problem of taking into account the large-scale effect during the transition from one level of rock to another is solved for one of the sections of the Rosneft oilfield, where pilot works are carried out to displace oil with water and polymer solution. Calculations of relative phase permeabilities in the oil-water and oil-polymer solution systems have been performed. It is shown that the use of the results of digital core studies makes it possible to increase the adequacy of hydrodynamic modeling and thereby reduce the uncertainty of predictive modeling.

Conclusions. Described the place of applying the results of digital core research in the process of modeling the development of hydrocarbon reservoirs and shown, that it makes this process more logical and more meaningful.

Keywords: digital core analysis, digital core, petrophysical modeling, hydrodynamic modeling

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

For citation: Stepanov S.V., Gilmanov Y.I., Lapin K.G., Zagorovskii M.A., Zubareva I.A. The concept of applying the results of digital core research in the practice of reservoir modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):141–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-141-151>

Manuscript received 11.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Цифровые исследования ядра постепенно входят в практику получения данных о свойствах горной породы. Исходя из анализа публикаций, такая ситуация складывается ориентировочно с начала 2000-х годов, но активизация применения технологии «Цифровой ядро» (ЦЯ) имеет место последние лет 10, что связано с появлением специализированных коммерческих программных комплексов и с разработкой собственных специализированных программных комплексов у некоторых нефтяных компаний, в том числе в компании «Роснефть». Тем не менее к настоящему времени отсутствует единое понимание того, каким образом результаты цифровых исследований ядра эффективно встроить в практическую деятельность по сопровождению разработки залежей углеводородного сырья — ведь такие результаты потенциально позволяют не только кардинальным образом изменить ситуацию с количеством и качеством данных о свойствах пласта, но и также дать новый уровень понимания изучаемых объектов и процессов. Это связано с тем, что по сравнению с традиционными лабораторными исследованиями ядра, т.е. исследованиями посредством физических экспериментов, цифровые исследования ядра путем математического моделирования процессов на уровне пустотного пространства горной породы имеют ряд существенных преимуществ.

Первое преимущество — возможность проведения неограниченного количества экспериментов на цифровом двойнике одного и того же образца ядра. Это обстоятельство имеет принципиально важное значение

для понимания методов увеличения нефтеотдачи (МУН) поскольку ЦЯ позволяет изучать вытеснение нефти самыми разными агентами и в их самых разных сочетаниях. Например, исследовать вытеснение высоковязкой нефти полимерными растворами [1]. Более того, цифровые исследования в этом аспекте позволяют исследовать эффективность вытеснения при использовании агентов, которые в реальности не существуют и тем самым обосновывать целесообразность синтеза новых агентов вытеснения. Второе преимущество — отсутствие привязки к размерам ядеродержателей, т.е. возможность получать данные, применительно к элементам горной породы любого размера. В качестве примера можно привести статью [2], где приводятся результаты цифровых исследований, полученные для многомасштабной модели (ММ) полноразмерного сильно неоднородного ядра, причем по фрагментарным данным. Детали этой работы приводятся ниже. Здесь же отметим, что возможность исследовать свойства образцов горной породы любого размера — это чрезвычайно важная особенность технологии ЦЯ поскольку она обеспечивает возможность получения представительных данных, что особенно важно для сложно построенных горных пород. Кроме этого, такая возможность должна позволить повысить качество интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), в частности применительно к тонкослоистым коллекторам.

Третье преимущество — возможность проведения исследований, технически трудно осуществимых в лабораторных условиях. Это, например, эксперименты по трехфазной фильтрации, для которых на сегодняшний

день не существует сертифицированного лабораторного оборудования и методик проведения физических экспериментов. Другой пример — это получение данных по остаточной нефтенасыщенности в зависимости от начальной нефтенасыщенности: в лабораторной практике, как правило, остаточная нефтенасыщенность исследуется для предельно нефтенасыщенного керна. Особенное значение такая возможность имеет для низкопроницаемых коллекторов, в которых капиллярно-гравитационные зоны могут иметь значительные размеры.

Четвертое преимущество — возможность для детального изучения разнообразных эффектов в пористых средах, например изучение неравновесности, проявляющейся в пульсациях параметров эксперимента, в частности, давления и расхода. Это направление является слабо изученным, хотя различные колебания параметров эксперимента, «...могут служить источником весьма полезной информации о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта» [3].

Пятое преимущество технологии ЦК перед традиционными лабораторными исследованиями — возможность существенно увеличения количества данных. Это следует из сопоставления количеств лабораторных установок и компьютеров, а также из сопоставления времени на проведение исследований, которое применительно к лабораторным исследованиям важнейшего свойства горной породы — относительной фазовой проницаемости (ОФП) по методу стационарной фильтрации может занимать ориентировочно от нескольких дней до нескольких недель в зависимости от типа породы и флюидов. Время определения ОФП с помощью технологии ЦК может быть существенно различным и зависит от применяемого метода и размера объекта моделирования. Так, определение ОФП прямыми методами проводится на моделях-нубиках керна физического размера 1–3 мм и длительность таких экспериментов может составлять несколько суток, причем с использованием высокопроизводительных компьютеров. Определение ОФП для масштаба стандартного или полноразмерного образца керна требует затем создания ММ керна [2]. С другой стороны, применение полуэмпирического метода [4] позволяет провести расчет ОФП сразу на масштабе стандартного образца керна и весь расчет занимает несколько секунд на обычной рабочей станции. Такая скорость расчета обеспечивается за счет упрощенного представления пустотного пространства керна в виде совокупности кластеров — совокупности

пересекающихся поровых каналов, количество и геометрические характеристики которых зависит от особенностей структуры горной породы.

Недостатками технологии ЦК является тот факт, что точность вычисления свойств существенно зависит от корректности построения модели керна по данным томографии и/или микроскопии керна, а также

ПРИВЕДЕНО ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ НА ОСНОВЕ ОРИГИНАЛЬНЫХ НАРАБОТОК КАК В ЧАСТИ «ЦИФРОВОГО КЕРНА», ТАК И ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ.

от детальности расчетной сетки для прямых методов и адекватности топологии пустотного пространства для порово-сетевых методов. В этой связи принципиальное значение имеет процесс калибровки цифровой модели керна на данные физических экспериментов. Процесс калибровки модели, как правило, состоит в изменении цифровой модели керна, например, на этапе сегментации томографических данных. В зависимости от сложности строения породы (конфигурация пустотного пространства, размеры, форма и минеральный состав зерен породы) может потребоваться разное количество итераций по калибровке модели. Так, для пород с относительно простым строением оказывается достаточным настроиться по абсолютной проницаемости, чтобы обеспечить приемлемое качество в расчете ОФП, а для пород с относительно сложным строением для того, чтобы получить приемлемое качество в расчете ОФП во всем диапазоне насыщенности, необходимо провести дополнительную калибровку по всем конечным точкам.

Цель данной работы привести обоснование концепции применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки месторождений углеводородов исходя из имеющегося опыта применения этой технологии и имеющихся оригинальных наработок как в части ЦК, так и вообще по математическому моделированию разработки. Обоснование концепции строится на наиболее показательных сторонних и собственных примерах применения технологии ЦК для создания петрофизической основы и построения гидродинамической модели (ГДМ).

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ КЕРН» ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ

ГДМ создается на основе геологической модели, которая, в свою очередь, создается в том числе по данным ГИС. При интерпретации данных ГИС используется петрофизическая основа, которая традиционно опирается на результаты профильных, рутинных и специальных лабораторных исследований керна. При этом профильные исследования выполняются с шагом от 5 до 20 см, рутинные исследования проводятся на коллекции образцов, отобранных с шагом от 1 до 5 образцов на 1 пог. м керна [5], а специальные исследования керна (в т.ч. исследования ОФП) проводятся на ограниченной коллекции образцов, которая, как правило, составляет не более 20–30 % от общего количества образцов для рутинных исследований. Количество данных, обеспечиваемое такими исследованиями, может быть недостаточным для детальной интерпретации ГИС. Это связано с тем, что современные ГИС проводятся различными методами с шагом измерений (квантования) в 1, 10 или 20 см. Так, например, при шаге в 20 см, что сопоставимо с отбором пяти образцов на 1 пог. м керна, для однородных, выдержанных коллекторов такая детальность отбора образцов керна позволяет охарактеризовать изучаемый пласт, а для текстурно-неоднородных коллекторов, ее, очевидно, будет недостаточно. Технология ЦК способна исправить подобную ситуацию. Рассмотрим это на примере.

Как известно, интерпретация абсолютной проницаемости по данным ГИС происходит с использованием зависимости между пористостью и проницаемостью, определенной по результатам лабораторных исследований керна. При этом существует проблема, обусловленная тем, что фиксированному значению пористости могут соответствовать значения проницаемости, различающиеся на несколько порядков. Выход из данной ситуации может быть в привлечении дополнительной информации, позволяющей обосновать не одну, а несколько зависимостей между пористостью и проницаемостью. Учитывая возможности рентгеновской компьютерной томографии (РКТ), в качестве такой дополнительной информации можно взять текстурные особенности горных пород. РКТ позволяет оценить типы пустотности, плотностные характеристики и минералогический состав (режим съёмки на двух энергиях). Эти данные позволяют дифференцировать изучаемый полноразмерный керн

на сегменты с определенными текстурными характеристиками. Геологическая идентификация текстур по РКТ производится на основе петрографических шлифов и микрофотографии, при этом тенденции изменения пористости определяются на основе анализа текстур. На **рис. 1** показан пример томографического изображения полноразмерного керна с кривой песчаности, рассчитанной по данным РКТ. Красным кругом выделен образец, на котором была выполнена оценка содержания песчаной фракции. Если её использовать для всего прослоя, то содержание песчаной фракции, очевидно, будет существенно завышенным. Аналогично расчету кривой песчаности можно рассчитать объёмное содержание глинистой компоненты, минералов с высокой плотностью, что позволяет более точно обеспечивать построение объёмно-компонентной литолого-петрофизической модели изучаемых горных пород. Таким образом, прогноз достоверной оценки петрофизических параметров керн-ГИС повышается с помощью связи между целыми, правильными текстурами на микроуровне и текстурами, масштабированными на полноразмерный керн.

Образно технологический процесс по цифровому анализу керна можно представить, как движение от полноразмерного керна к микромоделям и обратно. Процесс начинается с изучения особенностей полноразмерного керна на макроуровне. Изображения РКТ с разрешением 100–250 мкм для всего отобранного керна обеспечивают основу для определения интересующих областей, с различной пустотностью и проницаемостью, литофаций, общей структуры и других важных данных о типах пород. Полученные данные РКТ анализируются с результатами фотографий керна и, при необходимости, с данными по изучению аншлифов, чтобы идентифицировать репрезентативные подвыборки каждого из типов горных пород и, таким образом, оптимизировать места отбора проб для анализа свойств горных пород. Далее изучаются стандартные образцы керна на микро- и/или нанотомографе с разрешением 25–40 мкм. Сканирование с таким разрешением позволяет проверить однородность образцов и выявить слоистость и основные неоднородности или дефекты, которые могут повлиять на фильтрацию флюидов. На этом этапе из каждого типа пород изготавливается как минимум один образец. Следующим шагом, в зависимости от оснащения лаборатории из каждой выделенной зоны, выполняются работы по изготовлению миниобразцов диаметром 3–10 мм и их изучение на микрофотографах с разрешением

1–4 мкм. Для получения микропористых структур, таких как микрит, требуются данные компьютерной нанотомографии с разрешением ниже 1 мкм и ФИП/РЭМ с разрешением около 0,06–0,1 мкм.

Переход от микромоделей к полноразмерному керну осуществляется с учетом исследованных пористых элементов. При этом применяется многомасштабная визуализация, которая обеспечивает регистрацию объемов изображения и, следовательно, прямую связь вычисленных свойств с пространственным расположением подвыборок, используемых при увеличении масштаба. Полученные цифровые модели используются для расчёта их свойств, а именно: пористость, абсолютная проницаемость, электрические свойства (коэффициент цементации m и показатель насыщения n в уравнении Дахнова — Арчи), упругие свойства, кривые капиллярного давления (ККД) и ОФП.

Вообще, определение ККД и ОФП — это наиболее сложные задачи цифрового анализа керна, поскольку успешность их решения зависит не только от корректности в построении пространственной цифровой модели пустотного и минерального пространств, но и от точности математического моделирования многофазных процессов на уровне пор. Эти задачи становятся еще более сложными при уменьшении проницаемости горных пород, поскольку, с одной стороны, растет сложность в создании адекватной цифровой модели достаточного (высокого) разрешения, а с другой стороны, появляется необходимость учитывать специфические процессы, присущие порам субмикронного размера. Тем не менее известны публикации, в которых приводятся примеры исследований низкопроницаемых пород посредством технологии «Цифровой керн», например [2].

В работе [2] приводятся результаты цифровых исследований низкопроницаемых высокоглинистых пород туронского яруса. Данная работа примечательна тем, что свойства рассчитаны на разных масштабах, вплоть до полноразмерного керна размером 1249×76×96 мм. Акцент в данной работе сделан на получение ККД, поскольку низкая проницаемость пластов обуславливает широкую капиллярно-гравитационную переходную зону, которая позволяет не только оценить начальное распределение флюидов в залежи, но и дать возможность оценки технологических показателей добычи. Эту задачу удалось решить с помощью ММ керна, которая создается в два этапа. Вначале образец керна сканируется на низком разрешении, что дает возможность понять строение образца исходя из типов пород. Затем

выбираются характерные элементы по каждому типу пород, невидимые в достаточной детальности на низком разрешении. Такие элементы неразрешенной матрицы сканируются на высоком разрешении и для них методом функционала плотности [6] определяются фильтрационные свойства. В свою

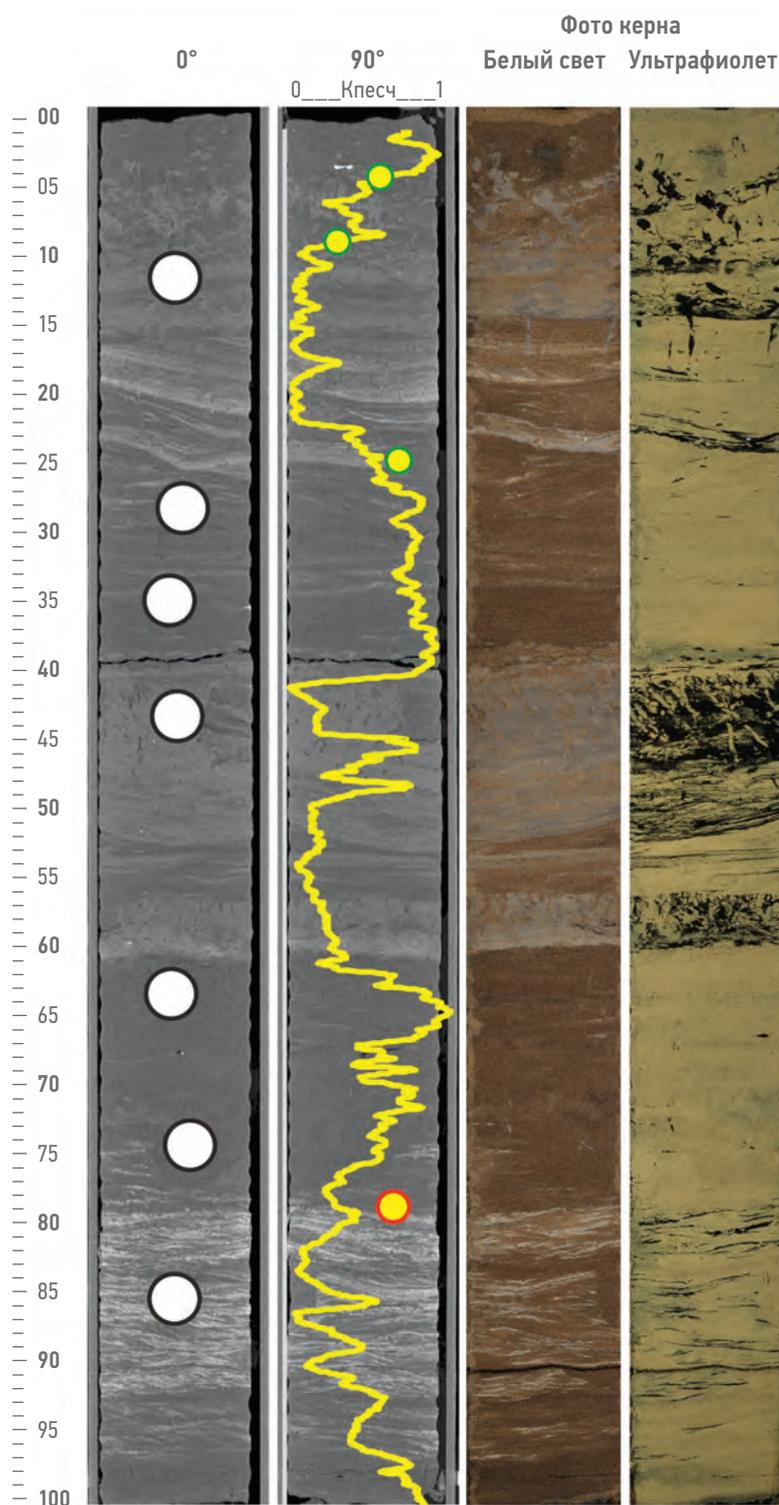


Рис. 1. Пример томографического изображения полноразмерного керна с кривой песчаности по данным РКТ. Составлено авторами

Fig. 1. An example of a tomographic image of a full-size core with a sandiness curve according to RCT data. Figure prepared by the authors

очередь, фильтрационные свойства цельного образца вычисляются путем одновременного решения уравнений методом функционала плотности для совокупности крупных (разрешенных) пор и градиентов химических потенциалов для неразрешенной матрицы. Согласно [2], ММ ядра построена для четырех масштабов с разрешением от 0,01 (микрообъем ядра) до 700 (полноразмерный ядро) мкм/воксель. На каждом из этих масштабов создавались цифровые модели ядра (ЦМЯ), всего 5 моделей. При этом ЦМЯ-1 и ЦМЯ-2 соответствуют микрообъемам ядра и характеризуют, соответственно, высокопроницаемую и низкопроницаемую зоны, ЦМЯ-3 представляет собой модель миниядра (диаметр 8 мм), ЦМЯ-4 — модель стандартного ядра (диаметр 30 мм) и ЦМЯ-5 — полноразмерного ядра. В ЦМЯ-3 — ЦМЯ-5 выделяются два класса пород — высокопроницаемый (С1) и низкопроницаемый (С2), причем для этих моделей доля классов имеет различную величину. ОФП в системе «вода-газ» рассчитаны для ЦМЯ-3 и ЦМЯ-4. ЦМЯ-5 использована для моделирования начального газонасыщения при разных значениях среднего капиллярного давления. Таким образом, технология ЦК позволила не только построить ККД для полноразмерного ядра, но и получить визуальное представление о распределении флюидов в этом ядре. В частности, установлено, что большая часть газа содержится в классе С1. В итоге авторы [2] утверждают, что «цифровой анализ ядра может быть использован для определения свойств сложных горных пород, таких как породы туронского яруса, а также для определения параметров, которые очень сложно, либо невозможно получить в условиях лабораторных экспериментов в силу непреодолимых технических сложностей».

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ ЯДРО» ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГДМ

Математическое моделирование пласта — очень сложный многогранный процесс, успешность которого зависит от массы факторов [7]. При этом одним из важнейших факторов является перенос данных с масштаба ядра (10^{-2} м) на масштаб ячеек геологической и гидродинамической моделей (10^0 – 10^2 м). С одной стороны, этот фактор состоит в проявлении масштабного эффекта. Известно, что в геологии выделяют несколько уровней геологической организации материи, например, породный и фациальный

уровни, обусловленные седиментационной цикличностью [8]. Если говорить о фильтрационно-емкостных свойствах, то породный уровень доступен к изучению посредством ядерного материала, фациальный — посредством ГИС и гидродинамических исследований скважин (ГДИС). С другой стороны, на перенос данных о свойствах материи с одного масштаба на другой влияет их предстательность. Например, для корректного переноса принципиально важно, чтобы переносимые свойства не зависели от размеров элементов материи как на одном, так и на другом масштабе.

Значимость масштабного фактора давно установлена, но в основном он изучается и учитывается исходя из анализа результатов исследований образцов ядра стандартного размера и полноразмерных образцов ядра. Пример такого учета масштабного эффекта при работе с реальными данными дается в статье [9], где новая петрофизическая зависимость «пористость–проницаемость» строится на основе анализа фактических данных по добыче и аналогичных расчетных данных, полученных по базовой петрофизической зависимости, обоснованной, в свою очередь, по ядерным данным.

В подавляющем большинстве подобных публикаций речь идет о масштабном эффекте применительно к пористости и абсолютной проницаемости, причем, как правило, исходя из данных лабораторных исследований стандартных и полноразмерных образцов ядра, т.е. применительно к породному уровню. Поэтому нельзя исключать, что наблюдаемое различие петрофизических зависимостей, полученных отдельно по данным с полноразмерных образцов и отдельно по данным со стандартных образцов, связана не столько с масштабным эффектом, сколько с предстательностью лабораторных данных. Естественно, что вопрос предстательности данных о свойствах горной породы, получаемых посредством технологии ЦК более контролируемый, чем для данных, получаемых посредством физических экспериментов на ядре. Более того, только с помощью численного моделирования можно определить разнообразные предстательные свойства для элемента любого масштаба, в том числе для масштаба фации и, следовательно, решить задачу учета масштабного эффекта при переходе с уровня горной породы (масштаб образцов ядра) на уровень фации (масштаб ячеек геологической и гидродинамической моделей).

Далее рассмотрим пример такого учета, реализованный при моделировании разработки одного из участков месторождений

ПАО НК «Роснефть», на котором осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти водой и вытеснению нефти раствором полимера. Предварительно заметим, что данная работа является не уникальной в аспекте переноса свойств с уровня породы на уровень фации, и в качестве примера можно привести статью [10], однако новым является использование полуэмпирического метода [4, 11] для расчета ОФП на масштабе зерна и исследование представительности на масштабе фации. Детали исследований изложены в работе [12], здесь же опишем только алгоритм определения свойств фации.

1. Построение цифрового двойника фации.
2. Определение по технологии ЦК свойств литотипов породы, которые представлены в фации.
3. Исследование представительности путем гидродинамического моделирования вытеснения нефти водой из фрагментов фации с последовательным увеличением размеров фрагментов.

Полученные таким образом свойства использованы для моделирования разработки участка нефтяной залежи, в котором представлена данная фация. Участок состоит из двух элементов и включает в каждом элементе одну добывающую и две нагнетательные горизонтальные скважины. На элементе № 1 проводится закачка воды, на элементе № 2 — закачка полимерного раствора. На рис. 2 представлены фактические и расчетные данные по динамике обводненности добывающих скважин в течение исторического интервала их эксплуатации при вытеснении нефти водой и раствором полимера. Видно, что использование ОФП для фации в обоих случаях, приводит к корректному

воспроизведению фактической динамики обводненности в отличие от использования ОФП для литотипа. Этот результат получен без каких-либо дополнительных корректировок модели для ее адаптации на фактические данные. Таким образом, можно утверждать, что ММ позволяет повысить адекватность гидродинамического моделирования, поскольку для моделирования многофазной фильтрации используются свойства, релевантные масштабу моделирования.

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА В ПРАКТИКЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Сложившуюся (традиционную) на сегодня практику использования данных лабораторных исследований керна (ЛИК) для математического моделирования природных пластов, например, с целью локализации и оценки остаточных запасов нефти, планирования геолого-технологических мероприятий и решения других задач, можно представить схемой на рис. 3. ЛИК наряду с данными ГИС, характеризующими геологический разрез скважины (данными каротажа), которые обозначим ГИС-1, позволяют создать математическую модель прискважинной окрестности (МПСО), под которой понимаются результаты интерпретации таких ГИС (РИГИС). Такая МПСО имеет формат таблицы, в которой для интервалов разреза скважины даются значения пористости, абсолютной проницаемости и насыщенности. Интервалы соотносятся с выделяемыми пропластками, могут иметь различную мощность, исходя из особенностей строения пласта. Обычно



Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика обводненности при вытеснении нефти водой и раствором полимера. Составлено авторами
 Fig. 2. Measured and simulated water cut dynamic during oil displacement with water and polymer solution. Figure prepared by the authors

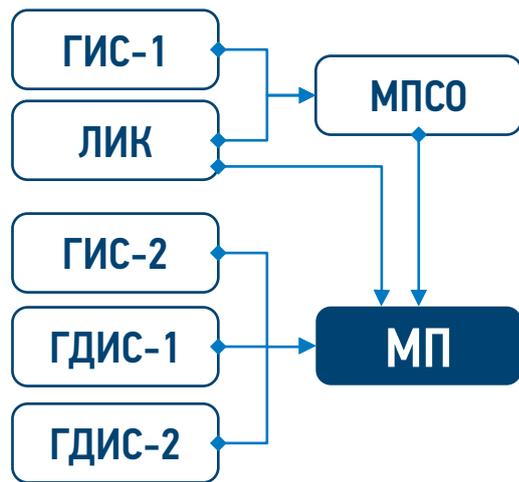


Рис. 3. Традиционная схема построения модели пласта. Обозначения даны в тексте. Составлено авторами
 Fig. 3. Traditional scheme of constructing a reservoir model. The designations are given in the text. Figure prepared by the authors

мощность пропластков имеет метровый масштаб, что на два порядка больше масштаба стандартных образцов керна, используемых при лабораторных исследованиях. Недостатком этой модели является то, что интерпретация ГИС-1 производится с использованием зависимостей, обоснованных по фрагментарным керновым данным, а также то, что, по сути, не учитывается масштабный фактор. Так, для интерпретации проницаемости используются зависимости, полученные по керновым данным. МПСО, совместно с данными ЛИК, данными полевых ГИС-2 (результаты интерпретации сейсморазведки), данными гидродинамических исследований скважин ГДИС-1 (характеризующими коэффициент продуктивности скважины) и ГДИС-2 (характеризующими строение пласта в межскважинном пространстве) применяются для построения модели пласта (МП), под которой понимается как геологическая модель (ГМ), так и ГДМ. Подчеркнем, что в традиционном подходе при построении МП данные ЛИК, например, данные по ОФП и зависимость абсолютной проницаемости от пористости, как правило, используются напрямую, без какой-либо корректировки для учета масштабного фактора. Технология ЦК позволяет изменить алгоритм построения МП, поскольку появляется возможность для более детальной интерпретации данных, причем не только ГИС-1, но и ГДИС-1. На рис. 4 показана предлагаемая схема построения МП, с учетом возможностей, открываемых ЦК — по сути это новая концепция применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки. Заметим, что эта концепция согласуется

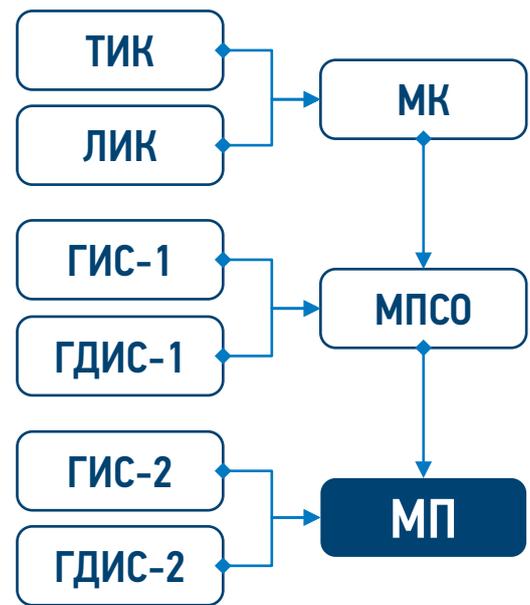


Рис. 4. Предлагаемая схема построения модели пласта. Обозначения даны в тексте. Составлено авторами
 Fig. 4. Proposed scheme of constructing a reservoir model. The designations are given in the text. Figure prepared by the authors

с той, что представлена в работе [13], однако здесь акцент делается не на многоуровневое моделирование, а на специфику и возможности, которые открываются при использовании технологии ЦК. Согласно схеме на рис. 4, томографические исследования керна (ТИК) и ЛИК используются при создании модели керна (МК). При этом могут реализовываться различные варианты, в том числе и вариант на основе кластерной модели керна, описанной выше. МК совместно с данными ГИС-1 и ГДИС-1 используются для создания МПСО, под которой в данном случае понимается слоисто-неоднородная 2D модель в цилиндрических координатах, построенная на основе РИГИС с учетом настройки на данные ГДИС-1. Такая модель может охватывать зону дренирования скважины и ее главное назначение — это детальное моделирование процессов в прискважинной окрестности, в том числе с учетом неравновесности многофазной фильтрации [14]. Это дает возможность уточнить строение пласта в окрестности скважины, уточнить различные зависимости между свойствами пласта, что в целом положительно влияет на уровень адекватности моделирования. Как видно из рис. 4, ЛИК в отличие от традиционной схемы (рис. 3), не используются напрямую при построении МПСО. Это означает, что в новой схеме предусматривается учет масштабного эффекта, в том числе за счет моделирования строения фаций — аналогично

тому, как это показано в примере выше. Кроме этого, предполагается, что при построении МПСО будет обеспечиваться более высокий уровень интерпретации ГИС-1. Это может быть достигнуто за счет того, что технология ЦК позволяет обеспечить информацией не фрагментарно, как это имеет место при ЛИК, а с любой степенью детальности в пределах отобранного керна. Кроме этого, МПСО в формате самостоятельной физико-математической модели позволяет проводить интерпретацию ГИС-1 с учетом настройки на технологические показатели скважин и/или на данные ГДИС-1, например, на исследование кривых восстановления давления. В рамках предлагаемой концепции МП строится на основе данных по МПСО для каждой скважины с использованием данных ГИС-2 и ГДИС-2. При этом не исключается обратный ход от МП к МПСО. Это связано с тем, что численная имитация работы скважины на МПСО требует задания граничных условий на границе области дренирования скважины. Изначально правильное понимание этих граничных условий может отсутствовать, поэтому необходимо допустить возможность для их итерационного подбора на основании моделирования системы «пласт-скважины» в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая вышесказанное, технологию ЦК можно рассматривать как мощный инструмент для петрофизиков и гидродинамиков, который позволяет совершенно по-новому выстроить процесс моделирования разработки месторождений углеводородного сырья, при этом сделать его более логичным и более содержательным. Можно предположить, что практическое осуществление процесса моделирования разработки на основе технологии ЦК в первую очередь скажется в областях петрофизики и гидродинамического моделирования. В области лабораторных исследований внедрение технологии ЦК должно привести к увеличению объемов ТИК, но при этом не должно привести к уменьшению объемов ЛИК, т.к. последние необходимы для калибровки и тестирования цифровых моделей керна. Заметим, что поскольку технология ЦК позволяет создавать модели любого размера в пределах интервалов отборов керна, создание МК, в том числе в формате многомасштабных моделей, потребует томографического сканирования всего поступающего керна, а значит, приведет к созданию цифрового кернохранилища.

Список литературы

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov A. Study of Polymer Flooding at Pore Scale by Digital Core Analysis for East-Messoyakhskoe Oil Field. SPE-202013-MS. 2020, pp. 1–22. <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
2. Якимчук И.В., Коробков Д.А., Плетнева В.Ю., Ридзель О.Ю., Варфоломеев И.А., Реймерс И., Сафонов И.В., Евсеев Н.В., Динариев О.Ю., Денисенко А., Самохвалов А., Хан В., Нусов А., Тюрин Е., Королев А., Ситдинов Р., Максимов Е., Лознюк О.А. Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород туронских отложений с помощью цифрового анализа керна. SPE-206584-RU. — 2021. <https://doi.org/10.2118/206584-RU>
3. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. — Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. — 288 с.
4. Загоровский М.А., Шабаров А.Б., Степанов С.В. Кластерная капиллярная модель керна для вычисления относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды. Математическое моделирование. — 2024. — № 1(36). — С. 85–104. <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>.
5. Гильманов Я.И., Вахрушева И.А. Цифровизация исследований керна сегодня, завтра — взгляд ТННЦ // Недропользование XXI век. — 2019. — № 5(81). — С. 124–131.
6. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. — М.: Физматлит, 2009. — 312 с.
7. Постелова Т.А., Степанов С.В., Стрелалов А.В., Соколов С.В. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. — М.: Недра, 2021. — 427 с.
8. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. — М.: Недра, 1980. — 242 с.
9. Выломов Д.Д., Штин Н.А. Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микрок макроуровню // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 3. — С. 70–72.
10. Klov T., Oren P.E., Stensén J.A., Lerdahl T.R., Berge L.I., Bakke S., Boassen T., Virnovsky G. Pore-to-Field Scale Modeling of WAG. SPE-84549. 2003, pp. 1–32. <https://doi.org/10.2118/84549-MS>
11. Степанов С.В., Шабаров А.Б. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2021. — № 1(25). — С. 77–96. <https://doi.org/10.21684/24117978-2021-7-1-77-96>
12. Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоровский М.А., Зубарева И.А. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера // Автоматизация и информатизация ТЭК. — 2024. — № 7(612). — С. 51–60.
13. Степанов С.В., Глухих И.Н., Аржиловский А.В. Концепция многоуровневого моделирования как основа системы поддержки принятия решений при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 12. — С. 112–117.
14. Степанов С.В., Степанов А.В. К вопросу о неравновесности и неопределенности системы «нефтяной пласт». Автоматизация и информатизация ТЭК. — 2024. — № 4(609). — С. 60–67.

References

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov, A. Study of Polymer Flooding at Pore Scale by Digital Core Analysis for East-Messoyakhskoe Oil Field. *SPE-202013-MS*. 2020, pp. 1–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
2. Yakimchuk I.V., Korobkov D.A., Pletneva V.Yu., Ridzel O.Yu., Varfolomeev I.A., Reimers I., Safonov I.V., Evseev N.V., Dinariev O.Yu., Denisenko A., Samokhvalov A., Khan V., Kusov A., Tyurin E., Korolev A., Sitdikov R., Maksimov E., Loznyuk O. A. Study of reservoir properties of Turonian formation using digital core analysis. *SPE-206584-MS*. 2021. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/206584-MS>
3. Khasanov M.M., Bulgakova G.T. *Nonlinear and nonequilibrium effects in rheologically complex media*. Moscow—Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. 288 p. (In Russ.)
4. Zagorovsky M.A., Shabarov A.B., Stepanov S.V. Cluster capillary core model for calculating relative phase permeability during oil and water filtration. *Mathematical modeling*. 2024, no. 1(36), pp. 85–104. (In Russ.) <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>
5. Gilmanov Ya.I., Vakhrusheva I.A. Digitalization of core research today, tomorrow — the view of TPRC. *Subsurface use of the XXI century*. 2019, no. 5(81), pp. 124–131. (In Russ.)
6. Demyanov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. *Fundamentals of the density functional method in hydrodynamics*. Moscow: Fizmatlit, 2009. 312 p. (In Russ.)
7. Pospelova T.A., Stepanov S.V., Strelkalov A.V., Sokolov S.V. *Mathematical modeling for decision-making on field development*. Moscow: Nedra, 2021. 427 p. (In Russ.)
8. Karagodin Yu.N. *Sedimentation cyclicity*. Moscow: Nedra, 1980. 242 p. (In Russ.)
9. Vylomov D.D., Shtin N.A. Accounting for the large-scale effect and heterogeneity of the formation for the correct transition from the micro to the macro level. *Oil industry*. 2021, no. 3, pp. 70–72. (In Russ.)
10. Klov T., Oren P.E., Stensen J.A., Lerdahl T.R., Berge L.I., Bakke S., Boassen T., Virnovsky G. Pore-to-Field Scale Modeling of WAG. *SPE-84549*. 2003, pp. 1–32. <https://doi.org/10.2118/84549-MS>
11. Stepanov S. V., Shabarov A.B. On the question of the existence of patterns between the function of interphase interaction and filtration-capacitive properties. *Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, and energy*. 2021, no. 1(25), pp. 77–96. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-77-96>
12. Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovsky M.A., Zubareva I.A. Multiscale modeling of high-viscosity oil production by injection of water and polymer solution. *Automation and informatization of the fuel and energy sector*. 2024, no. 7(612), pp. 51–60. (In Russ.)
13. Stepanov S.V., Glukhikh I.N., Arzhilovsky A.V. The concept of multilevel modeling as the basis of a decision support system for the development of oil fields at a late stage. *Oil industry*. 2023, no. 12, pp. 112–117. (In Russ.)
14. Stepanov S.V., Stepanov A.V. On the issue of disequilibrium and uncertainty of the “oil reservoir” system. *Automation and informatization of the fuel and energy sector*. 2024, no. 4(609), pp. 60–67. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Степанов — разработал концепцию применения результатов цифровых исследований ядра при геолого-гидродинамическом моделировании разработки месторождений, выполнил анализ результатов, подготовил текст статьи.

Я.И. Гильманов — принял участие в разработке концепции применения результатов цифровых исследований ядра при создании петрофизической модели, подготовил текст статьи.

К.Г. Лапин — принял участие в разработке концепции статьи, выполнил редактирование текста статьи.

М.А. Загоровский — выполнил этап работ по моделированию относительных фазовых проницаемостей на цифровых моделях ядра, выполнил анализ результатов, подготовил текст статьи.

И.А. Зубарева — выполнила этап работ по гидродинамическому моделированию на масштабе фации, выполнила анализ результатов, подготовила текст статьи.

Sergei V. Stepanov — developed the concept of applying the results of digital core research in geological and hydrodynamic reservoir modeling, analyzed the results, and prepared the text of the article.

Yan I. Gilmanov — participated in the development of the concept of applying the results of digital core research in the creation of a petrophysical model, prepared the text of the article.

Konstantin G. Lapin — participated in the development of the concept of the article, edited the text of the article.

Mikhail A. Zagorovskiy — realized a modeling relative phase permeability on digital core models, analyzed the results, and prepared the text of the article.

Irina A. Zubareva — realized a hydrodynamic modeling on the facies scale, analyzed the results, and prepared the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Викторович Степанов — доктор технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; профессор кафедры прикладной и технической физики ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Ян Ирекович Гильманов — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по петрофизическим исследованиям, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»

Константин Георгиевич Лапин — главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»

Михаил Алексеевич Загоровский* — специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; аспирант кафедры прикладной и технической физики ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.
e-mail: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Ирина Александровна Зубарева — специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; студент магистратуры ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Sergei V. Stepanov — Dr. Sci. (Tech.), Senior expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

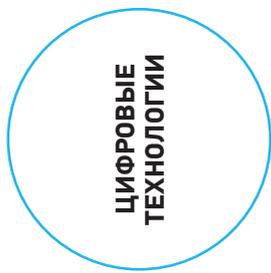
Yan I. Gilmanov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

Konstantin G. Lapin — Chief engineer of the project, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

Mikhail A. Zagorovskiy* — Specialist of department of Scientific and Technical Development, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company
6, Volodarsky str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Irina A. Zubareva — Specialist of department of Scientific and Technical Development, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРЕДОБРАБОТКА ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ АКТИВОВ

© Коллектив авторов,
2024



К.А. Печко^{1*}, Д.И. Константинов², М.В. Симонов³, А.А. Афанасьев³

¹Ассоциация «Цифровые технологии в промышленности», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-образовательный центр «Газпромнефть-СГУ», РФ, Санкт-Петербург

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В настоящее время все активнее применяется машинное обучение во всех сферах производства, в том числе и в нефтяной промышленности. Однако качество данных, поступающих с нефтяных промыслов, не всегда позволяет корректно использовать их в процессах цифровизации производственных процессов. Быстрое переоборудование всех месторождений для точного и частого сбора данных затруднено. В связи с этим все же приходится работать с уже собранными данными.

Цель. Рассмотрение совокупности преобразований, которые происходят с данными в процессе их использования в машинном обучении, как единого процесса (ETL-процесса).

Материалы и методы. В качестве примеров для демонстрации рассматриваемых проблем и подходов использованы данные об эксплуатации нефтяных скважин. Для анализа и визуализации данных реализованы скрипты на языке программирования Python.

Результаты. В результате проведенной работы установлено, что качество данных, поступающих с нефтяных промыслов, не всегда позволяет использовать их в машинном обучении. Для повышения качества данных на этапе сбора и их подготовки предлагается использовать технологию ETL-процессов.

Заключение. Применение ETL-процессов позволит значительно увеличить количество и качество данных, которые можно использовать для создания цифровых двойников месторождений. Таким образом, сложно переоценить эффект от внедрения рассматриваемой технологии.

Ключевые слова: Extract Transform Load (ETL), Exploration Data Analysis (EDA), предобработка данных, машинное обучение, анализ данных, моделирование, Интегрированное Моделирование Активов (ИМА)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Печко К.А., Константинов Д.И., Симонов М.В., Афанасьев А.А. Предобработка данных для интегрированного моделирования активов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):152–158. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-152-158>

Статья поступила в редакцию 02.07.2024

Принята к публикации 16.08.2024

Опубликована 27.12.2024

DATA PREPROCESSING FOR INTEGRATED ASSET MODELING

Konstantin A. Pechko^{1*}, Dmitry I. Konstantinov², Maksim V. Simonov³, Aleksandr A. Afanasev³

¹Digital Technologies in Industry, RF, Saint Petersburg

²Science Education Center "Gazpromneft SGU", RF, Saint Petersburg

³Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Machine learning is increasingly being applied in various industries, including the oil and gas sector. However, the quality of data collected from oilfields does not always allow for its correct use in the digitalization of production processes. Unfortunately, it is not possible to quickly re-equip all oilfields for more accurate and frequent data collection. As a result, we must continue working with the data that has already been collected.

Objective. The objective of this work is to examine the set of transformations that occur with data in the process of its use in machine learning as a unified process (the ETL process).

Materials and methods. As examples to demonstrate the discussed challenges and approaches, we used data on oil well operations. Python scripts were developed for data analysis and visualization.

Results. The study found that the quality of data collected from oilfields is not always sufficient for use in machine learning. To improve data quality during collection and preparation stages, it is proposed to implement ETL processes.

Conclusion. The application of ETL processes will significantly increase the quantity and quality of data available for creating digital twins of oilfields. Therefore, the impact of introducing this technology is difficult to overestimate.

Keywords: Extract Transform Load (ETL), Exploration Data Analysis (EDA), data preprocessing, machine learning, data analysis, modeling, Integrated Asset Modeling (IAM)

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

For citation: Pechko K.A., Konstantinov D.I., Simonov M.V., Afanasev A.A. Data preprocessing for integrated asset modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):152–158. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-152-158>

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время методы машинного обучения (МО) находят свое применение во все большем количестве областей. Не осталась в стороне и нефтегазовая отрасль. Алгоритмы машинного обучения активно внедряются в программные продукты, применяемые на всех стадиях разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа. Например, в данный момент идет работа над созданием модуля для расчета Vertical Lift Performance (VLP) кривых, в основе которого лежат обучающиеся алгоритмы. Применение МО подразумевает наличие некоторых априорных (исторических) данных. В случае скважин речь идет о данных эксплуатации скважины: дебит по жидкости, обводненность добываемой продукции, газовый фактор, устьевое и забойное давление. Прежде всего, необходимо провести тщательный анализ данных. Важно убедиться, что предоставленные данные соответствуют формату, который может быть воспринят моделью. Также требуется проверить адекватность значений с физической точки зрения, определить распределение данных и другие характеристики. Иными словами, необходимо изучить данные, с которыми придется взаимодействовать. Это исследование носит название разведочного анализа данных (Exploration Data Analysis, EDA) [3]. Как будет показано в данной статье, зачастую, после проведения EDA, выясняется, что данные имеют весьма низкое качество, и модель, построенная на таких данных, будет иметь низкую предсказательную способность. Соответственно, перед использованием данных, необходимо выполнить их дополнительную обработку (провести пре-процессинг данных). А так как данные постоянно обновляются, а значит и модели тоже, и характер факторов, снижающих качество данных, практически не меняется с течением времени, то логично автоматизировать процесс предобработки данных [6]. Для этого в цепочку создания моделей необходимо встроить так называемый ETL-процесс.

EDA (EXPLORATORY DATA ANALYSIS)

Как уже было сказано выше, EDA — один из первых этапов в процессе создания

алгоритма на основе МО. Целью данного этапа является погружение в имеющиеся данные, изучение их структуры и состава, выявление закономерностей в данных, определение их статистических характеристик, выявление аномалий, выдвижение и проверка гипотез.

Пример выполнения EDA для данных технологического режима скважин некоторой группы месторождений:

Изучение структуры данных

Для изучения структуры данных зачастую достаточно визуализировать их в исходном состоянии. Так как табличный формат представления данных является одним из самых удобных для анализа и обработки, то предпочтительно сводить исходные данные именно к этому формату [5]. Далее в статье подразумевается, что все данные представлены именно в табличном виде. В таком случае можно определить количество строк и столбцов, значение, тип данных.

Так, из анализа типичной ШТР (шахматка технологического режима) за 1 год по 150–160 скважинам видно, что она содержит порядка 40 тысяч строк и 30 столбцов. Данные в основном представлены вещественными числами, реже встречаются целочисленные значения, строковые данные и даты.

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧАСТО ПРИМЕНЯЕТСЯ МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ДАННЫХ, ПОСТУПАЮЩИХ С НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ, С ЦЕЛЬЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИХ В МАШИННОМ ОБУЧЕНИИ НА ЭТАПЕ СБОРА И ИХ ПОДГОТОВКИ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ТЕХНОЛОГИЮ ETL-ПРОЦЕССОВ.

Выявление закономерностей и взаимосвязей в данных

Самый простой метод выявления зависимостей в данных — графический. В процессе EDA в принципе часто приходится строить различного рода диаграммы и графики. Так, по диаграмме рассеяния можно определить вид зависимости двух параметров между собой.

На **рис. 1** представлен пример диаграммы рассеяния для данных по одной из скважин. На левом рисунке представлена диаграмма рассеяния для дебита жидкости и забойного

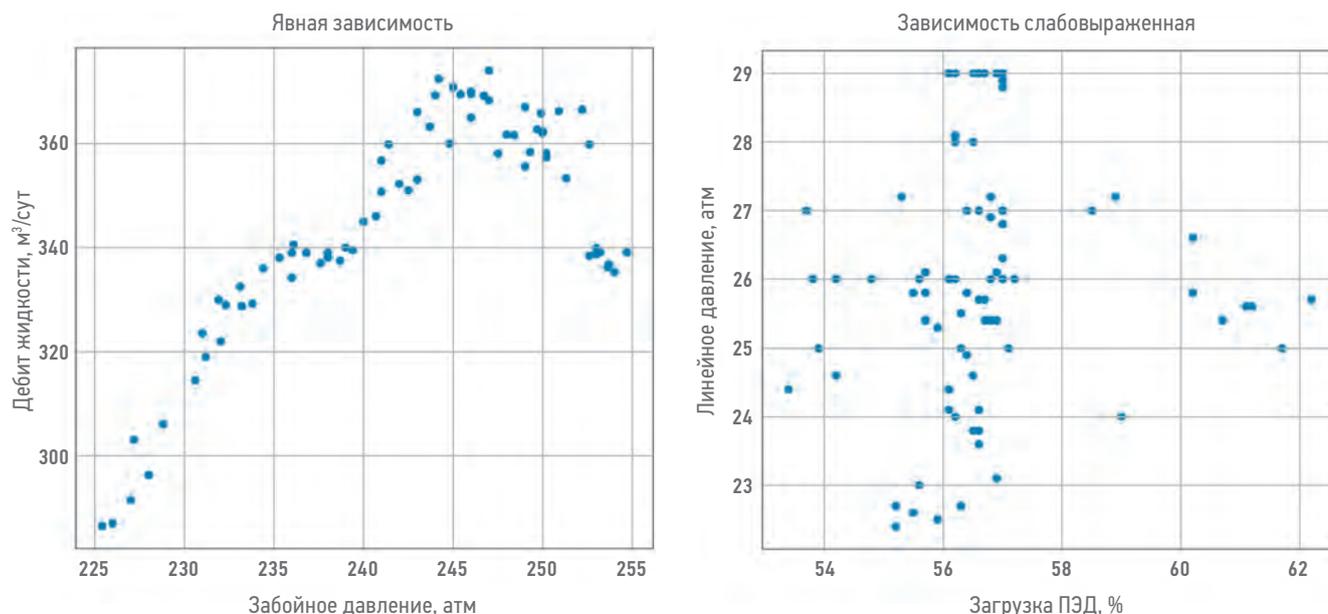


Рис. 1. Примеры зависимостей данных для месторождения X. Нарисовано при помощи Python (Д.И. Константинов)
 Fig. 1. Examples of data dependencies for field X. Drawn using Python (Dmitry I. Konstantinov)

давления, здесь явно видна зависимость между этими параметрами. На правом рисунке очевидной зависимости не наблюдается, из чего можно сделать вывод, что нагрузка погружного электродвигателя (ПЭД-а) и линейное давление на скважине не связаны между собой, по крайней мере линейно.

Статистический анализ данных

Статистический анализ — совокупность методов, направленных на определение закономерностей и основных тенденций в распределении данных. В частности, на этом этапе определяются такие статистические параметры как среднее значение, мода, медиана, дисперсия, а также определяется вид распределения данных (нормальное, пуассоновское, биномиальное и др.) [2].

На рис. 2 представлен пример распределения значений основных параметров, характеризующих работу скважины. Из представленных гистограмм видно, что распределение данных в основном мультимодально, асимметрично и не является нормальным. Такая ситуация типична для нефтегазовой отрасли и является затрудняющим фактором при обработке данных и построении моделей [1].

Выдвижение гипотез и их проверка

Поскольку анализируемые данные в дальнейшем применяются для решения бизнес-кейсов, по завершении анализа выдвигаются гипотезы о наиболее эффективных способах их использования, значимости

отдельных параметров и взаимосвязях между ними.

Так, специфика задачи требует использования только пяти признаков для обучения модели (буферное давление, забойное давление, дебит жидкости, обводненность и газовый фактор, т.к. задача модели — по давлению на устье скважины и по составу потока в трубе предсказать давление на забое скважины), но в процессе корреляционного анализа выяснилось, что значительно лучше связь забойного давления с дебитом газа, а не с газовым фактором. После испытания моделей на новом наборе данных было подтверждено улучшение качества моделей.

ETL

ETL (Extract, Transform, Load) — процесс переноса данных из одного хранилища (Extract — извлечение) в другое (Load — загрузка), в процессе которого данные также зачастую приводятся к требуемому формату (Transform — преобразование) [4].

В контексте рассматриваемой задачи (создание моделей скважин) этот процесс состоит из следующих этапов:

- 1) извлечение данных — данные о параметрах эксплуатации скважин хранятся в разных форматах в зависимости от требований добывающих компаний, соответственно нужно разработать систему, которая способна извлекать требуемые данные из разных форматов;

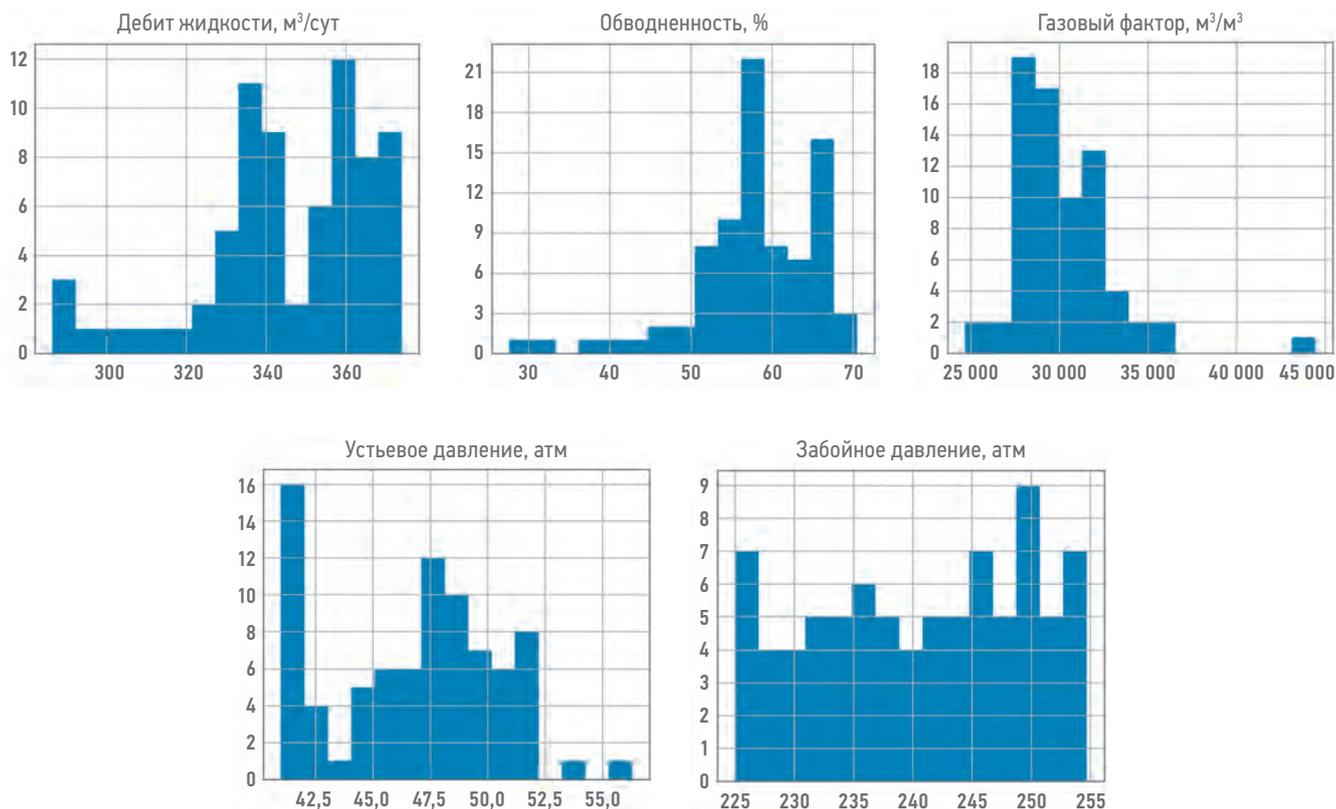


Рис. 2. Пример реальных гистограмм величин, используемых для построения интегрированных моделей для месторождения X. Нарисовано при помощи Python (Д.И. Константинов)

Fig. 2. An example of real histograms of values used to build integrated asset models for field X. Drawn using Python (Dmitry I. Konstantinov)

- 2) трансформация данных — после извлечения данных их необходимо подготовить к дальнейшему использованию, например необходимо корректно обработать пропуски в данных, привести данные к одному масштабу, отфильтровать выбросы, иногда нужно привести данные к какому-то конкретному виду распределения (чаще всего к нормальному) и т.д. В общем необходимо повысить качество данных;
- 3) загрузка данных — сохранение преобразованных данных в некоторой системе хранения в формате, удобном для использования.

Первый и последний шаги не так интересны с точки зрения анализа данных, поэтому им не будет уделено внимание в данной статье. В то же время шаг по трансформации данных не так прост, как может показаться. Основные особенности и сложности этого шага и будут рассмотрены далее более детально.

TRANSFORM

Специфика применения алгоритмов МО диктует два основных требования к данным, подающимся на вход алгоритму: достаточный их объем и удовлетворительное качество

этих данных. Однако, далеко не всегда эти требования выполняются. Почти всегда данных недостаточно, а качество тех данных, которые все же имеются, находится на низком уровне.

Этап преобразования данных призван минимизировать указанные проблемы. Для этого весь процесс разбит на ряд задач, решая которое шаг за шагом, удастся повысить качество данных. Данную последовательность задач можно представить в виде конвейера обработки данных [8], схема которого показана на рис. 3.

Рассмотрим эти задачи.

Очистка данных

Очень часто в данных встречаются так называемые выбросы — данные, значение которых сильно отклоняется от остальных. Реальный пример приведен на рис. 4. Как видно, одно из значений дебита явно выделяется на фоне остальных. Скорее всего, такой выброс связан с каким-то сбоем в измерительном оборудовании. Такое значение не отражает реальную работу скважины и оно не должно попасть в обучающую выборку.

Для фильтрации таких данных можно использовать различные методы. Например, правило трех сигм, интерквартильный

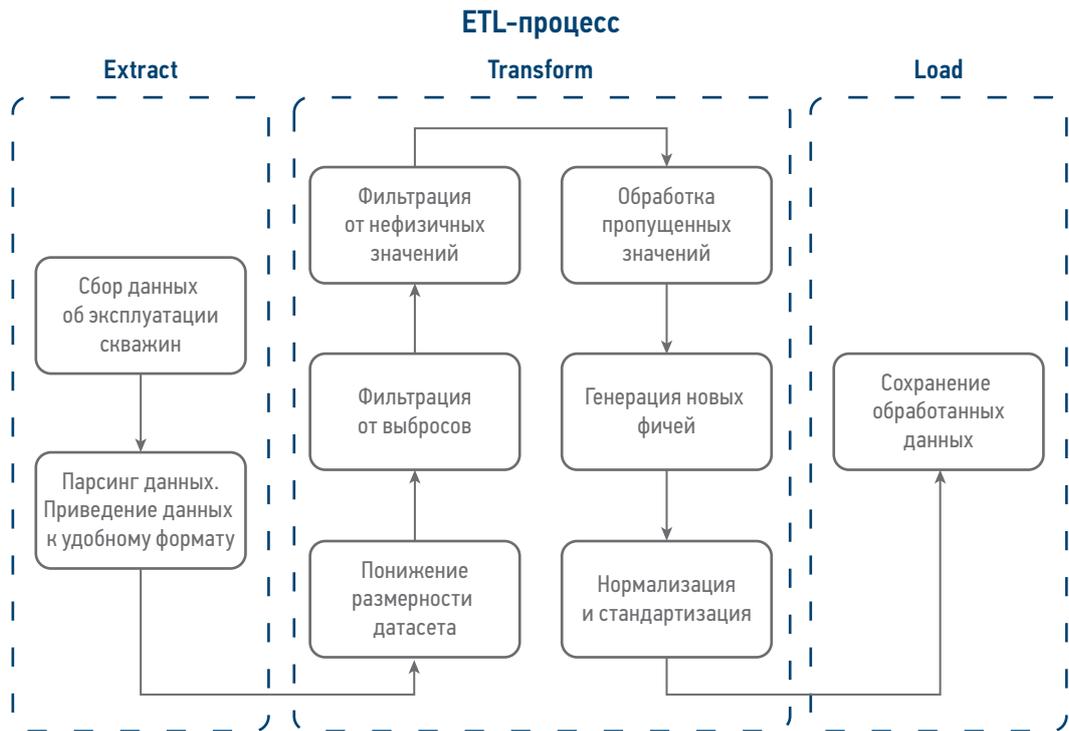


Рис. 3. Схема ETL процесса в IMA с применением машинного обучения (Д.И. Константинов)
 Fig. 3. Scheme of ETL process in IMA using machine learning (Dmitry I. Konstantinov)

размах и др. При этом правило фильтрации необходимо выбирать осторожно, ведь каждое отфильтрованное значение уменьшает размер обучающей выборки, а в условиях дефицита данных это становится критичной проблемой.

Обработка пропущенных значений

Если посмотреть на распределение количества строк данных, содержащих различное количество пропусков (рис. 5), то можно увидеть, что только чуть менее 15 % строк не имеет пропусков, а в остальных строках имеется хотя бы один пропуск. А если посмотреть на то, какие данные чаще всего пропущены (рис. 6), то видно, что в основном имеются проблемы с замерами обводненности продукции. Для качественного обучения модели, пропусков в данных быть не должно, но если просто удалять строки с пропущенными значениями, то снова возникает проблема уменьшения обучающей выборки [7]. Следовательно, необходимо разработать алгоритм, позволяющий восстанавливать хотя бы часть данных. Однако следует учесть вероятность, что в данных появятся новые зависимости, которых не было до этого. В частности, имеется предположение, что можно пытаться восстановить строки, в которых отсутствует только один фактор (а таких строк большинство), без особого риска потерять истинную зависимость параметров и таргета. В будущем планируется более детально провести анализ этой проблемы и провести сравнительные тесты.

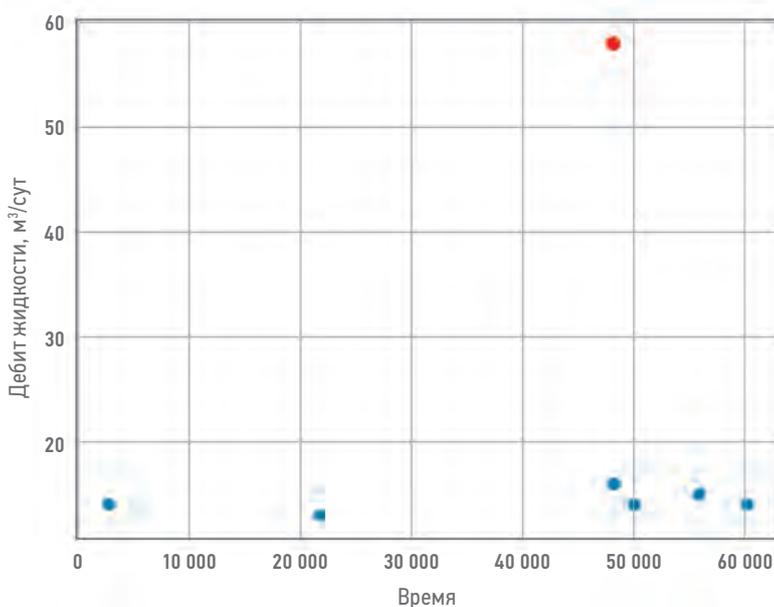


Рис. 4. Пример выброса в реальных данных. Нарисовано при помощи Python (Д.И. Константинов)

Fig. 4. Example of an outlier in real-world data. Drawn using Python (Dmitry I. Konstantinov)

Feature engineering

Иногда для лучшей работы алгоритмов МО, к обучающим данным стоит добавлять новые

поля, которых не было в изначальном наборе. Например, зная дебит жидкости и обводненность, можно рассчитать дебит нефти или добавить некоторые полиномиальные параметры (например квадраты и попарные произведения всех параметров). Последнее может пригодится в ситуации, описанной ниже.

Большая часть алгоритмов, используемых при построении моделей, результатом возвращают некоторую кусочно-постоянную функцию, что является проблемой при дальнейшем использовании такого результата. Так алгоритм решения узлового анализа, который работает с применением градиентных методов, перестает корректно работать на участках с постоянным значением функции.

Можно использовать алгоритмы, дающие непрерывные функции, но их производительность и точность, зачастую, сильно ниже, что ограничивает возможности по их применению. Но, добавив к данным полиномиальные члены, обычная линейная регрессия начинает вести себя уже не линейно, имея при этом хорошую производительность.

Нормализация и стандартизация

Некоторые алгоритмы МО лучше работают с данными, которые имеют определенный формат. Например, крайне желательно, чтобы все данные были приведены к одному диапазону (обычно [0,1]). Для этого применяется нормализация данных.

Но и нормализации данных не всегда достаточно. Как было показано выше, данные о работе скважины зачастую имеют распределение далекое от нормального. При этом часть алгоритмов (в особенности на основе нейронных сетей) требуют нормальности распределения данных для корректной работы. Для приведения распределения данных к нормальному виду применяются различные методы стандартизации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время все активнее применяется машинное обучение во всех сферах производства, в том числе и в нефтяной промышленности. Однако крайне низкое качество данных, поступающих с промыслов, является серьезным препятствием на пути цифровизации. Быстрое переоборудование всех месторождений для точного и частого сбора данных затруднено. В связи с этим все же приходится работать с уже имеющимися данными. Применение ETL-процессов

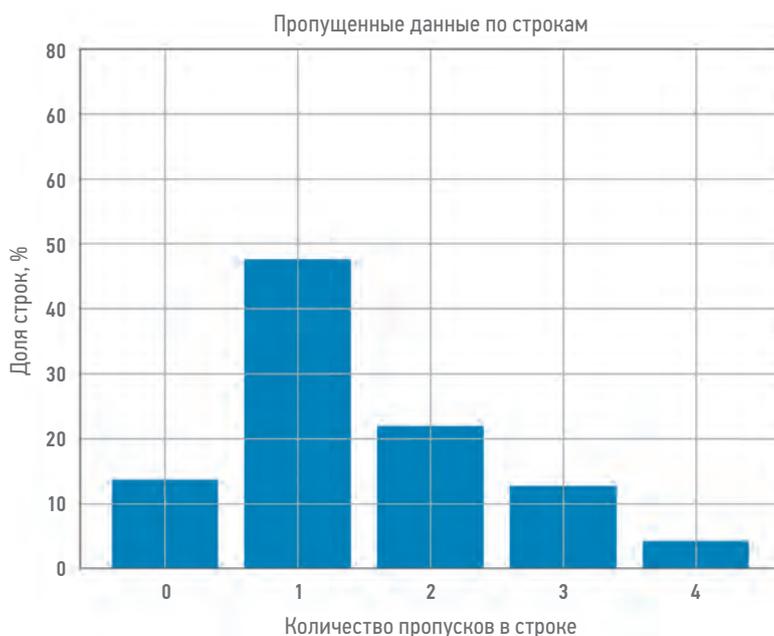


Рис. 5. Диаграмма количества пропущенных данных в наблюдении на одну дату для месторождения X. Нарисовано при помощи Python (Д. И. Константинов)

Fig. 5. Diagram of the number of missing data points per observation date for field X. Drawn using Python (Dmitry I. Konstantinov)

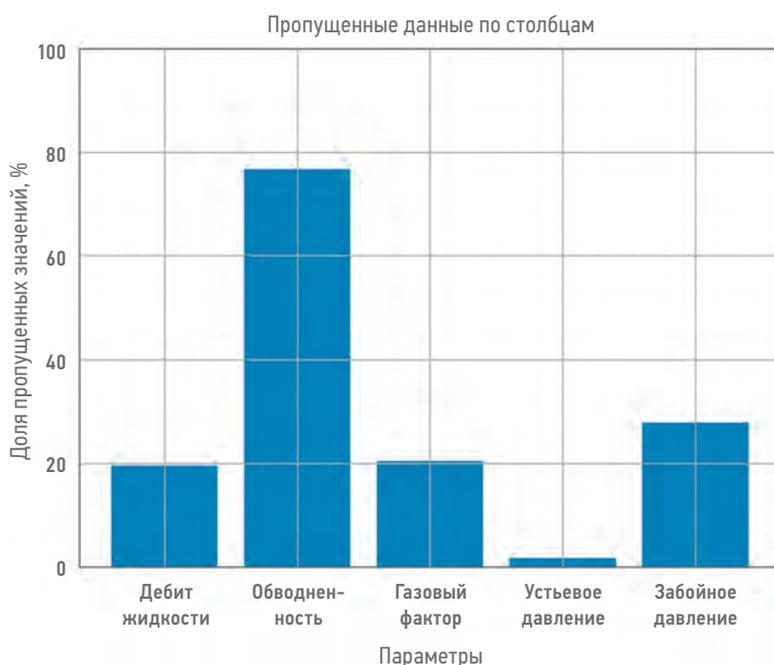


Рис. 6. Диаграмма типа пропущенных данных в наблюдении на одну дату для месторождения X. Нарисовано при помощи Python (Д. И. Константинов)

Fig. 6. Diagram of the types of missing data in observations on a single date for field X. Drawn using Python (Dmitry I. Konstantinov)

позволит значительно увеличить количество и качество данных, которые можно использовать для создания цифровых двойников месторождений. Таким образом, сложно переоценить эффект от внедрения рассматриваемой технологии.

Список литературы

1. Печко К.А., Сенькин И.С., Белоногов Е.В. Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(2). — С. 114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>
2. Fan C. et al. A review on data preprocessing techniques toward efficient and reliable knowledge discovery from building operational data. *Frontiers in energy research*. 2021, vol. 9, p. 652801.
3. García S. et al. Big data preprocessing: methods and prospects. *Big data analytics*. 2016, vol. 1, pp. 1–22.
4. Malik J.S., Goyal P., Sharma A.K. A comprehensive approach towards data preprocessing techniques & association rules. *Proceedings of the 4th National Conference*. 2010, vol. 132.
5. Katser I.D. et al. Data pre-processing methods for NPP equipment diagnostics algorithms: an overview. *Nuclear Energy and Technology*. 2021, vol. 7, no. 2, pp. 111–125.
6. Быков К.В. Особенности предобработки данных для применения машинного обучения // Молодой ученый. — 2021. — № 53 (395). — С. 1.
7. Печко К.А., Чупров А.А., Афанасьев А.А., Симонов М.В. Интерполяция пропусков данных технологического режима скважин алгоритмами машинного обучения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — Т. 8. — № 3 — С. 163–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-163-166>
8. Pechko K. et al. Data Pre Processing Techniques in Integrated Asset Modeling // Fourth EAGE Digitalization Conference & Exhibition. *European Association of Geoscientists & Engineers*. 2024, vol. 2024, no. 1, pp. 1–4. (In Russ.)

References

1. Pechko K.A., Senkin I.S., Belonogov E.V. Well modeling using machine learning methods for integrated modeling. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022, no. 7(2), pp. 114–120. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>
2. Fan C. et al. A review on data preprocessing techniques toward efficient and reliable knowledge discovery from building operational data. *Frontiers in energy research*. 2021, vol. 9, p. 652801.
3. García S. et al. Big data preprocessing: methods and prospects. *Big data analytics*. 2016, vol. 1, pp. 1–22.
4. Malik J.S., Goyal P., Sharma A.K. A comprehensive approach towards data preprocessing techniques & association rules. *Proceedings of the 4th National Conference*. 2010, vol. 132.
5. Katser I.D. et al. Data pre-processing methods for NPP equipment diagnostics algorithms: an overview. *Nuclear Energy and Technology*. 2021, vol. 7, no. 2, pp. 111–125.
6. Bykov K. V. Specifics of data preprocessing for the application of machine learning. *Young scientist*. 2021, no. 53 (395), p. 1. (In Russ.)
7. Pechko K.A., Chuprov A.A., Afanasev A.A., Simonov M.V. Well data preprocessing using machine learning algorithms. *PROneft. Professionally about Oil*. 2023, no. 8(3), pp. 163–166. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-163-166>
8. Pechko K. et al. Data Pre Processing Techniques in Integrated Asset Modeling // Fourth EAGE Digitalization Conference & Exhibition. *European Association of Geoscientists & Engineers*. 2024, vol. 2024, no. 1, pp. 1–4. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.А. Печко — разработал концепцию статьи, активно участвовал в подготовке текста статьи, в тестировании алгоритмов, оказывал экспертную поддержку.

Д.И. Константинов — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, подготовил визуализацию примеров.

А.А. Афанасьев — оказал экспертную поддержку в области интегрированного моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.В. Симонов — руководил работой, контролировал качество и сроки выполняемых работ.

Konstantin A. Pechko — developed the article concept, took an active part in the preparation of the text and provided expert support.

Dmitriy I. Konstantinov — prepared the text of the article, implemented the software part of the work, prepared visualization of the samples.

Aleksandr A. Afanasev — provided expert support in integrated modeling, approved the final version of the article.

Maksim V. Simonov — work management, quality control and timing of work performed.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Анатольевич Печко* — главный аналитик данных, Ассоциация «Цифровые технологии в промышленности»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Гороховая, д. 16, А5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus: 57331243400
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9663-8660>

Дмитрий Игоревич Константинов — специалист НОЦ «Газпромнефть СГУ»

Александр Андриянович Афанасьев — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Konstantin A. Pechko* — Chief data analytics officer, Digital Technologies in Industry
16, Gorohovaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus: 57331243400
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9663-8660>

Dmitriy I. Konstantinov — Specialist Science Education Center “Gazpromneft SGU”

Aleksandr A. Afanasev — Chief specialist, Gazprom neft company group

Maksim V. Simonov — Head of the Center, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ: ОТ ПОИСКА ЗОН ДО ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОСЛЕДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

© Коллектив авторов,
2024



А.А. Прохоров^{1,*}, А.Ф. Мурзакова², А.А. Рыбаковская³, Д.Н. Сазонов¹

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

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Благодаря автоматизации различных процессов разработки происходит повышение экономической эффективности добычи на выработанных месторождениях. Уплотняющее бурение является одним из ключевых мероприятий для увеличения коэффициента охвата и, соответственно, нефтеотдачи на последних стадиях разработки. Современные подходы к поиску новых зон бурения, оптимальному расположению проектного фонда и экономической оценке запусковых параметров все чаще включают использование машинного обучения, аналитику большого объема данных и цифровых двойников.

Цель. На основе литературного обзора новейших подходов в области уплотняющего бурения показать наиболее эффективные и пригодные из них для автоматизации процесса подбора кандидатов на крупных активах при условии ограниченного набора данных.

Материалы и методы. В работе рассмотрены современные подходы к поиску новых зон для уплотняющего бурения, включая построение карт вероятности и применение машинного обучения для анализа данных, а также техники автоматической интерпретации геофизических данных для выявления пропущенных интервалов коллектора. Описаны методы оптимизации размещения скважин с учетом геологических рисков и экономических факторов. Отмечено, что сложности и риски, связанные с уплотняющим бурением на зрелых месторождениях, подчеркивают необходимость балансировки между точностью и оперативностью методик для эффективного принятия решений.

Результаты. Рассмотрены и выделены наиболее эффективные и универсальные методы для каждого этапа планирования уплотняющего бурения, включая построение карт вероятности, оптимизацию размещения фонда и прогнозирование параметров добычи с использованием аналитических методов и машинного обучения.

Заключение. Современные подходы к автоматизации уплотняющего бурения, включающие машинное обучение и интеграцию различных моделей, значительно повышают эффективность и точность планирования, однако требуют дальнейших исследований для адаптации к разнообразным условиям эксплуатации.

Ключевые слова: уплотняющее бурение, перспективные зоны, ввод новых скважин, машинное обучение, автоматизация бурения, прогноз добычи, оптимизация экономики

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Прохоров А.А., Мурзакова А.Ф., Рыбаковская А.А., Сазонов Д.Н. Современные подходы к автоматизации процесса уплотняющего бурения: от поиска зон до оптимизации затрат для месторождений на последних стадиях разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):159–172.
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-159-172

Статья поступила в редакцию 19.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

MODERN APPROACHES TO AUTOMATING THE INFILL DRILLING PROCESS ON MATURE FIELDS:
FROM SELECTION OF INFILL WELLS LOCATIONS TO COST OPTIMIZATION

Andrey A. Prokhorov^{1,*}, Alina F. Murzakova², Anastasia A. Rybakovskaya³, Dmitry N. Sazonov¹

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

³National Research Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Thanks to the automation of various development processes, the economic efficiency of extraction in depleted fields is increasing. Infill drilling is one of the key activities for enhancing oil recovery in the later

stages. Modern approaches to locating new drilling zones, optimizing well placement and economically evaluating of initial production increasingly use machine learning, big data analytics and digital twins.

Aim. The objective of this article is to conduct a literature review on the latest approaches to infill drilling and highlight the most effective methods for automating the search for well candidates in large fields with limited datasets.

Materials and methods. Modern approaches to identifying new zones for infill drilling were explored, including the generation of probability maps and the use of machine learning for data analysis. Additionally, automatic interpretation techniques of geophysical data to identify missed intervals of reservoirs was reviewed. Methods for well placement optimization were described, taking into account geological risks and economic factors. It was noted that the complexities and risks associated with infill drilling in mature fields stress the need to balance accuracy and timeliness of methods for effective decision-making.

Results. The most effective and universal approaches for each stage of planning infill drilling were highlighted. The main stages include generating probability maps, well placement optimization and forecasting production parameters using analytical methods and machine learning.

Conclusions. Modern approaches to automating infill drilling, which include machine learning and integration of various models, significantly increase the efficiency and accuracy of planning. These methods require further research to adapt to different field development conditions.

Keywords: Infill drilling, sweet spots, introduction of new wells, machine learning, drilling automation, production forecast, economic optimization

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

For citation: Prokhorov A.A., Murzakova A.F., Rybakovskaya A.A., Sazonov D.N. Modern approaches to automating the infill drilling process on mature fields: from selection of infill wells locations to cost optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):159–172. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-159-172>

Manuscript received 19.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Уплотняющее бурение является эффективным способом повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений. Однако, по мере разработки месторождений, бурение новых скважин может становиться менее рентабельным за счет истощения высокопродуктивных залежей/районов объекта, а усилий на поиск выгодных зон затрачивается всё больше. Традиционные методы размещения добывающих скважин основываются на выявлении зон с высоким содержанием подвижных углеводородов в коллекторе на основе анализа экспертной команды большого набора исходных данных, доступ к которым может требовать значительной предварительной проработки (построение моделей, корреляций и пр.). Поэтому стоит рассматривать интегрированные подходы, включающие использование карт вероятности, анализ рисков бурения и качества заканчивания скважин, а также классификацию и ранжирование целей на основе экономической оценки. Из-за того что традиционные методы становятся менее действенными, возникает необходимость в применении инновационных подходов для обработки и анализа большого объема данных с целью принятия оптимальных решений для разработки месторождений. Управление геологическими

неопределенностями имеет решающее значение при планировании бурения для максимизации добычи и экономических показателей. Поиск наилучших зон, определение оптимального количества скважин и их размещение в этих зонах в условиях неопределенности являются предметом многочисленных исследований.

Авторы данной статьи постарались охватить весь спектр современных подходов, которые используются в нефтегазовой отрасли при планировании уплотняющего бурения, а также оценить роль аналитики больших данных и машинного обучения на различных этапах планирования уплотняющего бурения.

ЦЕЛЬ

С целью повышения эффективности программы уплотняющего бурения с использованием передовых методик рассмотрен обзор современных методов и технологий, направленных на улучшение поиска новых зон, оптимизацию размещения новых скважин и расчет запусковых параметров с учетом экономических факторов. Данный обзор позволил отобрать лучшие практики для применения в рамках текущих проектов и создать качественную базу данных для оперативного и эффективного принятия решений.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ПОИСК НОВЫХ ЗОН ДЛЯ БУРЕНИЯ

В данном разделе рассмотрены основные современные методы, применяемые для поиска перспективных и пропущенных зон для уплотняющего бурения, использующие как аналитические подходы, так и подходы машинного обучения.

а) Картопостроение

Один из популярных подходов поиска участков нового бурения состоит в построении карт так называемых «sweet spots» или перспективных зон и карт вероятности на основе различных аналитических индексов и оценок, учитывающих свойства коллектора, производительность скважин и всевозможные риски.

Пример такого подхода можно встретить в статье [1], авторы которой для выбора зон уплотняющего бурения на зрелом карбонатном месторождении используют следующие ключевые параметры: свойства коллектора, показатели работы соседних скважин и наличие вызовов в процессе разработки. Далее параметры переводят в три оценки: качества коллектора, потенциала и риска. Итоговый индекс потенциала зоны (Opportunity Score), рассчитанный как взвешенная сумма трех оценок, помогает ранжировать и устанавливать приоритет потенциальных мест для бурения, автоматизируя процесс выбора кандидатов и обеспечивая точность и эффективность принятия решений. Это решение позволяет выявить в 20 раз больше реальных возможностей, чем типичный анализ кросс-функциональной команды, затратив на 75 % меньше времени. Вместо трудоемких

традиционных численных моделей оценка большого количества скважин может быть выполнена в течение нескольких часов, а не месяцев.

В статьях [2, 3] описывается похожий подход поиска и ранжирования перспективных зон, в основе которого лежит Sweet Spot Quality Index (SSQI) или индекс качества перспективной зоны: чем выше SSQI, тем лучше качество перспективной зоны. Данный индекс получается на основе четырех ключевых показателей: индекса качества резервуара (RQI), индекса качества заканчивания (CQI), индекса песчаности (CBI) и операционного индекса (OI). На основе диаграммы важности параметров можно выделить, какие из них имеют наибольшее влияние на SSQI. Данный индекс сочетает в себе характеристику коллектора, стратегии заканчивания скважин, оценку запасов и экономику.

Таким образом, рассмотренные выше методы, основанные на различных эмпирических индексах, помогают оперативно выявить перспективные зоны. Однако они содержат различные весовые коэффициенты, которые определяются на основе комбинации экспертного мнения, анализа данных и обратной проверки, из-за чего в этих методах заложена некоторая субъективность. Наиболее распространённые параметры, используемые при анализе перспективных зон, представлены на рис. 1.

Существуют и другие альтернативные подходы поиска зон, в том числе аналитический, на основе карт, и другой, с использованием машинного обучения, которые помогают снизить субъективность и повысить точность прогнозов.



Рис. 1. Основные категории исходных данных объекта. Составлено авторами
Fig. 1. The main categories of initial data for a reservoir. Prepared by the authors

Авторы статьи [4] рассматривают оба подхода: первый аналитический — на основе индекса возможностей (Opportunity Index), который вычисляется на основе карт статических и динамических характеристик пласта (песчанистость, нефтенасыщенность, проницаемость, пористость, пластовое давление) и используется для создания карт вероятности, указывающих на перспективные для бурения зоны с высокой вероятностью наличия извлекаемых запасов нефти. Зоны далее

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПОИСКУ ЗОН ДЛЯ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ, ВКЛЮЧАЮТ ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ВЕРОЯТНОСТИ, АВТОМАТИЧЕСКУЮ ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРОПУЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗМЕЩЕНИЯ ФОНДА И ПРОГНОЗ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.

могут быть использованы для оптимизации размещения скважин с помощью моделирования или методов машинного обучения. Данный подход является довольно распространённым и рассматривается в ряде статей [4, 5, 6, 7]. В статье [7] применяется модифицированный индекс возможностей (Simulation Opportunity Index, SOI), используемый на зрелых месторождениях с карбонатным типом разреза и высокой обводненностью. Методология включает также калибровку водонасыщенности с использованием данных углерод-кислородного каротажа для повышения точности модели и оптимизации размещения скважин.

Во втором подходе статьи [4] для автоматической идентификации перспективных зон применяются методы машинного обучения, использующие трехмерную сверточную нейронную сеть, обученную с помощью тройной функции потерь. Модель обучается выявлять и классифицировать зоны, как целевые и нецелевые, на основе индекса возможностей (Opportunity Index) и других геологических характеристиках. Преимущество подхода, основанного на машинном обучении, заключается в автоматизированной оценке и оптимизации производительности выявленных объемов перспективных зон, а также в более качественном выборе участков, что снижает трудоемкость и временные затраты.

Таким образом, в эпоху развития технологий методы машинного обучения являются популярным и перспективным направлением для исследований в нефтегазовой отрасли. Подходы machine learning (ML) и анализа данных предлагают перспективные решения

задач при разработке месторождений, в том числе и при поиске перспективных зон бурения, оптимизации размещения скважин и их добычи, разработки стратегии или интерпретации больших объемов промысловых данных.

Например, в статьях [8, 9] для поиска зон уплотняющего бурения и прогнозирования производительности новых скважин описывается подход на основе интегрированного анализа данных. В обоих источниках первым этапом выполняется кластеризация скважин на основе ключевых показателей эффективности (KPI) скважин, например, на основе стартового дебита (низкий, высокий) и среднего дебита нефти за первые 3 года (низкий, средний, высокий) [8], или с использованием алгоритма многомерной кластеризации (SOM) [9]. На этом же этапе для каждого кластера определяется характерная кривая темпов падения, описывающая наиболее вероятные профили производительности с учетом неопределенностей.

Оба подхода используют байесовскую сеть. В статье [8] она строится для выявления особенностей, определяющих принадлежность скважины к тому или иному кластеру, и включает в себя узлы с дискретными состояниями, такими как начальная нефтенасыщенность, длина заканчивания и эмпирическая функция пористости. В то же время в статье [9] сеть используется для определения вероятностных зависимостей между параметрами скважин (координаты, время бурения, расстояние между скважинами и т.д.) и типовыми кривыми.

В статье [8] полученная байесовская сеть и двумерные карты позволяют выявить и ранжировать потенциальных участков для бурения, создавая карту перспективных зон с характерными параметрами для каждого кластера. Во втором подходе авторы статьи [9] с помощью сети получают вероятность того, что новая скважина будет соответствовать определенной типовой кривой, и уделяют больше внимания технологическим и экономическим данным.

Таким образом, оба метода значительно повышают эффективность и точность поиска зон и прогнозов добычи скважин за счет использования байесовских сетей. В первом случае интеграция с геологическими данными улучшает точность пространственных прогнозов, тогда как во втором подходе акцент на производительности и учет экономических показателей помогает лучше оценивать экономическую целесообразность бурения. В статьях российской компании Sofoil [10, 11, 12, 13, 14] описывается интегрированная методика для планирования разработки

месторождения, включающая как методы аналитики истории добычи, так и ML подходы к поиску зон для бурения новых скважин. Ключевыми этапами являются первичный анализ данных (Prime анализ), калибровка 3D-модели месторождения и многовариантное планирование разработки (MSDP). В ходе работ проводится детальное исследование межскважинного взаимодействия с помощью методов мультискважинного ретроспективного тестирования (MPT) и импульсно-корового гидропрослушивания (ИКГ), что способствует повышению эффективности вытеснения нефти и увеличению коэффициента извлечения.

Многовариантное планирование разработки (MSDP) основано на использовании цифровых двойников месторождений и специальных программных средств, таких как PolyPlan, для моделирования различных сценариев разработки и их экономической оценки. Такая интегрированная методика обладает несомненными плюсами: повышенная точность, оптимизация операций, интеграция передовых процессов, однако она также имеет и минусы. Внедрение и поддержка таких технологий требуют значительных финансовых вложений, что может быть недоступно для некоторых компаний. Также интеграция различных методик и технологий нуждаются в высоком уровне квалификации персонала и сложной координации между различными специалистами. Процесс сбора данных, их анализа и калибровки моделей может занять значительное время, что замедляет принятие решений и реализацию проектов.

Поэтому в условиях ограниченных временных, денежных и информационных ресурсов необходимо выдерживать баланс между точностью и оперативностью методик. Подбирать наиболее окупаемые и эффективные подходы.

b) Поиск пропущенных интервалов

В данном разделе рассматриваются методики поиска пропущенных интервалов нефтенасыщенного коллектора с использованием автоматической интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Такой подход может быть использован как для внутрискважинных работ в уже пробуренных скважинах (дострелы, резрезка боковых стволов), так и для уплотняющего бурения и поиска новых залежей.

Традиционный рабочий процесс интерпретации ГИС является трудоемким и субъективным, а результат зависит от экспертизы и опыта геолога-петрофизика. Интерес к использованию машинного обучения для решения этой проблемы возник еще много

лет назад. Алгоритмы машинного обучения могут оперативно анализировать исторические данные разработки и идентифицировать зоны, которые оказались пропущены при первоначальном бурении.

Нарастающее количество исследований [15, 16, 17, 18] показало, что глубокая сверточная нейронная сеть (CNN) может обеспечить точный и эффективный подход для интерпретации данных каротажа скважин. В работе [15] для прогноза пространственного расположения перспективных зон сланцевого газа авторы предлагают использовать в качестве параметров ГИС: скорость и плотность продольных и поперечных волн, модуль упругости и коэффициент Пуассона. Используя геофизические сейсмические данные и обученную модель 1D-CNN, такой метод позволяет с высокой точностью предсказывать такие ключевые параметры, как общее органическое содержание углерода (TOC), пористость (PHI) и содержание газа (GAS) и получить трёхмерное распределение перспективных зон, что существенно облегчает поиск и разработку новых экономически рентабельных зон.

Для автоматической интерпретации данных геофизических исследований с целью поиска пропущенных продуктивных интервалов, ранее не интерпретированных как нефтеносные, авторы статей [16, 17, 18] разработали модели машинного обучения, также использующие рекуррентные и сверточные нейронные сети. В качестве исходных данных использовался расширенный комплекс ГИС, включая гамма-каротаж (GR), потенциалы спонтанной поляризации (SP), индукционные каротаж (ILD, LLD) и нейтронный каротаж (NKTД). Изначально массив данных был построен на основе одного месторождения, затем расширен до набора данных, включающего шесть крупных месторождений Западной Сибири. Стоит отметить, что имеются ограничения по использованию данных ГИС скважин, связанные с типом и наличием минимального комплекса каротажных кривых. Задача поиска пропущенных интервалов решалась как задача обучения с учителем с использованием каротажных кривых и соответствующих им интерпретаций прошлых лет. В качестве целевой переменной авторы использовали бинарную классификацию (например, «нефть»/«не нефть») или многоклассовую классификацию (например, «нефть», «вода», «плотная порода», «не коллектор»). Кроме того, рассмотрена модель ранжирования, которая имитирует процесс принятия решений эксперта и оценивает потенциал нефтенасыщенности предложенных интервалов, сортируя их по уровню уверенности.

Методология была протестирована на двух месторождениях Западной Сибири и, по данным авторов, помогла открыть новые продуктивные интервалы, что позволило увеличить добычу нефти из ранее недооцененных скважин.

В другой статье [19] для этой цели авторы рассматривают три группы алгоритмов машинного обучения: случайный лес, градиентный бустинг и нейронные сети (многослойный перцептрон, MLP). Все три алгоритма показали уверенную способность предсказывать литологию по стандартному набору каротажных кривых без нормировки на опорные пласты. Также, выделено, что алгоритмы машинного обучения могут сократить время на предварительную подготовку кривых, сохраняя при этом высокое качество предсказаний.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФОНДА С УЧЕТОМ РИСКОВ

Оптимизация размещения проектного фонда в новых зонах требует учета множества факторов, включая геологические условия, риски и работу окружающих скважин. Современные методы, основанные на использовании разного вида моделей, множества симуляторов, оптимизаторов, методик машинного обучения, позволяют быстро прогнозировать результаты бурения в различных точках и минимизировать риски.

Подход, применяемый с использованием системы, состоящей из нескольких интегрированных моделей резервуаров и поверхностных объектов, является наиболее распространенным и позволяет учитывать различные комбинации пластового описания и инфраструктуры.

Система генерирует множество вариантов разработки месторождений, которые проходят через оптимизатор с учетом рисков и неопределенностей. Оптимизация нацелена на максимизацию экономических показателей или/и на показатели добычи с учетом ограничений на разработку месторождений. В качестве оптимизационных алгоритмов для решения многопараметрических задач, которой и является расстановка проектного фонда, могут использоваться: вариации генетического алгоритма (GA), метод имитации отжига, метод роя частиц (PSO) и др.

Например, в статье [20] представлена технология, которая основана на усовершенствованном генетическом алгоритме (Enhanced Genetic Algorithm, EGA), применяемом для оптимизации множества параметров, таких как расположение новых и боковых стволов скважин, график бурения, стратегии закачки воды и газа, а также давления в наземной

инфраструктуре на крупных новых и зрелых месторождениях. Технология позволяет учитывать неопределенности в описании пласта и интегрировать модели как подземных, так и наземных объектов для комплексного решения задачи.

Также для оптимизации расположения скважин часто используется алгоритм роя частиц (PSO) [21, 22]. Существуют примеры применения как на синтетических моделях [22], так и на реальных месторождениях [21]. Основными критериями оптимизации в представленных статьях являются максимизация суммарной добычи нефти из определенного сектора месторождения [21] и чистая приведенная стоимость (NPV) актива [22]. Данные примеры подчеркивают эффективность алгоритма роя частиц для решения сложных задач оптимизации размещения скважин, предоставляя полезные инструменты для инженеров-нефтяников.

Статья [23] описывает методологию оптимизации размещения скважин с использованием дополненного искусственного интеллекта в сочетании с человеческой экспертизой для улучшения принятия решений. В первую очередь были собраны и обработаны данные о скважинах, включая более 60 признаков, таких как геологические параметры, параметры траектории скважин, данные о гидроразрыве пласта. Для построения и ассемблирования моделей были применены алгоритмы случайного леса и регрессии Лассо. При интерпретации результатов использовался метод SHAP (Shapley Additive Explanations) для объяснения вклада различных признаков в предсказания моделей, что позволило понять, какие факторы наиболее значительно влияют на начальную производительность и конечное извлечение. Гибридный метод позволил создать точную и объяснимую модель для оптимизации размещения скважин.

Достаточно широко для решения данной задачи применяются градиентные методы оптимизации, как классический алгоритм [25], так и метод стохастического приближения [24]. Используемые в источниках методики включают интеграцию алгоритмов с симулятором резервуаров Eclipse для повышения точности поиска оптимальных местоположений и интервалов перфорации скважин. В целом, подходы «умного» перебора обладают высокой точностью, но очень трудозатратны, требуют тщательной подготовки данных и верификации всех моделей. Часто на подбор оптимального сценария уходит от нескольких дней до нескольких недель. Поэтому постоянно идет поиск путей улучшения и ускорения текущих подходов

оптимизации. Каждый цикл симуляции на моделях — затратный по времени процесс, поэтому сокращение их числа приоритетная задача. В статье [26] представлен метод DQN (Deep Q-Network) для оптимизации производительности резервуаров, который распределяет задачи между несколькими вычислительными узлами для параллельного нахождения оптимумов. По результатам сравнительных тестов параллельный расчет значительно снижает вычислительные затраты по сравнению с ранее рассмотренными методами, обеспечивая при этом высокое качество оптимизации.

Для ускорения расчетов с оптимизационными алгоритмами, могут использоваться прокси-модели процесса [27], которые позволяют значительно уменьшить число необходимых симуляций, сохраняя при этом точность и надежность оптимизационных решений, однако также требуют предобучения.

В свою очередь могут быть эффективны и более примитивные методы оптимизации, работающие на рекурсивном подборе, которые подкреплены пользовательскими правилами. Например, статья [28] описывает методiku автоматизированной оптимизации расположения скважин WISH (Well Improvement Scheme). WISH применяет генеративный дизайн, автоматизирующий процесс создания схем скважин, балансируя различные правила позиционирования и используя динамическое моделирование резервуаров.

В источнике [6] рассматривается другой подход, использующий в качестве базы создание и интеграцию карт вероятности, рисков бурения и качества заканчивания скважин. На их основе модель машинного обучения классифицирует резервуар на целевые и нецелевые зоны и далее использует метод «черной дыры» (Black Hole Method) для размещения добывающих и нагнетательных скважин.

Данный алгоритм вдохновлен поведением черных дыр в астрономии, где лучшее решение «поглощает» близкие худшие в популяции. Таким образом, происходит автоматическая оптимизация расстановки новых скважин с учётом экономических факторов. Кроме представленных методов оптимизации, для решения задачи расположения и бурения проектного фонда также может быть использовано глубокое обучение. Например, статьи [29, 30] описывают разработку автоматического планировщика скважин (AWP) для сложных траекторий, который использует нейронные сети для адаптации траекторий скважин к локальным геологическим и гидродинамическим условиям резервуара. Такой подход можно применить и к поиску оптимального расположения

новых скважин в зонах скопления запасов, дополнив обучающий набор данных. Один из таких подходов описан в статье [31], где применяется методика оптимизации размещения скважин, в которой используется метод латинского гиперкуба (Latin Hypercube Sampling, LHS) и нейронная сеть с радиальными базисными функциями (Radial Basis Function Network, RBFN). LHS генерирует точки на карте в формате (X, Y), представляющие возможные местоположения скважин, обеспечивая равномерное распределение параметров по исследуемому пространству. Эти точки затем используются для тренировки прокси-модели искусственного интеллекта (RBFN), которая предсказывает оптимальные места для бурения с целью увеличения добычи нефти и снижения добычи воды. Методика помогает существенно сократить время вычислений и повысить точность предсказаний, улучшая экономические показатели. Еще один пример успешного применения глубинного обучения на основе сверточных нейронных сетей (DCNN) представлен в статье [32]. DCNN модели обладают способностью обрабатывать сложные многомерные данные, что делает их особенно эффективными для задач, связанных с оптимизацией размещения скважин в сложных геологических условиях. Применение нейронных сетей позволило значительно повысить точность прогнозов и сократить время анализа на 85%, по сравнению с традиционным подходом [33]. Таким образом, на сегодняшний день существует большое количество подходов к автоматизации и оптимизации размещения скважин, которые показывают свою эффективность и точность, но требуют большого количества данных и вычислительных ресурсов. Также стоит отметить, что к выбору того или иного метода на каждом месторождении/объекте следует подходить индивидуально.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ ЗАПУСКНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Экономическая оценка учитывает затраты на бурение и потенциальную прибыль, что позволяет принимать обоснованные решения. Применение аналитических методов и полноценных интегрированных моделей дает возможность более точно прогнозировать результаты и оптимизировать затраты. Учет экономических параметров присутствует практически в каждом подходе из предыдущей главы, так как логично, что оптимальное расположение фонда должно быть обусловлено в первую очередь наибольшей прибылью для коммерческих компаний [20, 22, 24, 25, 26, 34]. Однако в некоторых

источниках приоритет отдается максимизации объема добычи нефти [21, 27, 28, 29, 30, 31]. Многопараметрическая оценка сценариев по двум критериям: суммарной добычи нефти и NPV, показала, что оптимизация добычи может не всегда приводить к максимальному NPV [34]. В свою очередь, оптимизация этого показателя максимизирует краткосрочные экономические выгоды, но может не обеспечивать максимальную добычу нефти в долгосрочной перспективе. Использование многокритериального подхода позволяет сбалансировать эти два показателя в зависимости от приоритетов компании, обеспечивая как экономическую эффективность, так и устойчивость добычи [34]. Это позволяет быстро изменять приоритет оптимизации и реагировать на запросы рынка. Похожий подход, основанный на не прямой максимизации NPV и/или накопленной добычи, применялся авторами статьи [35] для поиска зон бурения с учетом геологических и экономических неопределенностей. Методика оценки экономической эффективности бурения новых скважин заключается в использовании вероятностных карт свойств для выявления потенциальных мест бурения и прогнозирования дополнительной добычи нефти. Для оптимизации выбора скважин используется теория полезности, что позволяет учитывать отношение компании к риску. Функция полезности (PES) преобразует NPV каждой скважины в меру полезности, которая учитывает риск и определяется как вероятность получения $NPV \geq 0$ на основе множества моделей. Авторы предлагают использовать зависимость PES от NPV для визуализации экономических параметров и сравнения неопределенности различных вариантов. Форма функции определяет, является ли принимающее решение нейтральным к риску, склонным к риску и отсутствию рисков. В результате вместо NPV параметром оптимизации выступает ожидаемая полезность в соответствии с предпочитаемым уровнем риска. Таким образом, выбор стратегии оптимизации должен зависеть от конкретных целей и приоритетов нефтяной компании, будь то максимизация прибыли, поддержание устойчивой добычи нефти на длительный срок или желаемый уровень риска сценария. Впрочем, любая экономическая оценка основана на динамических параметрах скважины. От качества расчета запусковых параметров и прогноза добычи новой скважины зависит, какой PI будет иметь сценарий. Существует несколько распространенных подходов к расчету продуктивности скважин, в т.ч. аналитические методы, основанные,

например, на уравнении фильтрации Дюпюи или Джоши и вероятностные подходы, промышленные гидродинамические исследования и гидродинамическое моделирование, а также методы, основанные на анализе данных и ML.

Один из аналитических методов рассмотрен авторами статьи [3], в которой помимо индекса качества перспективной зоны (SSQI), описанного в разделе «Картопостроение», рассматривается Индекс производительности скважин (SPI). Данный индекс используется для прогнозирования дебита скважин на основе моделей ML и получается на основе значений RQI (Индекса качества резервуара) и CQI (Индекса качества заканчивания). Авторы утверждают, что индекс производительности скважин (SPI) демонстрирует сильную корреляцию с фактической производительностью скважин и служит надежным инструментом для прогнозирования добычи. В статье [36] описывается применение эмпирического и вероятностного подходов для прогноза добычи новых скважин на одном из месторождений Австралии. Авторы основывались на анализе результатов предыдущих буровых кампаний и рассмотрели два основных алгоритма для прогноза добычи скважин: один подход предсказывает начальный дебит на основе среднего дебита жидкости соседних скважин и обводненности, а другой — использует различные соотношения накопленной добычи нефти к текущей/накопленной обводненности. С помощью метода Монте-Карло сгенерировано множество возможных исходов для ключевых параметров, таких как NPV, что позволило точно оценить вероятность достижения различных экономических показателей и принять обоснованные решения. Однако рассмотренные в статье алгоритмы содержат эмпирические коэффициенты, которые вносят некоторую субъективность в прогноз параметров.

Среди методов искусственного интеллекта (ИИ) для прогноза добычи распространённым методом является использование искусственных нейронных сетей (ИНС). Такой подход представлен в статье [37], где обсуждается методология использования ИНС для поиска сложных взаимосвязей между геологическими, сейсмическими и каротажными данными скважин, параметрами заканчивания и характеристиками добычи. Данный метод используется для прогнозирования накопленной добычи нефти, воды и газа за двухлетний период на неразбуренных участках и был протестирован на нефтяном низкопроницаемом пласте. Для разработанной сети точность средней ошибки

составила ~13% в случаях тестирования и ~5% в случаях обучения.

Еще одним популярным современным методом ИИ для прогнозирования продуктивности скважин является метод опорных векторов, который рассмотрен в статье [38]. Авторы предлагают двойную модель, в которой первая часть обучается на фильтрационных параметрах и предсказывает начальный дебит, а вторая часть — на емкостных и предсказывает годовую добычу нефти, с учетом всех геолого-промысловых данных. Метод опорных векторов используется для классификации и последующего ранжирования скважин и позволяет учитывать сложные многомерные зависимости между параметрами, делая прогнозирование более точным в условиях сложного строения пластов.

Другой современный подход прогноза продуктивности нефтяных скважин, основанный глубокими нейронными сетями (DNN) и градиентном бустинге (XGBoost) рассматривается в статье [39]. Оптимизация гиперпараметров моделей (градиентный спуск SGD, Adam и RMSprop) и использование XGBoost позволили выявить ключевые факторы, влияющие на продуктивность скважин, такие как вязкость нефти, пористость и проницаемость. По сравнению с традиционными методами, такими как моделирование и интерпретация ГИС, модель глубоких нейронных сетей демонстрирует высокую точность прогнозирования продуктивности скважин обрабатывать сложные нелинейные зависимости в данных, что обеспечивает высокую точность прогнозов.

ПРОБЛЕМАТИКА ТЕКУЩИХ РЕШЕНИЙ

Оперативное управление разработкой месторождений на последних стадиях требует рационального подхода, который в первую очередь диктуется ограниченностью финансовых и временных ресурсов, а также имеющимся набором исходных данных. Сочетание полноты исходных данных и временных рамок реализации проекта определяют инструментарий и качество решения задачи (рис. 2).

Работы по уплотняющему бурению содержат в себе много неопределенностей, но главная из них состоит, в первую очередь, в нерентабельности бурения новых скважин. Поэтому тратится много экспертного времени на первичный скрининг объектов и зон с целью выявления перспективных площадей.

Обосновать будущие затраты на разработку участка, заинтересовать бизнес в разработке и снижении рисков — это основная задача команды экспертов. Поиск таких зон часто проводится в слепую, на самых «популярных»

объектах со знакомой для эксперта историей разработки. На достаточно крупных активах интересные участки могут теряться в общем объеме кандидатов из-за человеческого фактора.

Основные принципы и экспертные правила при выборе участков для бурения имеют общую логику, поэтому могут быть автоматизированы. Первичный скрининг зон с необходимым уровнем уверенности для формирования бизнес-кейсов, можно проводить на основе накопленных за историю разработки данных, без проведения дополнительных мероприятий. При таком подходе эксперты могут быть уверены в полном охвате ресурсной базы актива и сконцентрироваться на выявленных уверенных кандидатах.

Как видно из обзора методик, на данный момент практически все автоматизированные решения связаны с тяжеловесными моделями пласта и инфраструктуры в совокупности с грузными оптимизационными алгоритмами, которые требуют тщательной подготовки большого объема данных и чаще всего доисследования участков и дополнительных вложений. Так как создание геологических и гидродинамических моделей является сложным и трудозатратным процессом и для многих объектов — это недоступная роскошь, необходимо сосредоточиться на имеющихся картах, аналитических подходах и легких оптимизационных алгоритмах, учитывающих риски и неопределенность. Также гибкая и понятная структура алгоритма облегчит восприятие результатов

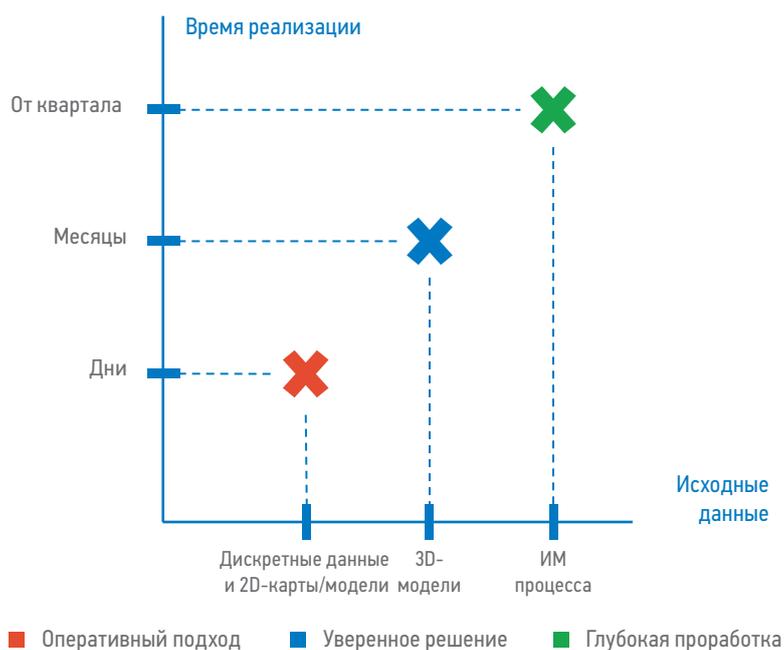


Рис. 2. Классификация подходов (методик) поиска районов под уплотняющее бурение. Составлено авторами

Fig. 2. Classification of infill drilling approaches. Prepared by the authors

экспертами и исключит работу с «черным ящиком».

Усложнение и интеграция моделей всех физических процессов, которые составляют разработку недр, не всегда оправдывает итоговый приз. Включение в модель сколь угодно большого набора данных приводит к утяжелению процесса расчета. Также распространенным является создание модели в периметре ограниченного по физическим свойствам объекта, что позволяет решать только локальную задачу. Это связано с тем, что чем более точно мы стремимся предсказать результат, тем более конкретно мы подходим к описанию условий добычи. В такой модели любая переадаптация на другие условия требует дообучения или переобучения. Такой алгоритм машинного обучения тяжело назвать универсальным. Получение качественной всеохватывающей модели требует разнопрофильных данных с разных объектов разработки, их обработку и интеграцию, учет всех параметров, которые отражаются на желаемой метрике. Пренебрегая наименее значимыми параметрами, можно сосредоточиться на основных критериях лучшего решения и принять во внимание все их многообразие реализации.

В таком случае помощь автоаналитика должна заключаться, в первую очередь, в экспресс-скрининге, валидации исходных данных и быстрых подсказках, на которые должен обратить внимание эксперт, а не в поиске «идеального» варианта. Подготовка и выбор

оптимального решения с необходимым соотношении уровней добычи и экономической эффективности все еще остается задачей эксперта.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Опираясь на проведенный литературный обзор и текущую проблематику области, также учитывая недостатки каждого метода, можно выделить эффективные, универсальные и наименее трудозатратные методы для каждого этапа планирования уплотняющего бурения (рис. 3).

Так, для реализации поиска зон наиболее оптимальным аналитическим подходом, является метод построения карт вероятности перспективных зон на основе индекса возможностей. Данный индекс можно модифицировать в зависимости от имеющихся исходных параметров. Наиболее важными представляют собой: песчаность, нефтенасыщенность, проницаемость, пористость, пластовое давление. В качестве дополнительных опций можно учесть: показатели работы соседних скважин, наличие проблем в процессе разработки, техническую оценку буримости зоны.

Наиболее зарекомендованным и распространенным методом поиска пропущенных интервалов является глубокая сверточная нейронная сеть (CNN), которая при достаточно обширном массиве данных позволяет

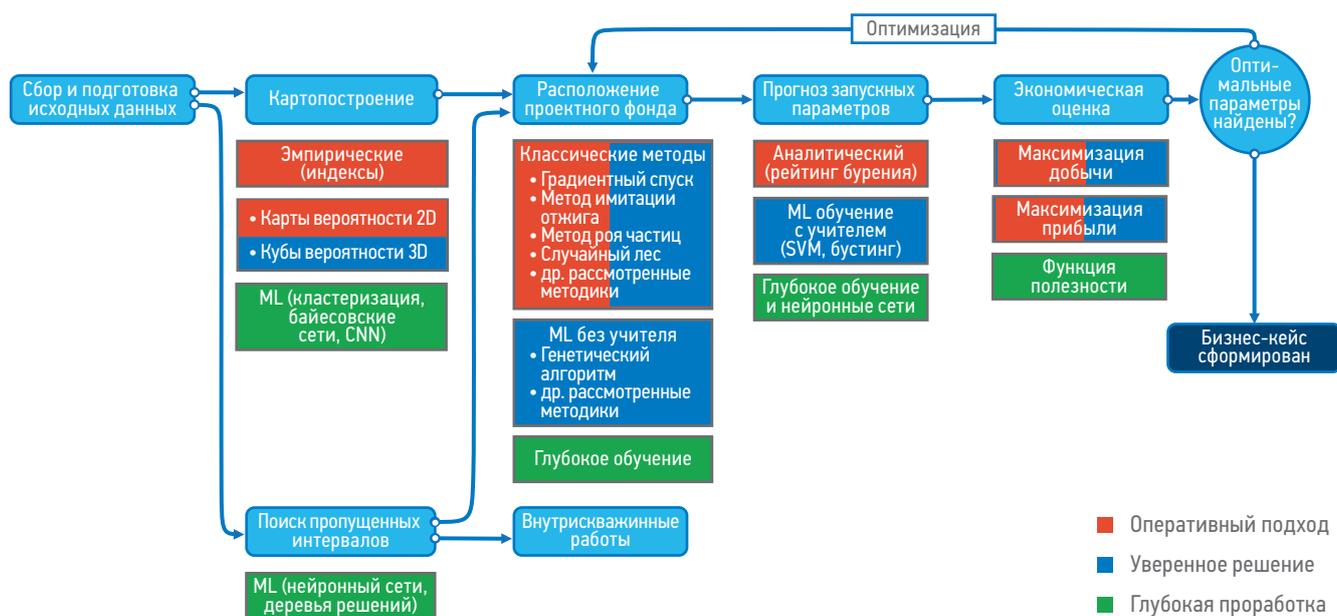


Рис. 3. Блок-схема процесса уплотняющего бурения и обзор рассмотренных современных методик автоматизации для каждого из этапов согласно классификации подходов на рис. 2. Составлено авторами

Fig. 3. Workflow of the infill drilling process and overview of the considered modern automation techniques of each stage assessment according to the classification of approaches in Fig 2. Prepared by the authors

обеспечить точную интерпретацию геофизического каротажа скважин. Гибко оптимизировать расположение фонда в выделенных перспективных зонах позволяет весовая функция соотношения NPV и накопленной добычи. Параметры добычи новой зоны достаточно вариативно оцениваются на основе моделей машинного обучения. Точность данного подхода во многом зависит от объема «качественно» отобранных реальных данных. Поэтому имеет смысл основу расчета производить аналитически, так как не все участки имеют достаточный объем исторически корректных данных. Впоследствии можно использовать ML модели для кластеризации скважин и выделения зон. Данные методы позволяют находить оптимальные решения, сохраняя баланс между затраченным временем и точностью, в условиях ограниченного набора данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С появлением мощных компьютеров и переносимых алгоритмов машинного обучения,

методы ML внедряются как интегрированные инструменты, а также как альтернатива традиционным подходам. На основе проведенного обзора установлено, что методы ML обладают огромным потенциалом в решении задач в нефтегазовой отрасли и с увеличением количества данных становятся необходимостью для более эффективного управления разработкой месторождений. Помимо методов машинного обучения и анализа данных в статье рассмотрен ряд популярных аналитических и эмпирических подходов, которые обладают меньшей точностью, но могут быть применены для улучшения процесса принятия решений в условиях ограниченного набора данных.

Дополнительные исследования в области адаптации методов к различным типам месторождений и условий эксплуатации будут способствовать дальнейшему развитию технологий и повышению эффективности процесса уплотняющего бурения. Особое внимание следует уделить разработке гибких и адаптивных методик, которые помогут быстро подстраиваться к изменяющимся условиям рынка и ограничениям.

Список литературы

1. *Mata C., Saputelli L., Badmaev D., Zhao W., Mohan R., Gönczi D.* Automated Reservoir Management Workflows to Identify Candidates and Rank Opportunities for Production Enhancement and Cost Optimization in a Giant Field in Offshore Abu Dhabi. Offshore Technology Conference, Houston, TX, USA. 2021. OTC 31295
2. *Algarhy A., Bateman R.M., Soliman M.Y.* An Innovative Technique To Evaluate Shale Sweetspots: A Case Study From North Africa. SPWLA 56th Annual Logging Symposium held in Long Beach, California, USA. July 18–22, 2015
3. *Algarhy A., Ibrahim A.F., A. Gabry M., Ali Amr G.* Predicting Shale Production Performance Through Machine Learning: The Development and Application of the Sweet Spot Quality Index. Society of Petroleum Engineers, Wheeling, West Virginia, USA. 2023. SPE 215911
4. *Su Sh., Schulze-Riegert R., Mustapha H., Lang Ph., Kloucha Ch.K.* Artificial Intelligence for Infill Well Placement and Design Optimization in Multi-layered/stacked Reservoirs Under Subsurface Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2021. SPE 207899
5. *Pongtepathum W., Lang Ph., Adeyemi T.* An Ensemble-Based Infill Well Location Solution: A Cloud Native Application for Automating Well Placement and Evaluation. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211361
6. *Su Sh., Tahir S., Ghorayeb K., Ramatullayev S., Garcia-Teijeiro X.* Multidisciplinary Data Integration for Artificial-Intelligence-Assisted Well Placement and Trajectory Design Optimization Under Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211367
7. *Bernadi B., Silalahi Eli S., Reksahutama A., Miraza D.* Infill Wells Placement in High Water-Cut Mature Carbonate Field with Simulation Opportunity Index Method. Society of Petroleum Engineers, Bali, Indonesia. 2019. SPE 196388
8. *Zijlstra E., Riethmuller G., Schäfflein S., Mahruqi S.* Using Marketing Technology in Reservoir Engineering: The Application of Data Driven Predictive Analysis on a Mature Oil Field. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand. 2011. IPTC 14676
9. *Al-Kinani A., Nunez G., Stundner M., Zangl G., Mata T., Cottone S.* Selection of Infill Drilling Locations Using Customized Type Curves. Society of Petroleum Engineers, Cartagena, Columbia. 2019. SPE 122186
10. *Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Buyanov A., Musaleev Kh.* Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. Society of Petroleum Engineers, Kuwait City, Kuwait. 2018. SPE-193712-MS
11. *Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I., Bikkulov M., Farakhova R., Krichevsky V., Gulyaev D., Musaleev Kh.* Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia Case Study. The International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 2019. IPTC-19566-MS
12. *Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V., Gulyaev D., Panarina E., Buyanov A.* Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique. Society of Petroleum Engineers, London, England, UK. 2019. SPE195518-MS
13. *Новаленко И.В., Немирович П.М., Ильясов И.Р., Буянов А.В., Гуляев Д.Н.* Применение технологии импульсно-кодového гидропрослушивания при заводнении в сложных геологических условиях // Нефтяное хозяйство. — Июнь, 2018.
14. *Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D., Aslanyan I., Garnyshev M., Minakhmetova R., Karancharat R.* Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing. Off-shore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia. 2018. OTC-28601-MS
15. *Qin Zh., Xu T.* Shale gas geological "sweet spot" parameter prediction method and its application based on convolutional neural network. Scientific Reports, Nature Portfolio, China. 2022. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-19711-6>
16. *Egorov D.V., Sabirov A.R.* Applying Machine Learning Methods to Search for Missing Net Pay Zones in Mature Oilfields Wells. Society of Petroleum Engineers, Moscow, Russia. 2019. SPE 196869

17. Semenikhin A.S., Shchepetnov A.A. Missed Net Pay Zones in Mature Oilfields Via Injection of Expert Knowledge in Deep Learning Algorithms. Society of Petroleum Engineers, Moscow, Russia. 2020. SPE 201922
18. Белозеров Б.В., Буханов Н.В. Автоматический анализ геофизических исследований скважин на Приобском месторождении с использованием методов машинного обучения // Авторское право 2018, Общество инженеров нефтегазовой промышленности. — Москва, 2018. SPE 191604-18RPTC-RU
19. Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М., Белохин В.С., Антонов А.П. Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений вишуловской свиты // Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова. — Москва. — 2022. — Т. 24. — № 2. — С. 230–238. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
20. Litvak M., Gane B., Williams G. Field Development Optimization Technology. Society of Petroleum Engineers, Houston. 2007. SPE 106426
21. Roussennac B., Gijss van Essen. Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 205913
22. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019, no. 9 (4). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>
23. Ma Zh., Davani E., Ma X. Finding a Trend Out of Chaos: A Machine-Learning Approach for Well-Spacing Optimization. Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado, USA. 2020. SPE 201698
24. Li C., Fang Ch., Huang Y., Zuo H. Infill well placement optimization for secondary development of waterflooding oilfields with SPSA algorithm. Frontiers in Energy Research. 2022. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1005749>
25. Forouzanfar F., Li G., Reynolds A.C. A two-stage well placement optimization method based on adjoint gradient. Society of Petroleum Engineers, Florence, Italy. 2010. SPE 135304
26. Alpak F., Wang Y., Gao G. Benchmarking and Field-Testing of the Distributed Quasi-Newton Derivative-Free Optimization Method for Field Development Optimization. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 206267
27. Litvak M., Onwunali J., Baxter J. Field Development Optimization with Subsurface Uncertainties. Society of Petroleum Engineers, Colorado, USA. 2011. SPE 146512
28. Motlagh M., Thenon A. Automated Well Location Optimization Using Wish Technology. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211621-MS
29. Kristoffersen B.S., Bellout M.C., Silva T.L., Berg F.C. An Automatic Well Planner for Complex Well Trajectories. Math Geosci. 2021, no. 53 (4). <https://doi.org/10.1007/s11004-021-09953-x>
30. Kristoffersen B.S., Bellout M.C., Silva T.L., Berg F.C. An Automatic Well Planner for Efficient Well Placement Optimization Under Geological Uncertainty. ECMOR XVII. 2020, no. 17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202035211>
31. Abdul-Hameed M.R., Hamd-Allah S.M. Optimization sequence of infill well-drilling using Latin hypercube plus radial basis function network. Int. J. Nonlinear Anal. Appl. 2024, no. 15, pp. 87–96. <https://doi.org/10.22075/ijnaa.2023.29922.4296>
32. Zhang P., Gao T., Fu J., Li R. Deep-Learning-Based Approach for Optimizing Infill Well Placement. Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas, USA. 2023. SPE 215072
33. Willigers B.J.A., Begg S., Bratvold R.B. Appraising Unconventional Resources: How Many Wells To Drill and Where To Place Them? Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 179736
34. Qadeer Siddiqui M.A., Khan R.A., Md Sarim J. Multi-objective Well Placement Optimization Considering Energy Sustainability Along With Economical Gains. Society of Petroleum Engineers, Cairo, Egypt. 2015. SPE 175842-MS
35. Sieberer M., Peisker J., Clemens T., Thiele M.R. Infill Well Portfolio Management under Uncertainty — Application to the 8TH Reservoir, Austria. Society of Petroleum Engineers, Paris, France. 2017. SPE 185803
36. Allard D.N., Hillyer M.G., Gerbacia W.E., Rychener L.M. Empirical Risk Assessment of Infill Drilling Locations, Barrow Island, Australia. Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, USA. 1999. SPE 56816
37. Bansal Y., Ertekin, T., Karpyn, Z., Ayala, L., Nejad, A. Forecasting Well Performance in a Discontinuous Tight Oil Reservoir Using Artificial Neural Networks. Society of Petroleum Engineers, The Woodlands, Texas, USA. 2013. SPE 164542
38. Колесов В.В., Курганов Д.В. Расчет рейтинга скважин-кандидатов при уплотняющем бурении с помощью машинного обучения на промысловых данных (метод опорных векторов) // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. — 2019. — № 1 (61).
39. Wang Z., Tang H., Cai H., Hou Y., Shi H., Li J., Yang T., Feng Y. Production prediction and main controlling factors in a highly heterogeneous sandstone reservoir: Analysis on the basis of machine learning. Energy Science & Engineering. 2022. <https://doi.org/10.1002/ese3.1297>

References

1. Mata C., Saputelli L., Badmaev D., Zhao W., Mohan R., Gönczi D. Automated Reservoir Management Workflows to Identify Candidates and Rank Opportunities for Production Enhancement and Cost Optimization in a Giant Field in Offshore Abu Dhabi. Offshore Technology Conference, Houston, TX, USA. 2021. OTC 31295
2. Algarhy A., Bateman R.M., Soliman M.Y. An Innovative Technique To Evaluate Shale Sweetspots: A Case Study From North Africa. SPWLA 56th Annual Logging Symposium held in Long Beach, California, USA. July 18–22, 2015
3. Algarhy A., Ibrahim A.F., A. Gabry M., Ali Amr G. Predicting Shale Production Performance Through Machine Learning: The Development and Application of the Sweet Spot Quality Index. Society of Petroleum Engineers, Wheeling, West Virginia, USA. 2023. SPE 215911
4. Su Sh., Schulze-Riegert R., Mustapha H., Lang Ph., Kloucha Ch.K. Artificial Intelligence for Infill Well Placement and Design Optimization in Multi-layered/stacked Reservoirs Under Subsurface Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2021. SPE 207899
5. Pongtepupathum W., Lang Ph., Adeyemi T. An Ensemble-Based Infill Well Location Solution: A Cloud Native Application for Automating Well Placement and Evaluation. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211361
6. Su Sh., Tahir S., Ghorayeb K., Ramatullayev S., Garcia-Teijeiro X. Multidisciplinary Data Integration for Artificial-Intelligence-Assisted Well Placement and Trajectory Design Optimization Under Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211367
7. Bernadi B., Silalahi Eli S., Reksahutama A., Miraza D. Infill Wells Placement in High Water-Cut Mature Carbonate Field with Simulation Opportunity Index Method. Society of Petroleum Engineers, Bali, Indonesia. 2019. SPE 196388
8. Zijlstra E., Riethmuller G., Schäfftlein S., Mahruqi S. Using Marketing Technology in Reservoir Engineering: The Application of Data Driven Predictive Analysis on a Mature Oil Field. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand. 2011. IPTC 14676
9. Al-Kinani A., Nunez G., Stundner M., Zangl G., Mata T., Cottone S. Selection of Infill Drilling Locations Using Customized Type Curves. Society of Petroleum Engineers, Cartagena, Columbia. 2019. SPE 122186
10. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Buyanov A., Musaleev Kh. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. Society of Petroleum Engineers, Kuwait City, Kuwait. 2018. SPE-193712-MS

11. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I., Bikkulov M., Farakhova R., Krichevsky V., Gulyaev D., Musaleev Kh. *Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia Case Study*. The International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 2019. IPTC-19566-MS
12. Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V., Gulyaev D., Panarina E., Buyanov A. *Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique*. Society of Petroleum Engineers, London, England, UK. 2019. SPE195518-MS
13. Kovaleno I.V., Nemirovich G.M., Ilyasov I.R., Buyanov A.V., Gulyaev D.N. The usage of impulse-code interference technology during water flooding in difficult geological conditions. *Neftyanoe khozyaystvo*. June 2018. (In Russ.)
14. Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D., Aslanyan I., Garnyshev M., Minakhmetova R., Karancharat R. *Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing*. Off-shore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia. 2018. OTC-28601-MS
15. Qin Zh., Xu T. *Shale gas geological "sweet spot" parameter prediction method and its application based on convolutional neural network*. Scientific Reports, Nature Portfolio, China. 2022. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-19711-6>
16. Egorov D.V., Sabirov A.R. *Applying Machine Learning Methods to Search for Missing Net Pay Zones in Mature Oilfields Wells*. Society of Petroleum Engineers, Moscow, Russia. 2019. SPE 196869
17. Semenikhin A.S., Shchepetov A.A. *Missed Net Pay Zones in Mature Oilfields Via Injection of Expert Knowledge in Deep Learning Algorithms*. Society of Petroleum Engineers, Moscow, Russia. 2020. SPE 201922
18. Belozero B., Bukhanov N. *Automatic Well Log Analysis Across Priobskoe Field Using Machine Learning Methods*. Society of Petroleum Engineers, Moscow, 2018. (In Russ.) SPE 191604-18RPTC-RU
19. Sakhnyuk V.I., Novikov E.V., Sharifullin A.M., Belokhin V.S., Antonov A.P. *Machine learning applications for well-logging interpretation of the Vikulov Formation*. Lomonosov Moscow State University, Moscow, 2022, vol. 24, № 2, pp. 230–238. (In Russ.) <https://doi.org/https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
20. Litvak M., Gane B., Williams G. *Field Development Optimization Technology*. Society of Petroleum Engineers, Houston. 2007. SPE 106426
21. Roussennac B., Gijs van Essen. *Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field*. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 205913
22. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019, no. 9 (4). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>
23. Ma Zh., Davani E., Ma X. *Finding a Trend Out of Chaos: A Machine-Learning Approach for Well-Spacing Optimization*. Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado, USA. 2020. SPE 201698
24. Li C., Fang Ch., Huang Y., Zuo H. *Infill well placement optimization for secondary development of waterflooding oilfields with SPFA algorithm*. *Frontiers in Energy Research*. 2022. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1005749>
25. Forouzanfar F., Li G., Reynolds A.C. *A two-stage well placement optimization method based on adjoint gradient*. Society of Petroleum Engineers, Florence, Italy. 2010. SPE 135304
26. Alpak F., Wang Y., Gao G. *Benchmarking and Field-Testing of the Distributed Quasi-Newton Derivative-Free Optimization Method for Field Development Optimization*. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 206267
27. Litvak M., Onwunali J., Baxter J. *Field Development Optimization with Subsurface Uncertainties*. Society of Petroleum Engineers, Colorado, USA. 2011. SPE 146512
28. Motlagh M., Thenon A. *Automated Well Location Optimization Using Wish Technology*. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE. 2022. SPE 211621-MS
29. Kristoffersen B.S., Bellout M.C., Silva T.L., Berg F.C. An Automatic Well Planner for Complex Well Trajectories. *Math Geosci*. 2021, no. 53 (4). <https://doi.org/10.1007/s11004-021-09953-x>
30. Kristoffersen B.S., Bellout M.C., Silva T.L., Berg F.C. An Automatic Well Planner for Efficient Well Placement Optimization Under Geological Uncertainty. *ECMOR XVII*. 2020, no. 17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202035211>
31. Abdul-Hameed M.R., Hamd-Allah S.M. Optimization sequence of infill well-drilling using Latin hypercube plus radial basis function network. *Int. J. Nonlinear Anal. Appl.* 2024, no. 15, pp. 87–96. <https://doi.org/10.22075/ijnaa.2023.29922.4296>
32. Zhang P., Gao T., Fu J., Li R. *Deep-Learning-Based Approach for Optimizing Infill Well Placement*. Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas, USA. 2023. SPE 215072
33. Willigers B.J.A., Begg S., Bratvold R.B. *Appraising Unconventional Resources: How Many Wells To Drill and Where To Place Them?*. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE 179736
34. Qadeer Siddiqui M.A., Khan R.A., Md Sarim J. *Multi-objective Well Placement Optimization Considering Energy Sustainability Along With Economical Gains*. Society of Petroleum Engineers, Cairo, Egypt. 2015. SPE 175842-MS
35. Sieberer M., Peisker J., Clemens T., Thiele M.R. *Infill Well Portfolio Management under Uncertainty — Application to the 8TH Reservoir, Austria*. Society of Petroleum Engineers, Paris, France. 2017. SPE 185803
36. Allard D.N., Hillyer M.G., Gerbacia W.E., Rychener L.M. *Empirical Risk Assessment of Infill Drilling Locations, Barrow Island, Australia*. Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, USA. 1999. SPE 56816
37. Bansal Y., Ertekin, T., Karpyn, Z., Ayala, L., Nejad, A. *Forecasting Well Performance in a Discontinuous Tight Oil Reservoir Using Artificial Neural Networks*. Society of Petroleum Engineers, The Woodlands, Texas, USA. 2013. SPE 164542
38. Kolesov V.V., Kurganov D.V. Well ranking for in-fill drilling using machine learning with production and geological data. *Samara State Technical University. Series: Technical Sciences*. 2019, no. 1 (61). (In Russ.)
39. Wang Z., Tang H., Cai H., Hou Y., Shi H., Li J., Yang T., Feng Y. Production prediction and main controlling factors in a highly heterogeneous sandstone reservoir: Analysis on the basis of machine learning. *Energy Science & Engineering*. 2022. <https://doi.org/10.1002/ese3.1297>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Прохоров — оказал экспертную и методологическую поддержку при разборе и оценке методик, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.Ф. Мурзакова — разработала концепцию статьи в части методик по поиску зон через картопостроение и через обнаружение пропущенных интервалов, подготовила текст статьи.

Andrey A. Prokhorov — provided expert and methodological support in the analysis and evaluation of the methods, and finally approved the published version of the article.

Alina F. Murzakova — developed the article's concept regarding methods for locating zones through map construction and detection of missed intervals, and prepared the article's text.

А.А. Рыбаковская — разработала концепцию статьи в части обзора методик по оптимальному расположению фонда в новых зонах и экономической оценки, подготовила текст статьи.

Д.Н. Сазонов — оказал экспертную и методологическую поддержку при разборе и оценке методик.

Anastasia A. Rybakovskaya — developed the article's concept regarding the review of methods for optimal placement of the fund in new zones and economic evaluation, and prepared the article's text.

Dmitry N. Sazonov — provided expert and methodological support in the analysis and evaluation of the methods.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Александрович Прохоров* — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Алина Фанисовна Мурзакова — главный специалист, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Анастасия Андреевна Рыбаковская — главный специалист, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Дмитрий Николаевич Сазонов — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Andrey A. Prokhorov* — Product development manager, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alina F. Murzakova — Chief specialist, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

Anastasia A. Rybakovskaya — Chief specialist, National Research Tomsk Polytechnic University

Dmitry N. Sazonov — Product development project manager, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNefт@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.

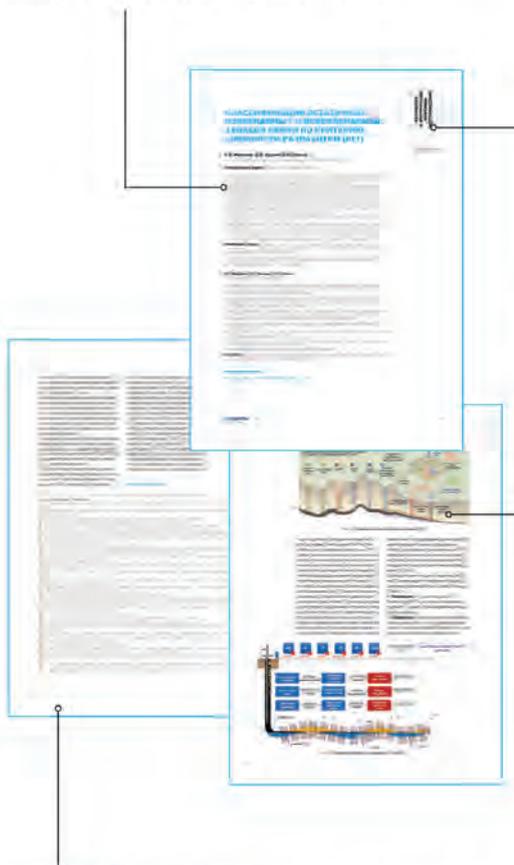
РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны. Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (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.



ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Арктика бросает мне вызов. И я принимаю его! Я готов преодолевать преграды, которые ставит на моем пути бескомпромиссный Север. Эффективно добывать нефть в сложнейших условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама