

Модель и ключевые этапы
тектонического развития Камовского
свода Байкитской антеклизы **33 стр.**

Дуэт петроупругого моделирования
и синхронной инверсии
99 стр.

История осадконакопления
по анализу керна непской свиты
121 стр.



На фото: Чаяндинское месторождение

Тема номера — Восточная Сибирь

«PROнефть» теперь в ВАК!

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



Публикуйте* свои научные работы в журнале «PROнефть»!

ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



Керимова Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ ProNeft@gazprom-neft.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

О ЖУРНАЛЕ

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

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

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Яковлев В.В., председатель редакционной коллегии, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

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., директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти»

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

Доктор С.А., директор дирекции 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.

Сарваров А.Р., к.т.н., директор дирекции по крупным проектам «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

Шашель В.А., к.т.н., генеральный директор АО «Морнефтегазпроект»

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь

Ребров Д.А., советник заместителя генерального директора

Слушев Д.Е., 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 in 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

Vadim V. Yakovlev, Chairman of the Editorial Board, Deputy General Director, Gazprom Neft

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

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

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

Andrey S. Bochkov, Cand. Sci. (Eng.), CEO of 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, Director of the Technology Development Directorate, 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, Director of the Production Directorate, 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. Osipov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Member of the Governing board of the Association "Artificial intelligence in industry"

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

Aidar R. Sarvarov, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Major Projects Directorate, 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

Vadim A. Shashel, Cand. Sci. (Eng.), CEO of LLC "Morneftegazproject"

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary

Denis A. Rebrov, Advisor to the Deputy General Director

Dmitrii E. Slushev, 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.

8

Возможности сейсморазведки 3D в изучении строения краевых зон рифейских карбонатных платформ (Мезопротерозой, Восточная Сибирь)

А.П. Вилесов, В.А. Фагерева, Р.Р. Хуснутдинов, Д.А. Слуцкий

3D seismic exploration opportunities in studying margins of Riphean carbonate platforms (Mesoproterozoic, East Siberia)

Aleksandr P. Vilesov, Veronika A. Fagereva, Rustam R. Khusnutdinov, Dmitry A. Slutsky

18

Повышение прогнозной способности геолого-гидродинамической модели пласта B5 за счет уточнения проницаемости по концепции связанности порового пространства

А.А. Гомонов, А.А. Марков, А.Н. Ланин

Increasing the predictive ability of the geological-hydrodynamic model of the B5 formation by clarifying permeability using the concept of pore space connectedness

Anton A. Gomonov, Anatoliy A. Markov, Andrey N. Lanin

25

Подходы к выбору реализаций при вероятностном моделировании геологической модели и анализ влияния на прогнозный профиль добычи

С.А. Андронов, Е.А. Горенкова, А.А. Гомонов, И.А. Максименко

Approaches to selection of realizations in probabilistic modeling of geological model and analysis of influence on forecast production profile

Sergey A. Andronov, Ekaterina A. Gorenkova, Anton A. Gomonov, Irina A. Maksimenko

33

История тектонического развития Камовского свода Байкитской антеклизы и сопредельных территорий

Д.В. Грищенко, Г.В. Маканова

The tectonic development history of the Baykit antecline Kamovsky arch and adjacent area

Dmitry V. Grishchenko, Galina V. Makanova

44

Эпигенетические процессы в формировании терригенных коллекторов месторождений Чонской группы

М.А. Тугарова, И.В. Кирсанов

Epigenetic processes in the formation of terrigenous reservoirs of Chona group deposits

Marina A. Tugarova, Ilya V. Kirsanov

52

Возможности синхронной инверсии при прогнозе маломощных коллекторов терригенного венда

В.А. Фагерева, Д.М. Макухо, И.И. Кубышта

The possibilities of synchronous inversion in the prediction of low-power terrigenous vendian collectors

Veronika A. Fagereva, Dmitrii M. Makukho, Irina I. Kubyshta

58

Сопровождение бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири: геологические вызовы и выученные уроки по результатам бурения

А.В. Шинчихин, М.А. Васильев, А.А. Гомонов, А.Е. Комков, М.В. Федоров, А.Н. Помазов, Д.С. Басанаев, Р.Р. Кудашев

Support for drilling horizontal wells and fishbone wells in the oil and gas condensate field of Eastern Siberia: geological challenges and lessons learned from drilling results

Alexey V. Shinchikhin, Mikhail A. Vasilev, Anton A. Gomonov, Aleksandr E. Komkov, Maksim V. Fedorov, Artem N. Pomazov, Daniil S. Basanaev, Rinat R. Kudashev

Закономерности проявления вторичных процессов в терригенных отложениях пород непской свиты в пределах Чонской группы месторождений

В.С. Воробьев, Н.А. Иванова, В.В. Пустыльников

Regularities of the secondary processes in terrigenous deposits of the Nepa formation within the Chona group of deposits

Vladimir S. Vorobyov, Natalia A. Ivanova, Valentina V. Pustynnikova

Влияние геологического строения нефтегазоконденсатной залежи венд-кембрийских отложений в Восточной Сибири на проектирование разработки

В.В. Гритчина, М.П. Денисов

The influence of the geological features of the Vendian-Cambrian oil and gas deposits of Eastern Siberia on their development design

Vladlena V. Gritchina, Marat P. Denisov

Фациальная модель пласта В13 Непской свиты венда и её использование при формировании программы ГРП

В.С. Воробьев, Р.Р. Хуснитдинов, К.В. Зверев, Н.А. Иванова, В.В. Пустыльников, Д.В. Хипели, Л.Н. Шакирзянов

Facies model of the B13 formation of the Nepean vend formation and its use in the formation of the exploration program

Vladimir S. Vorobyov, Rustam R. Khusnitdinov, Konstantin V. Zverev, Natalya A. Ivanova, Valentina V. Pustynnikova, Denis V. Khipeli, Linar N. Shakirzyanov

Петроупругое моделирование как инструмент обоснования возможной ценности сейсмической инверсии на примере месторождения Восточной Сибири

М.А. Васильев, А.А. Гомонов, Д.М. Мануха, Д.В. Козилов

Rock physics modeling as a tool for justification of the possible value of seismic inversion by the example of Eastern Siberia field

Mikhail A. Vasilev, Anton A. Gomonov, Dmitriy M. Makukho, Dmitriy V. Kozikov

Расширение возможностей синхронной инверсии в карбонатах с использованием седиментологического концепта

В.А. Фатеева

Expanding the possibilities of synchronous inversion in carbonates using a sedimentological concept

Veronika A. Fagereva

Фациально-циклический анализ отложений талахского горизонта в рамках построения геологической модели месторождения в восточной части непского свода

О.С. Генераленко, Р.Н. Гайнаншин, К.В. Зверев, В.С. Воробьев, М.А. Васильев

Facial-cyclic analysis of deposits of the Talakh horizon in the framework of construction of a geological model of the field in the Eastern part of the Nepsky swell

Olga S. Generalenko, Rustam N. Gainanshin, Konstantin V. Zverev, Vladimir S. Vorobyov, Mikhail A. Vasilev

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
4 раза в год

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

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

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

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

ТИРАЖ:
200 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 27.09.2023.
Подписано в печать 25.12.2023.
Дата выхода в свет 29.12.2023.

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

КОПИРАЙТ:
© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2023
© Группа компаний «Газпром нефть», 2023
© Научное редактирование статей и верстка
ООО «НЭИКОН ИСП», 2023
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

131

**Методика оценки экономического эффекта от применения
электроразведки на поисковом этапе геолого-разведочных работ**

В.В. Ананьев, О.А. Захарова, И.Г. Долинский, В.Д. Гулин

Methodology for assessing the economic effect from the application of electric survey
at the exploration stage of geological exploration

Victor V. Ananyev, Oksana A. Zakharova, Igor G. Dolinskiy, Vladimir D. Gulin

139

**Проблемы и методы выбора представительного набора реализаций
вероятностной геологической модели (на примере крупного
многопластового месторождения)**

О.А. Попова, А.С. Сидубаев

Problems and methods for selection of a representative realizations set of a probabilistic
geological model (on the example of a large multihorizon field)

Oksana A. Popova, Aleksandr S. Sidubaev

148

**Построение структурной модели геологической среды
на основе данных современной аэрогеофизической съемки
и сейсморазведки МОГТ-2D**

А.В. Колмаков

Construction of a structural model of the geological environment based on modern airborne
geophysical survey and 2D CDPM seismic data

Aleksandr V. Kolmakov

160

**Теоретическое обоснование необходимости повышения ширины
трещины ГРП для ТРИЗ нефти ачимовских отложений**

С.С. Девятаров, А.А. Бастраков, А.А. Корепанов, В.А. Арефьев, Н.Н. Плешанов,
Д.С. Дегтярёв, Н.Г. Квеско

Theoretical basis of frac width increasing for the Achimov tight-oil reserves

Sergey S. Devyataryov, Aleksandr A. Bastrakov, Aleksandr A. Korepanov,
Viktor A. Arefyev, Nikolay N. Pleshanov, Dmitriy S. Degtyarev, Natalia G. Kvesko

169

**Полимерные смолы для получения облегченных
самогенерирующихся пропантов**

А.Л. Зиновьев, Е.Я. Полетыкина, В.Т. Новиков, А.В. Чураков, Д.А. Старицин,
А.А. Карпов, Р.Р. Хусаинов, М.С. Сандыга, Д.А. Толстых

Polymer resins for the production of lightweight self-generating proppants

Alexey L. Zinovyev, Ekaterina Ya. Poletykina, Viktor T. Novikov, Artem V. Churakov,
Dmitry A. Staritsin, Alexey A. Karpov, Radmir R. Khusainov, Mikhail S. Sandyga,
Dmitry A. Tolstykh

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

177

**Повышение качества расчета пористости с использованием
численных методов для оценки плотности флюида по данным
гамма-гамма плотностного каротажа во время бурения**

Р.С. Осипенко

Improving the accuracy of porosity calculation based on numerical methods for estimating
fluid density from gamma-gamma density data

Roman S. Osipenko



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Год назад на страницах «ПРОНЕФТИ» я говорил о стратегической значимости работы в новых зонах frontier геологоразведки, потребности ускорения цифровых и технологических разработок. Все это актуально и сегодня.

Подводя итоги 2023-го, отмечу две тенденции, которые набирают обороты. Череду факторов привела к недоинвестированности геологоразведки по всему миру в масштабах, которые за три года уже можно назвать критичными. При этом эксперты признают, что потребность в энергии продолжает увеличиваться, в первую очередь за счет роста населения Индии, Китая, Юго-Восточной Азии, Африки и Ближнего Востока. Чтобы сохранить энергобаланс, необходимо на самом высоком уровне решать вопрос стимулирования геологоразведки с дополнительным акцентом на разработку трудноизвлекаемых запасов, доля которых в портфелях нефтегазовых компаний становится все более ощутимой.

Вторая тенденция специфична для нашей страны. С учетом изменения географии рынка сбыта о «развороте на восток» мы сегодня системно задумываемся уже на этапе приобретения лицензий и оценки экономической эффективности проекта.

Хорошая новость в том, что портфель «Газпром нефти» максимально дифференцирован и мы были готовы быстро наращивать темпы развития восточносибирских активов. Сейчас внимание сфокусировано на проектах, связанных с изучением участков Чонской группы на границе Якутии и Иркутской области, Оморинского участка в Красноярском крае и двух новых участков в Якутии.

«Чона» — проект, который проложил для нас дорогу в Восточную Сибирь, где мы протестировали множество гипотез, технологий, наработали опыт, обеспечили кратный прирост запасов. Все это сформировало огромный пласт информации, анализ которой позволил создать прочный фундамент будущего. Сегодня «Чона» — большой актив с перспективой направления сырья в Азиатско-Тихоокеанский регион. Оморинский участок — очень интересный объект с возможностью открытия значительных запасов.

На этом мы не останавливаемся. Запустили большую региональную работу, чтобы выбрать перспективные зоны и решить, как действовать дальше. Восточная Сибирь — это сложные геологические условия, минимум инфраструктуры, удаленность — подходить к ее освоению нужно осознанно, планируя серьезные инвестиции. Несмотря на замедление геологоразведки в период турбулентности 2020–2023 гг., мы сделали крупное открытие на Солнечном лицензионном участке в Оренбургской области. Однако сегодня компания готова инвестировать в проекты с более далеким горизонтом, в числе которых — работа с ТриЗ и создание технологий освоения геологически сложных коллекторов Восточной Сибири. Искренне рад тому, что номер журнала посвящен столь важному региону, и благодарю коллектив авторов за большую работу, значимую в масштабах всей отрасли.

Директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-Гео» Юрий Масалкин

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама

ВОЗМОЖНОСТИ СЕЙМОРАЗВЕДКИ 3D В ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ КРАЕВЫХ ЗОН РИФЕЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ (МЕЗОПРОТЕРОЗОЙ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

А.П. Вилесов*, В.А. Фагерева, Р.Р. Хуснитдинов, Д.А. Слущкий

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Салаирская площадь Оморинского лицензионного участка расположена к юго-востоку от Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. В палеоструктурном плане она приурочена к переходной зоне от мелководно-шельфовых рифейских отложений Камовского свода к мощному комплексу заполнения Иркинеевско-Ванаварской интракратонной впадины. В период 2006–2012 годов здесь проводились сейсморазведочные работы 3D и поисково-разведочное бурение.

Целью настоящей работы является представление результатов интерпретации материалов сейсморазведки, полученных в результате переобработки.

Материалы и методы. Для объединения разнородных материалов сейсморазведки 3D, полученных с использованием как взрывных, так и импульсных источников, в 2020 году была выполнена их переобработка в едином графе. Был реализован этап обработки данных во временной области, включая миграцию PrSTM. Используемый граф на основе передовых 3D-технологий и итерационного подхода решил основные задачи проекта во временной области. В результате обработки получен качественный материал, который позволил с высокой степенью детальности охарактеризовать строение краевой зоны рифейских карбонатных платформ и реконструировать историю их развития.

Результаты. На Салаирском участке в интервале между отражающими горизонтами R3 и R4, включающими мадринскую, юрубченскую и куюмбинскую толщи среднего рифея, выделены три секвенции 2-го порядка с последовательным развитием карбонатных платформ. Секвенции хорошо выделяются и прослеживаются во временных сейсмических разрезах благодаря высокой контрастности сейсмической записи.

Заключение. На примере материалов Салаирского участка можно убедиться, что сейсморазведка 3D является хорошим инструментом для изучения морфологии и истории формирования таких сложных и масштабных докембрийских аккумуляционных осадочных тел, как рифейские карбонатные платформы. В краевых зонах рифейских платформ 3D-сейсморазведка позволяет детально проследить осадочные системные тракты, выделить секвентные границы и реконструировать структуру осадочных тел.

Ключевые слова: Сибирский кратон, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, верхний протерозой, карбонатные платформы, рифовое обрамление, сейсморазведка 3D

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Вилесов А.П., Фагерева В.А., Хуснитдинов Р.Р., Слущкий Д.А. Возможности сейсморазведки 3D в изучении строения краевых зон рифейских карбонатных платформ (Мезопротерозой, Восточная Сибирь). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):8–17. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-8-17>

Статья поступила в редакцию 19.07.2023

Принята к публикации 04.09.2023

Опубликована 29.12.2023

3D SEISMIC EXPLORATION OPPORTUNITIES IN STUDYING MARGINS OF RIPHEAN CARBONATE PLATFORMS (MESOPROTEROZOIC, EAST SIBERIA)

Aleksandr P. Vilesov*, Veronika A. Fagereva, Rustam R. Khusnutdinov, Dmitry A. Slutsky

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The Salair part of the Omorinsky license area is located southeast of the Yurubchen-Tokhoma oil and gas condensate field. In paleostructural terms, it is confined to the transition zone from the shallow-shelf Riphean deposits of the Kamo Arch to the powerful deposits of the Irkineeva-Vanavara intracratonic depression. In the period 2006–2012, exploratory drilling and 3D seismic exploration were carried out here.

Aim. The goal of this work is to present the results of interpretation of seismic data obtained from reprocessing.

Materials and methods. The 3D seismic survey produced heterogeneous data using both explosive and pulsed sources. In 2020, reprocessing seismic data was carried out in a single graph. The processing step of seismic data in the time domain was implemented including PrSTM migration. The used graph based on advanced 3D

technologies and an iterative approach made it possible to solve the main problems of the project in the time domain. The quality material was obtained as a result of the performed processing. Update seismic data made it possible to characterize the architecture of the margin of Riphean carbonate platforms with a high degree of detail and reconstruct the history of their development.

Results. Within the Salair part of the Omorinsky license area in the interval between the reflectors R3 and R4, uncluding the Madra, Yurubtchen and Kuyumba Formations of the Middle Riphean, three 2-nd order sequences are identified with the consistent development of carbonate platforms. These sequences are well distinguished and traced in seismic lines due to the high contrast of seismic recording.

Conclusion. Materials from the Salair part of Omorinsky license area demonstrate that modern 3D seismic is an efficient approach for studying the morphology and history of the formation of such complex and large-scale Precambrian sedimentary bodies as Riphean carbonate platforms. The 3D seismic survey makes it possible to outline sedimentary system tracts in detail, identify sequence boundaries and reconstruct the architecture of sedimentary bodies in the margin zones of Riphean carbonate platforms.

Keywords: Siberia Craton, Lena-Tunguska petroleum province, Mesoproterozoic, carbonate platforms, reef rim, 3D seismic

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

For citation: Vilesov A.P., Fagereva V.A., Khusnutdinov R.R., Slutsky D.A. 3D seismic exploration opportunities in studying margins of Riphean carbonate platforms (Mesoproterozoic, East Siberia). PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):8–17. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-8-17>

Manuscript received 19.07.2023

Accepted 04.09.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Рифейские отложения формируют самый древний нефтегазоносный комплекс (НГК) в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [1–3]. Накопление рифея происходило на рифтовом (авлаогенном) этапе развития Сибирского кратона, что отражается в специфике распространения рифейд (рис. 1) и значительной изменчивости их мощностей. Максимальные толщины рифейских отложений (до 8–10 км) приурочены к интракратонным и перикратонным рифтовым прогибам [2, 4–6]. На антеклизях и сводах наблюдается сокращение мощности рифея до 0,5–2,0 км, вплоть до его полного выклинивания. На значительной площади Сибирского кратона рифейские отложения перекрыты осадочными комплексами венда, палеозоя и мезозоя.

До настоящего времени погребенные рифейские отложения характеризуются неравномерной и преимущественно низкой степенью изученности. К наиболее хорошо изученным районам можно отнести Камовский свод Байкитской антеклизы, где в начале 70-х были открыты крупнейшие Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское нефтегазоконденсатные месторождения, которые на сегодня полностью покрыты сейсморазведкой 3D, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением [7–10 и др.].

Накопление рифейских отложений в пределах Сибирского кратона происходило на протяжении почти 1 млрд лет. В вещественном плане толща представлена карбонатными, глинистыми и терригенными породами.

Высока доля пород смешанного состава — глинисто-карбонатных и терригенно-карбонатных. Формирование карбонатных осадков происходило благодаря деятельности бентосной микробиальной фабрики, основу которой представляли цианобактериальные сообщества [11, 12]. В результате жизнедеятельности бентосных микробиальных систем в рифее сформировались микроаркасные карбонатные породы — микробиалиты, — представленные преимущественно разнообразными морфологическими формами

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕКВЕНТНОЙ СТРАТИГРАФИИ И СРР ПРОГНОЗИРУЕТСЯ, ЧТО КОЛЛЕКТОРЫ С НАИЛУЧШИМИ ФЕС БЫЛИ СФОРМИРОВАНЫ В СИСТЕМЕ БАРЬЕРНЫХ ПОСТРОЕК КРАЯ КАРБОНАТНОЙ ПЛАТФОРМЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОСТКЮМБИНСКОГО И ПОСТЮРБУЧЕНСКОГО КАРСТА.

строматолитов [11, 13–15 и др.]. Строматолиты образуют биогермы и биостромы различных размеров и морфологии, рифовые системы карбонатных платформ [11, 16, 17 и др.]. Макроформы карбонатных осадочных тел рифея представлены последовательностью разновозрастных карбонатных платформ [11, 17–19 и др.]. В пределах Байкитской антеклизы к настоящему времени наиболее полно изучено строение внутренних областей платформ, благодаря поисково-разведочному и эксплуатационному бурению на Куюмбинском и Юрубчено-Тохомском месторождениях. В то же время современная сейсморазведка 3D позволяет шагнуть

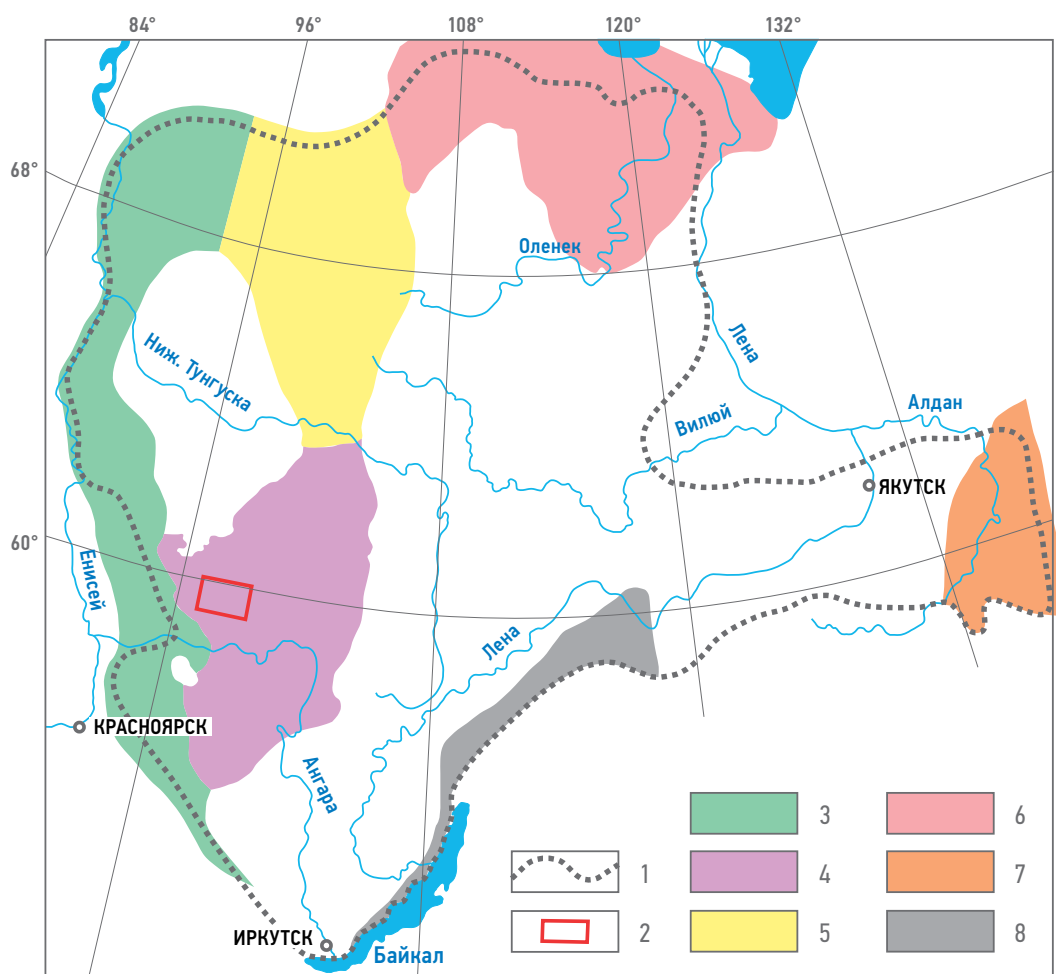


Рис. 1. Схема рифейских осадочных бассейнов Сибирского кратона (по Мельникову и др., 2000 [2] с изменениями). Условные обозначения: 1 — границы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 2 — расположение района исследований; рифейские осадочные бассейны: 3 — Енисейский перикратонный; 4 — Байкитско-Катангский интракратонный; 5 — Котуйский интракратонный; 6 — Анабаро-Оленёкский перикратонный; 7 — Учуро-Майский перикратонный; 8 — Байкало-Патомский перикратонный. Составлено авторами.

Fig. 1. Generalized map of Riphean sedimentary basins of the Siberian Craton (according to Melnikov et al., 2000 [2] with changes). Legend: 1 — border of the Lena-Tunguska oil and gas bearing province; 2 — location of the study area; Riphean sedimentary basins: 3 — Enisey pericratonic basin; 4 — Baikit-Katanga intracratonic basin; 5 — Kotuy intracratonic basin; 6 — Anabar-Olenyok pericratonic basin; 7 — Uchura-Maya pericratonic basin; 8 — Baikal-Patom pericratonic basin. Figure prepared by the authors

далее и восполнить пробел в наших знаниях о строении краевых зон рифейских карбонатных платформ.

В настоящей работе представлены результаты исследований краевой зоны рифейских карбонатных платформ Байкитской антеклизы при помощи сейсморазведки 3D. Цель работы — продемонстрировать возможности сейсморазведки в изучении таких древних аккумулятивных образований и показать, что качественная обработка и интерпретация данных может позволить расшифровать многие детали геологии фациально сложных и неоднородных краевых зон докембрийских карбонатных платформ. Для интерпретации материалов сейсморазведки рифейские отложения Сибирского кратона можно отнести к сложному объекту по причине их значительной тектонической

дислоцированности, изменчивой мощности и высокой фациальной неоднородности. По этой причине полученные результаты представляют значительный интерес для всех специалистов, занимающихся геологией сибирского рифея.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ

Территория исследований расположена к юго-востоку от Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах Салаирской площади Оморинского лицензионного участка «Газпром нефти». В палеоструктурном плане она приурочена к переходной зоне от мелководно-шельфовых рифейских отложений Камовского свода к мощному рифейскому комплексу заполнения

Иркинеевско-Ванаварской впадины Ангаро-Котуйского внутрикратонного рифтового прогиба (**рис. 1**). В период 2013–2015 годов здесь проводились поисково-разведочное бурение и сейсморазведочные работы 3D общим объемом 650 км². В 2020 году для объединения разнородных материалов сеймики 3D, полученных с использованием как взрывных, так и импульсных источников, была выполнена переобработка сейсморазведочных данных 3D в едином графе. Был реализован этап обработки данных во временной области, с попытками минимизировать влияние кратных волн в рифейском интервале. Используемый граф на основе передовых 3D-технологий и итерационного подхода решил основные задачи проекта во временной области. В частности, было достигнуто:

- улучшение частотного и пространственного диапазона данных — разрешенность сейсмического разреза;
- улучшение структурного плана — положение разломов, геологическая детальность, извлекаемая из сейсмических данных;

Дальнейшая оптимизация результата и улучшение возможны на основе анализа полученного данного куба PrSTM-данных (включая дальнейшее использование подавления кратных волн до и после миграции).

В целом полученный сейсмический куб улучшил качество сейсмического материала по сравнению с кубом предыдущей обработки. В результате обработки получен качественный материал, который позволяет с высокой степенью детальности охарактеризовать строение краевой зоны рифейских карбонатных платформ и реконструировать историю их формирования (**рис. 2, 3**).

В данный момент выполняется переобработка данных уже с сохранением рассеянной компоненты для возможности прогноза трещиноватости в целевых объектах рифейского комплекса.

При интерпретации материалов сейсморазведки выполнена корреляция основных отражающих горизонтов (ОГ) камовской серии рифея: R0 — эрозионная поверхность разновозрастных рифейских отложений, R2 — подошва токурской толщи, R3 — подошва копчерской толщи, R4 — подошва мадринской толщи, R5 — подошва рифейского комплекса.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

На Салаирской площади в интервале отражающих горизонтов R3 и R4, включающих мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую толщи среднего рифея (**рис. 2**),

выделены три секвенции 2-го порядка (по Е.М. Хабарову и Вараксиной [12]), с последовательным развитием карбонатных платформ. Так как системные тракты низкого стояния (LST) в секвенциях представлены, судя по характеру волнового поля, терригенно-глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями, а трансгрессивные тракты (TST) — глинистыми и глинисто-карбонатными породами, секвенции хорошо выделяются и прослеживаются во временных разрезах благодаря высокой контрастности сейсмической записи (**рис. 2**). На первой стадии развития (нижне-среднемадринская секвенция 2-го порядка — SQ Mdr₁₋₂) шельфовая осадочная система имела смешанный состав (терригенно-карбонатный) и формировалась с пологим наклоном поверхности дна в направлении глубоководного бассейна Иркинеевско-Ванаварской впадины. Толщины секвенции постепенно сокращаются с запада на восток в сторону впадины (**рис. 4**). На моноклиальном склоне выделяется пояс органогенных построек, не формирующих непрерывного барьера. Платформу нижне-среднемадринского возраста можно типизировать как смешанный рампы. Карбонатный осадочный материал формировался в зонах мелководной части рампы благодаря жизнедеятельности микробных сообществ.

В конце позднемадринского времени при падении уровня моря сформировался клин терригенно-глинистых отложений системного тракта низкого стояния следующей секвенции (верхнемадринско-юрубченской — SQ Mdr₂-Yur) (**рис. 4**). На этом этапе мелководная часть рампы подверглась эрозии, а органогенные постройки — строматолитовые пач-риффы, — карстованию.

На трансгрессивном этапе верхнемадринско-юрубченской секвенции и системном тракте высокого стояния (HST) возобновилось развитие карбонатной платформы. Причем на этапе HST она трансформировалась из рампы в платформу окаймленного типа с выраженной системой краевых рифов (также строматолитовых). Мощность юрубченских отложений максимальна в барьерной зоне, заметно сокращается в забарьерной лагуне платформы и в нижней части склона платформы (**рис. 2, 4**). Фациальная зональность юрубченского времени хорошо проявляется в картах сейсмофаций (**рис. 3а**), на которых отчетливо выделяются структурно-фациальные зоны карбонатной платформы, рифового обрамления и толщи заполнения внутрикратонной впадины.

В начале долгоктинского времени при значительном снижении уровня моря (стадия LST следующей

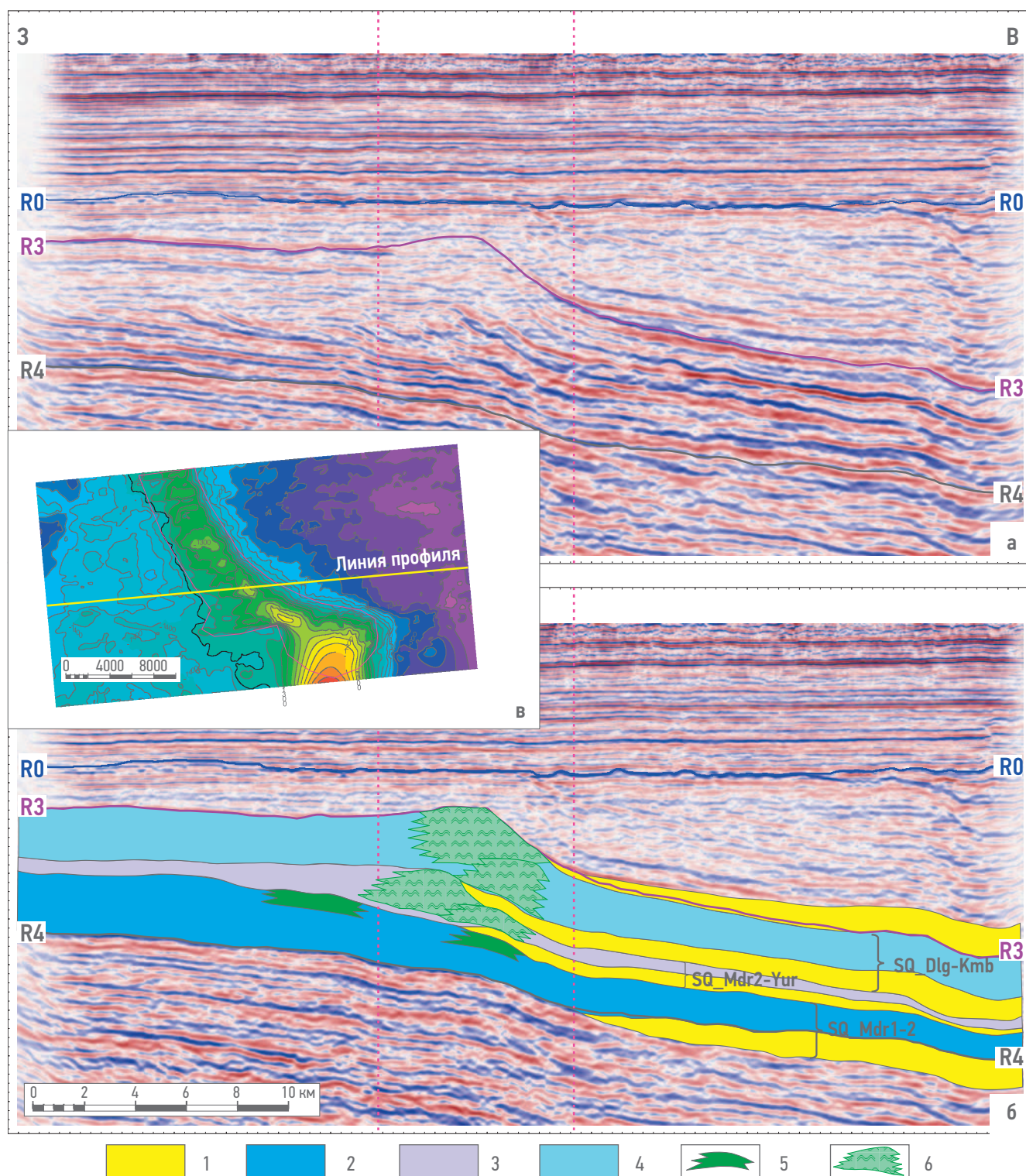


Рис. 2. Строение краевых зон мезопротерозойских карбонатных платформ на юго-востоке Камовского свода: а — субширотный временной разрез в крест простирания краевых частей разновозрастных платформ; б — интерпретация сейсмического профиля в интервале мадринской, юрубченской и куюмбинской толщ рифея; в — структурная карта по отражающему горизонту R3 (подошва копчерской толщи). Условные обозначения: 1 — системные тракты низкого стояния (клинья толщ заполнения); 2 — терригенно-карбонатный рамп мадринского возраста; 3 — окаймленная юрубченская карбонатная платформа и одновозрастные ей отложения интракратонной впадины; 4 — окаймленная куюмбинская карбонатная платформа и одновозрастные ей отложения интракратонной впадины; 5 — пач-риффы мадринской толщи; 6 — барьерные рифы юрубченского и куюмбинского возраста. Составлено авторами

Fig. 2. Architecture of edge zones of the Mesoproterozoic carbonate platforms in the southeast of the Kamo Arch: а — sub-latitudinal seismic line across platform margins of different ages; б — interpretation of the seismic line in the stratigraphic interval of the Madra, Yurubtchen and Kuyumba Formations of the Riphean Group; в — present-structure map of R3 reflector (= the bottom of the Koptchera Formation). Legend: 1 — lowstand systems tracts (lowstand wedges); 2 — terrigenous-carbonate ramp of the Madra Formation; 3 — rimmed carbonate platforms of the Yurubtchen Formations and even-aged deposits of the intracratonic depression; 4 — rimmed carbonate platforms of the Kuyumba Formations and even-aged deposits of the intracratonic depression; 5 — patch reefs of the Madra Formation; 6 — barrier reefs of the Yurubtchen and Kuyumba Formations.

Figure prepared by the authors

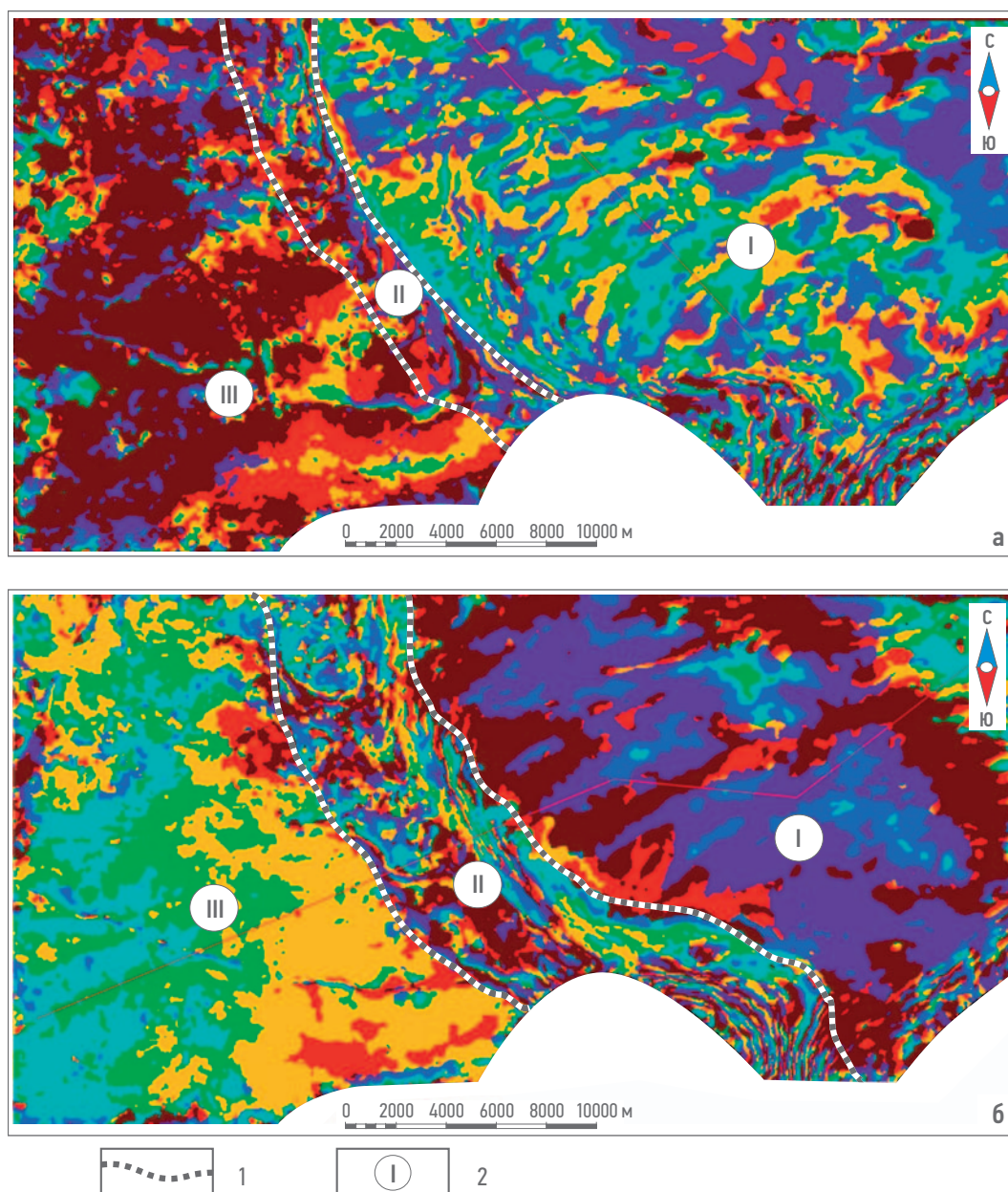


Рис. 3. Карты сейсмофаций рифейского комплекса: а — в окне отражающий горизонт Rjrb — 50 мс (юрубченская толща); б — в окне отражающий горизонт R3 +120 мс (копчерская и куюмбинская толщи). Условные обозначения: 1 — границы сейсмофациальных зон; 2 — сейсмофациальные зоны (I — интракратонная впадина с конденсированными отложениями; II — рифовое обрамление карбонатной платформы; III — внутренняя область карбонатной платформы). Составлено авторами

Fig. 3. Seismic facies maps of the Riphean strata: а — in the Rjrb reflector section -50 ms (Yurubtchen Formation); б — In the R3 reflector section +120 ms (Koptchera and Kuyumba Formations). Legend: 1 — boundaries of seismic facies zones; 2 — different seismic facies zones (I — intracratonic depression with condensed deposits; II — reef margin of the carbonate platform; III — internal area of the carbonate platform). Figure prepared by the authors

секвенции — долгоктинско-куюмбинской, SQ Dlg-Kmb) поверхность юрубченской карбонатной платформы была выведена в условия субаэральной экспозиции и подверглась карсту, а на ее склоне накопились терригенно-глинистые осадки клина низкого стояния (рис. 4). Силикокластический материал поступал с размываемых выступов фундамента и мелководных терригенно-карбонатных юрубченских отложений. При подъеме уровня моря

в позднедолгоктинско-раннекуюмбинское время развитие платформы было возобновлено, однако система барьерных построек оказалась заметно смещена в сторону бассейна за счет проградации бортовой зоны в сторону впадины, что хорошо видно на сейсмических профилях (рис. 2). На стадии HST куюмбинская карбонатная платформа продолжала формироваться как платформа окаймленного типа. В ее бортовой зоне при анализе временных разрезов хорошо

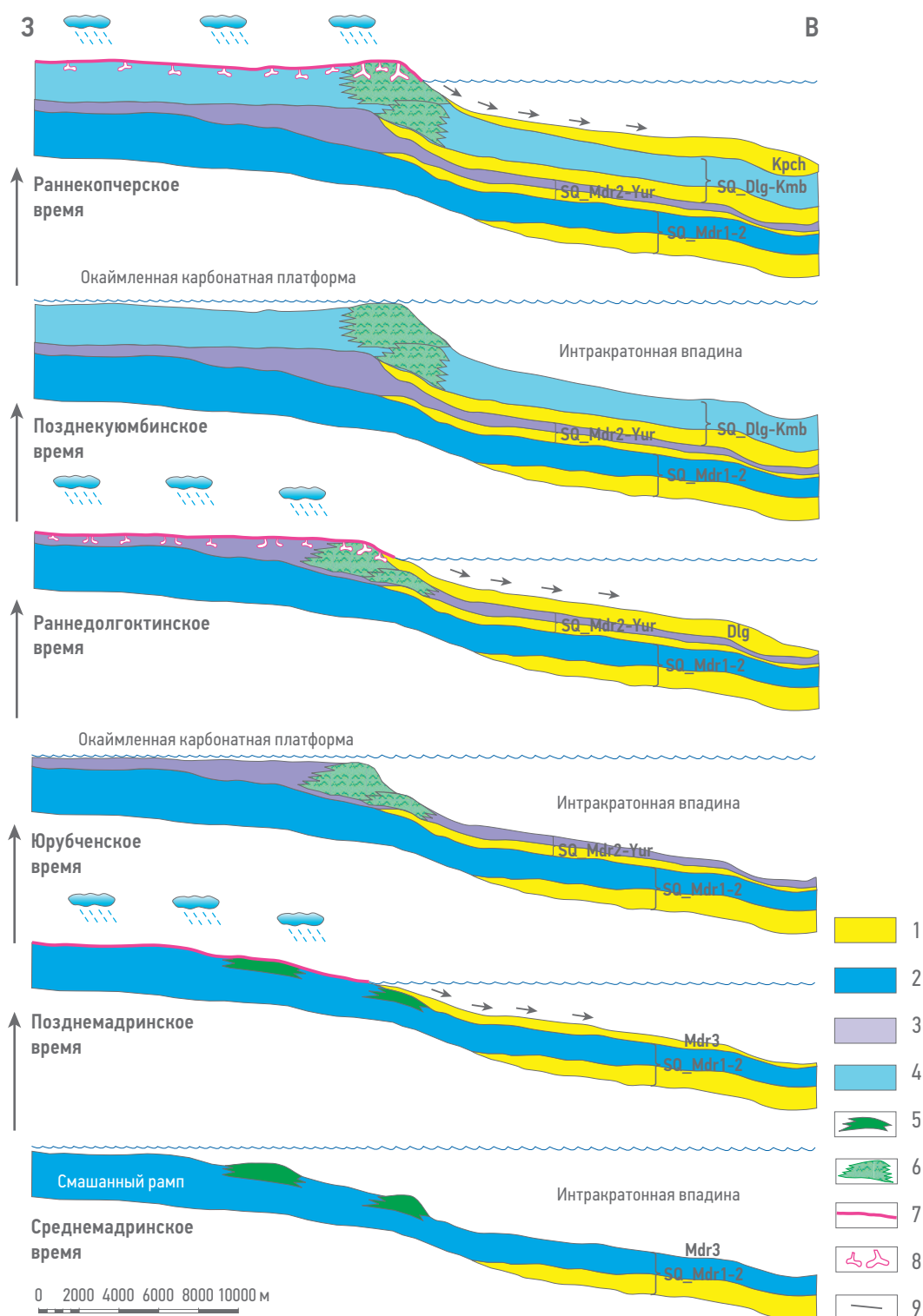


Рис. 4. Этапы развития краевой зоны рифейских карбонатных платформ на юго-востоке Камовского свода с мадринского по раннекопчерское время. Условные обозначения: 1 — системные тракты низкого стояния; 2 — терригенно-карбонатный рамп мадринского возраста; 3 — окаймленная юрубченская карбонатная платформа и одновозрастные ей отложения интракратонной впадины; 4 — окаймленная куюмбинская карбонатная платформа и одновозрастные ей отложения интракратонной впадины; 5 — пач-риффы мадринского возраста; 6 — барьерные рифы юрубченского и куюмбинского возраста; 7 — поверхности продолжительной субаэральной экспозиции; 8 — поверхностный и подповерхностный карст; 9 — направление сноса кластического и глинистого материала. Рисунок представляет интерпретацию А.П. Вилесова

Fig. 4. Stages of development of margins of the Riphean carbonate platforms in the southeast of the Kamo Arch from Madrian to Early Kopcherian time. Legend: 1 — lowstand systems tracts (lowstand wedges); 2 — terrigenous-carbonate ramp of the Madra Formation; 3 — rimmed carbonate platforms of the Yurubchen Formations and even-aged deposits of the intracratonic depression; 4 — rimmed carbonate platforms of the Kuyumba Formations and even-aged deposits of the intracratonic depression; 5 — patch reefs of the Madra Formation; 6 — barrier reefs of the Yurubchen and Kuyumba Formations; 7 — surfaces of long-term subaerial exposure; 8 — surface and subsurface karst; 9 — flow direction of clastic and clay material. This figure is an original interpretation by Aleksandr P. Vilesov

проявляются массивные барьерные рифовые постройки (Салаирская система барьерных рифов). Фациальная зональность куюмбинского времени выразительно проявляется в картах сейсмофаций (рис. 36): отчетливо выделяются структурно-фациальные зоны мелководной забарьерной зоны карбонатной платформы, рифового обрамления и глубоко-водной внутрикратонной впадины. Толщина куюмбинской карбонатной платформы достигает максимальных мощностей. По материалам сейсморазведки долгоктинско-куюмбинская секвенция 2-го порядка может быть разделена на две секвенции 3-го порядка. В начале копчерского времени произошло значительное снижение относительного уровня моря (LST) и вся поверхность карбонатной платформы куюмбинского возраста подверглась процессам эрозии и карста (рис. 4). На временных разрезах по поверхности платформы фиксируются клиновидные аномалии, которые могут быть проинтерпретированы как крупные зоны раннекопчерского карста. На склоне платформы начали накапливаться отложения клина низкого стояния, представленные терригенно-глинистыми отложениями нижней части копчерской свиты. Позднее, на этапе позднекопчерской трансгрессии (TST), закарстованная поверхность куюмбинской карбонатной платформы и ее частично эродированная бортовая зона были перекрыты глинистыми и глинисто-карбонатными осадками, карбонатная

седиментация была значительно подавлена [12]. Наиболее вероятно, что в результате процессов карстования и гравитационных деформаций в постюрбченское и посткуюмбинское время породы коллекторы с наилучшими ФЕС были сформированы в системе барьерных построек края карбонатной платформы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На примере материалов Салаирской площади Оморинского лицензионного участка можно убедиться, что сейсморазведка 3D является мощным инструментом для изучения морфологии и истории формирования таких сложных и масштабных докембрийских аккумуляционных осадочных тел, как рифейские карбонатные платформы. В краевых зонах рифейских платформ 3D-сейсморазведка позволяет детально проследить осадочные системные тракты, выделить секвентные границы разного порядка и реконструировать структуру секвенций. В свою очередь, секвентная стратиграфия представляет современный метод прогноза распространения пород-коллекторов в пределах карбонатных платформ [20]. Тесная интеграция сейсморазведки 3D и секвентной стратиграфии являются залогом повышения эффективности геологоразведочных работ на рифейском НГК Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Список литературы

1. Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Дмитриевский С.А. и др. Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2000. — 104 с.
2. Мельников Н.В., Яшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Гео, 2005. — 428 с.
3. Клецев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. — 720 с.
4. Хоментовский В.В. Неопротерозой севера Сибирского кратона // Геология и геофизика, 2006. — Т. 47. — № 7. — С. 865–880.
5. Филипов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы — основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 2009. — № 6. — С. 40–56.
6. Филипов Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2011. — № 4. — С. 30–47.
7. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции. М.: Научный мир, 2011. — 420 с.
8. Кутунова Н.М., Бирин Е.М., Малахов Р.А., Афанасьев И.С., Постникова О.В., Рахматуллина А.Х. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2012. — № 11. — С. 4–7.
9. Вахромеев А.Г., Данилова Е.М., Разяпов Р.К., Иванишин В.М., Сираев Р.У. Аномально проницаемый «трещинно-жильный» и «карстово-жильный» карбонатный коллектор в рифее Юрубчено-Тохомского нефтегазоносного месторождения (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014. — № 4. — С. 49–60.
10. Тихонова К.А., Козяев А.А., Назаров Д.В., Квачко С.К., Губина Е.А., Кутунова Н.М. Мультидисциплинарный подход к выделению и прогнозированию высокоемких кавернозных зон в рифейском коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2020. — № 12. — С. 74–79. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-74-79>
11. Хабаров Е.М. Карбонатная седиментация в мезопротерозойских бассейнах юга Восточной Сибири и некоторые вопросы эволюции рифообразования в докембрии // Геология и геофизика, 2011. — Т. 52. — № 10. — С. 1447–1465.
12. Хабаров Е.М., Вараксина И.В. Строение и обстановки формирования мезопротерозойских нефтегазоносных карбонатных комплексов запада Сибирского кратона // Геология и геофизика, 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 1173–1198.
13. Серебрянов С.Н. Особенности формирования и размещения рифейских строматолитов Сибири. М.: Наука, 1975. — 160 с.
14. Баранова Д.В., Петров П.Ю. Организмы-рифостроители в докембрии: свита буровой Туруханского поднятия Сибири // Доклады Академии наук, 2000. — Т. 374. — № 6. — С. 798–802.

15. Вараксина ИВ, Хабаров ЕМ. Микроструктуры, литологические ассоциации и условия образования рифейских строматолитов Байкинской антеклизы (запад Сибирской платформы) // Литосфера, 2007. — № 4. — С. 59–72.
16. Хабаров ЕМ. Позднепротерозойские рифы и рифоподобные постройки юга Восточной Сибири // Геология и геофизика, 1999. — Т. 40. — № 8. — С. 1149–1169.
17. Петров ПЮ, Семикатов МА. Верхнерифейский строматолитовый рифовый комплекс: свита буровая Туруханского района Сибири // Литология и полезные ископаемые, 1998. — № 6. — С. 604–628.
18. Петров ПЮ, Семикатов МА. Специфика формирования верхнерифейского терригенно-карбонатного строматолитового шельфа: деревнинская свита Туруханского поднятия Сибири и ее аналоги // Стратиграфия. Геол. корреляция, 2005. — Т. 13. — № 3. — С. 26–52.
19. Петров ПЮ, Семикатов МА. Закономерности развития рифейских карбонатных платформ: шорихинская свита Туруханского поднятия Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2009. — Т. 17. — № 5. — С. 3–19.
20. Moore C.H., Wade W.J. Carbonate reservoirs porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Amsterdam, Netherlands; Oxford, England: Elsevier, 2013. — 389 p.

References

1. Kuznetsov V.G., Iluhin L.N., Postnikova O.V. et al. *Ancient Carbonate Series of Eastern Siberia and their Oil and Gas Bearing. Scientific World*. Moscow, 2000, 104 p. (In Russ.).
2. Mel'nikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B. et al. *Stratigraphy of oil and gas basins of the Siberia. Riphean and Vendian of Siberian Platform and its plaited border*. Novosibirsk: Geo. 2005, 428 p. (In Russ.).
3. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Oil and Gas Fields of Russia. Reference guide in two books. The second book. Asian part of Russia*. Moscow, 2010, 720 p. (In Russ.).
4. Khomentovsky V.V. The neoproterozoic of the northern Siberian craton. *Russian Geology and Geophysics*. 2006, v. 47, no. 7, pp. 865–880.
5. Filiptsov Yu.A., Staroseltsov V.S. Riphean troughs — the major oil and gas sources in western part of Siberian platform. *Oil and gas geology*, 2009, no. 6, p. 40–56 (In Russ.).
6. Filiptsov Yu.A. Geological structure of Riphean troughs in the western part of Siberian platform. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2011, №4, pp. 30–47 (In Russ.).
7. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I. *Oil and gas of precambrian formations of the Eastern Siberia using the example of the Kuyumba-Yurubchen-Tokhomo oil and gas accumulation halo*. Moscow: Nautchny mir, 2011, 420 p. (In Russ.).
8. Kutukova N.M., Birun E.M., Malakhov R.A., Afanasiev I.S., Postnikova O.V., Rakhmatullina A.S. The conceptual model of riphean carbonate reservoir in Yurubcheno-Tokhomskeye field. *Oil industry*. 2012, no. 11, pp. 4–7 (In Russ.).
9. Vakhromeev A.G., Danilova E.M., Razyapov R.K., Ivanishin V.M., Siraev R.U. Anomalously-permeable fractured vein and karst vein carbonate reservoir in Riphean of the Yurubchen-Tokhomo petroleum field (by field-geological data of horizontal drilling). *Geology and mineral resources of Siberia*. 2014, no. 4, pp. 49–60 (In Russ.).
10. Tihoniva K.A., Kozaev A.A., Nazarov D.V., Kvachko S.K., Gubina E.A., Kutukova N.M. Multi-disciplinary approach for identifying and forecasting high-porosity vuggy zones in the Riphean reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskeye field. *Oil industry*. 2020, no. 12, pp. 74–79 (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-74-79>
11. Khabarov E.M. Carbonate sedimentation in the meso-neoproterozoic basins in southern East Siberia and some problems of evolution of reef formation in the Precambrian. *Russian Geology and Geophysics*. 2011, v. 52, no. 10, pp. 1140–1153.
12. Khabarov E.M., Varaksina I.V. The structure and depositional environments of mesoproterozoic petroliferous carbonate complexes in the western part of the Siberian craton. *Russian Geology and Geophysics*. 2011, no. 8, pp. 923–944.
13. Serebryakov S.N. *Peculiarities of formation and location of riphean Siberian stromatolites*. Moscow: Nauka, 1975, 176 p. (In Russ.).
14. Baranova D.V., Petrov P.Yu. Reef-building organisms from the precambrian Burovaya formation of the Turukhansk uplift, Siberia. *Doklady Earth Sciences*. 2000, v. 375, pp. 1215–1218.
15. Varaksina I.V., Khabarov E.M. Microstructures, lithologic associations and genesis of riphean stromatolites of the Baikite antecline (Western of Siberian platform). *Lithosphere*. 2007, no. 4, pp. 59–72 (In Russ.).
16. Khabarov E.M. Late Proterozoic reefs and reef-like builds of southern Eastern Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 1999, v. 40, no. 8, pp. 1149–1169.
17. Petrov P.Yu., Semikhatov M.A. The Upper Riphean stromatolitic reefal complex: Burovaya formation of the Turukhansk region, Siberia. *Lithology and Mineral Resources*. 1998, no. 6, p. 539–560.
18. Petrov P.Yu., Semikhatov M.A. Specific development of the late riphean siliciclastic-carbonate shelf: the Derevnya formation of the Turukhansk uplift, Siberia, and lithostratigraphic equivalents. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2005, v. 13, no. 3, pp. 242–265.
19. Petrov P.Yu., Semikhatov M.A. Platforms: Shorikha formation of the Turukhansk uplift, Siberia. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2009, v. 17, no. 5, pp. 461–475.
20. Moore C.H., Wade W.J. *Carbonate reservoirs porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework*. Amsterdam, Netherlands; Oxford, England: Elsevir, 2013, 389 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.П. Вилесов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Фегерева — разработала концепцию статьи, подготовила текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr P. Vilesov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Veronika A. Fagereva — developed the article concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Р.Р. Хуснитдинов — выполнил редакцию текста по разделам статьи и подрисочных подписей, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.А. Слуцкий — выполнил редакцию текста по отдельным разделам статьи, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Rustam R. Khusnitdinov — edited sections of the article and captions to pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry A. Slutskiy — edited some sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Петрович Вилесов* — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 7589-6500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>
Scopus Author ID: 57198131907

Вероника Александровна Фагерева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

Рустам Рафаилович Хуснитдинов — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 4503-8846
Scopus Author ID: 56358756600

Дмитрий Анатольевич Слуцкий — заместитель руководителя программы проектов Восточной Сибири по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 5374-4518

Aleksandr P. Vilesov* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 7589-6500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>
Scopus Author ID: 57198131907

Veronika A. Fagereva — Leading geophysicist, Gazprom нефт company group
SPIN-code: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

Rustam R. Khusnitdinov — Product manager, Gazprom нефт company group
SPIN-code: 4503-8846
Scopus Author ID: 56358756600

Dmitry A. Slutskiy — Deputy head of the Eastern Siberia Project program on geology and development, Gazprom нефт company group
SPIN-code: 5374-4518

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2023



<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-18-24>

ПОВЫШЕНИЕ ПРОГНОЗНОЙ СПОСОБНОСТИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА В5 ЗА СЧЕТ УТОЧНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

А.А. Гомонов*, А.А. Марков, А.Н. Ланин

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

В статье представлены результаты актуализации геолого-гидродинамической модели пласта В5.

Цель работы заключалась в улучшении прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и показателей разработки по геолого-гидродинамической модели.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использовались опорные скважины с керном и данными геофизических исследований скважин (ГИС). По данным керна выявлена корреляция между абсолютной проницаемостью и гранулометрическим составом пород. В качестве параметра ГИС, отвечающего за гранулометрию, использовался двойной разностный параметр гамма-каротажа. Модель зависимости «пористость–проницаемость» принята по концепции связанности порового пространства (НСПП).

Результаты. Уточненная зависимость расчета проницаемости успешно применена в геолого-гидродинамическом моделировании. По результатам адаптации скважин наблюдается уменьшение дисперсии множителей проницаемости.

Заключение. Полученные результаты работ подтверждают значительное улучшение прогноза гидродинамической модели при использовании данного подхода.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, вендские отложения, терригенный коллектор, пласт В5

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гомонов А.А., Марков А.А., Ланин А.Н. Повышение прогнозной способности геолого-гидродинамической модели пласта В5 за счет уточнения проницаемости по концепции связанности порового пространства. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):18–24. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-18-24>

Статья поступила в редакцию 09.08.2023

Принята к публикации 04.09.2023

Опубликована 29.12.2023

INCREASING THE PREDICTIVE ABILITY OF THE GEOLOGICAL-HYDRODYNAMIC MODEL OF THE B5 FORMATION BY CLARIFYING PERMEABILITY USING THE CONCEPT OF PORE SPACE CONNECTEDNESS

Anton A. Gomonov*, Anatoliy A. Markov, Andrey N. Lanin

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The article presents the results of updating the geological and hydrodynamic model of the V5 formation.

The aim of the work was to improve the forecast of filtration and reservoir properties and development indicators using a geological and hydrodynamic models.

Materials and methods. Reference wells with core and well logging were used as initial data. According to core data, a correlation between absolute permeability and the granulometric composition of rocks was revealed. The double growth parameter of gamma ray logging was used as a parameter responsible for granulometry. The model of the porosity-permeability relationship is adopted according to the concept of pore space connectedness.

Results. The refined dependence of permeability calculation was successfully applied in geological and hydrodynamic modeling. Based on the results of well adaptation, a decrease in the dispersion of permeability multipliers is observed.

Conclusion. The obtained results confirm a significant improvement in the prediction of the hydrodynamic model when using this approach.

Keywords: East-Siberia, Vendian deposits, terrigenous reservoirs, formation V5

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

For citation: Gomonov A.A., Markov A.A., Lanin A.N. Increasing the predictive ability of the geological-hydrodynamic model of the B5 formation by clarifying permeability using the concept of pore space connectedness. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):18–24. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-18-24>

Manuscript received 09.08.2023

Accepted 04.09.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Уникальное по запасам Чаяндинское месторождение располагается в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской НГП. На текущий момент добыча нефти производится из наиболее богатого пласта B5.

ЦЕЛЬ

Вендские отложения Восточной Сибири характеризуются пестрым литолого-минералогическим составом, представлены песчаниками, осложненными вторичными преобразованиями (галитизация, ангидритизация, карбонатизация), алевролитами и глинами [1]. Такие условия сильно осложняют прогнозирование проницаемости классическими подходами и дебиты скважин при гидродинамическом моделировании.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Методическим стандартом принято использование зависимости «пористость–проницаемость» для всего «облака точек»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОЗВОЛЯЕТ ЛУЧШЕ ПРОГНОЗИРОВАТЬ ПРОДУКТИВНОСТЬ И ДИНАМИКУ ПРОРЫВА ГАЗА, А СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ КОРРЕКТИРУЮЩИХ МНОЖИТЕЛЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ БЛИЗКО К 1.

(рис. 1) или отдельно по фациям. Однако такой подход не всегда приводит к желаемым результатам. Данная проблема встала перед авторами на одном из месторождений Непско-Ботуобинской НГО в пласте B5 [2]. В качестве отправной точки для повышения точности прогноза проницаемости

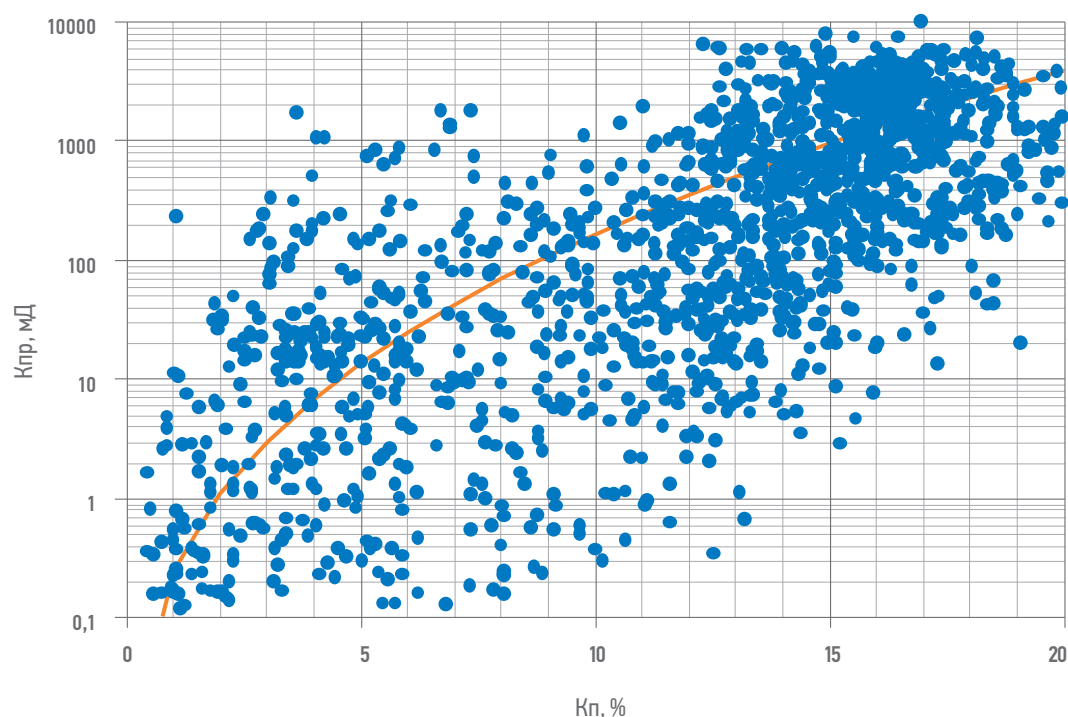


Рис. 1. Сопоставление пористости и проницаемости для пласта B5. Зависимость $K_{пр} = \exp(5,6 * K_n^{0,335} - 7)$. Составлено авторами

Fig. 1. Comparison of porosity and permeability for V5 formation. Equation: $Perm = \exp(5,6 * POR^{0,335} - 7)$. Prepared by the authors

пласта В5 авторами была взята разработанная и апробированная на месторождениях Западной Сибири концепция связанности порового пространств [3].

$$K_{пр} = \exp(A * K_n^F - Sf),$$

где $K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, мД; K_n — коэффициент пористости, %; A и F — эмпирические коэффициенты; Sf — структурный фактор, отражающий степень связанности порового пространства.

При этом для коллекторов Западной Сибири уточняющий параметр Sf принимался в большинстве случаев на основе фациального анализа керна и выделения электрофаций по ПС и ГК, каждой фации соответствовало отдельное значение Sf . Сложность геологического строения отложений Восточной Сибири обуславливает высокие неопределенности при использовании электрофациального анализа ГИС. Таким образом, возникла

необходимость поиска нового параметра для оценки Sf .

РЕЗУЛЬТАТЫ

При анализе керна авторами выявлена корреляция между абсолютной проницаемостью и гранулометрическим составом пород (рис. 2). В качестве параметра ГИС, отвечающего за гранулометрию, использовался двойной разностный параметр ГК (ДГК). Такой подход позволил перейти от дискретного расчета Sf и коэффициента проницаемости по фациям к непрерывному, с использованием данных каротажа (рис. 3).

При сопоставлении получаемых при интерпретации ГИС проницаемостей и керновой проницаемости отмечается улучшение схожести (рис. 4). Наибольшее улучшение наблюдается в интервале значений 100–5000 мД в варианте с использованием методики КСПП.

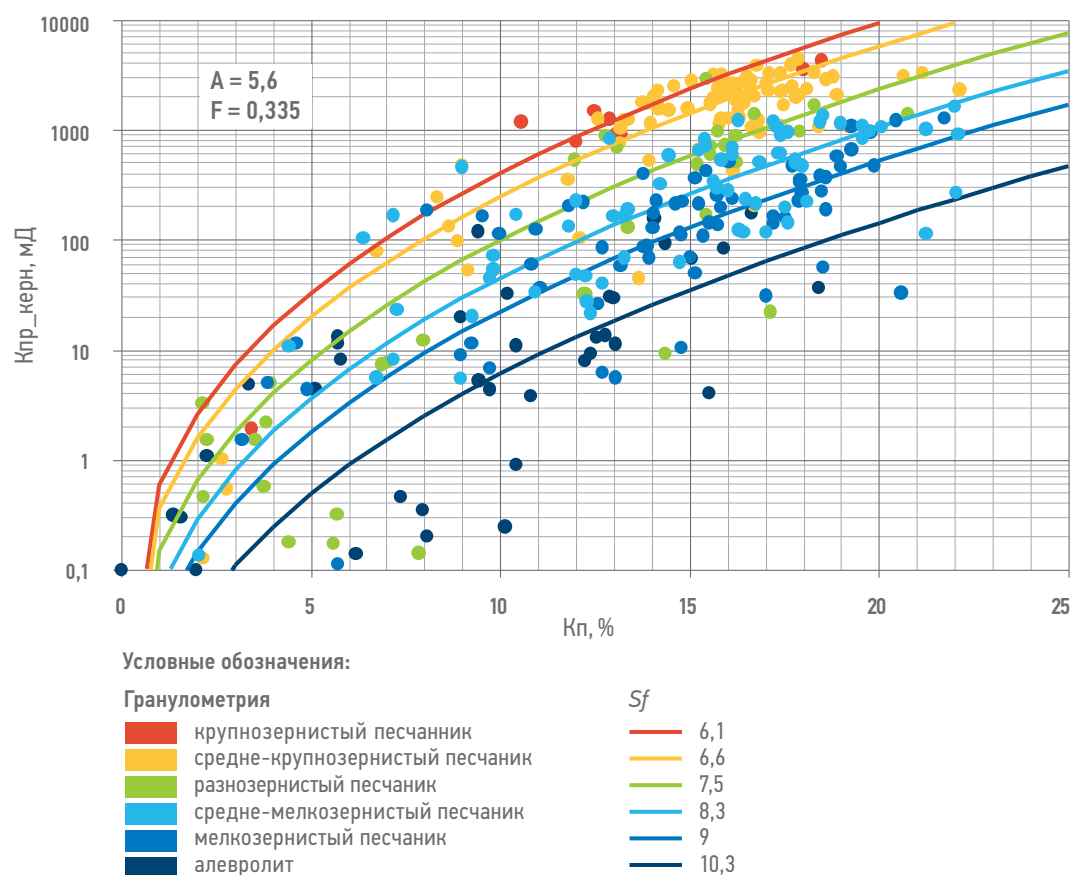
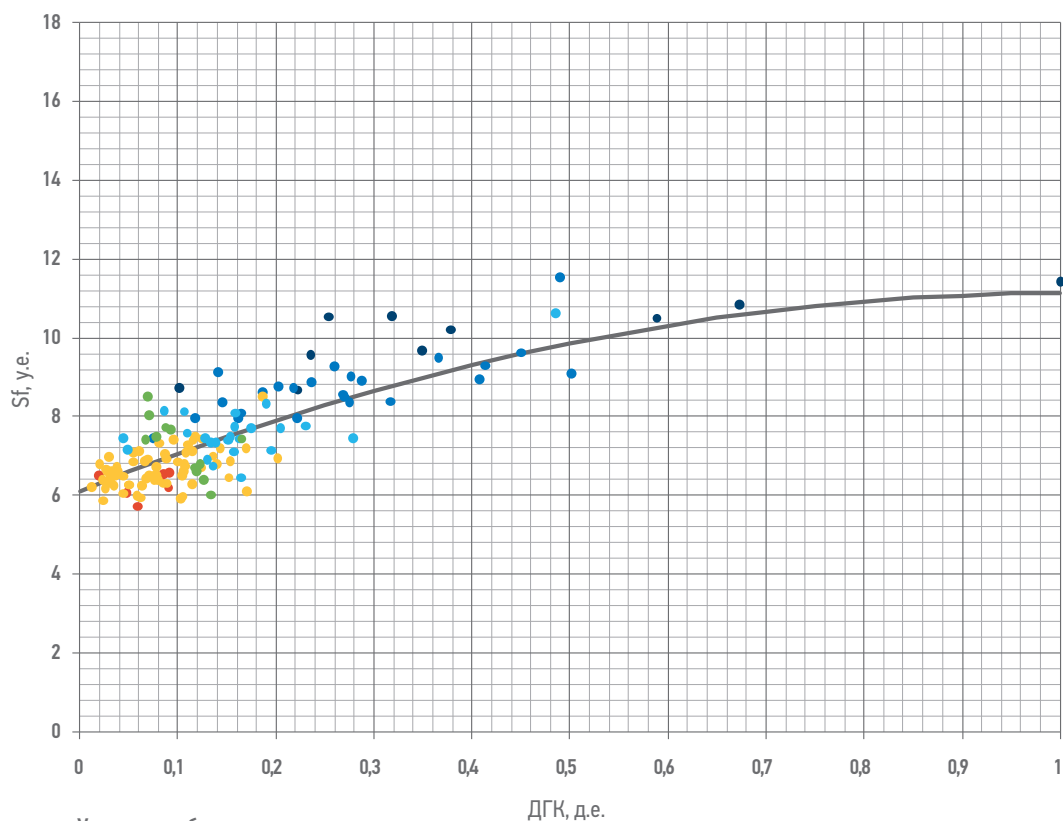


Рис. 2. Сопоставление пористости, проницаемости и результатов гранулометрического анализа. Цветом: красный — крупнозернистый песчаник; желтый — средне-крупнозернистый песчаник; зеленый — разнозернистый песчаник; голубой — средне-мелкозернистый песчаник; синий — мелкозернистый песчаник; темно-синий — алевролит. Линиями показаны зависимости при фиксированном значении Sf (цветом: красный — 6,1; желтый — 6,6; зеленый — 7,5; голубой — 8,3; синий — 9; темно-синий — 10,3). Составлено авторами

Fig. 2. Comparison of porosity, permeability and results of granulometric analysis. Colour: red — coarse sandstone; yellow — medium-coarse-grained sandstone; green — mixed-grained sandstone; light blue — medium-fine-grained sandstone; blue — fine-grained sandstone; dark blue — siltstone. The lines show the dependences at a fixed value of Sf (Colour: red — 6.1; yellow — 6.6; green — 7.5; light blue — 8.3; blue — 9; dark blue — 10.3). Prepared by the authors



Условные обозначения:

Гранулометрия

- | | |
|---------------------------------|--------------------------------|
| крупнозернистый песчаник | средне-мелкозернистый песчаник |
| средне-крупнозернистый песчаник | мелкозернистый песчаник |
| разнозернистый песчаник | алевролит |

Рис. 3. Сопоставление кривой ДГК и S_f по керновым данным. Цветом: красный — крупнозернистый песчаник; желтый — средне-крупнозернистый песчаник; зеленый — разнозернистый песчаник; голубой — средне-мелкозернистый песчаник; синий — мелкозернистый песчаник; темно-синий — алевролит. Зависимость:

$$S_f = -4,92 \cdot DГК^2 + 9,94 \cdot DГК + 6,1.$$

Fig. 3. Comparison of DGR and S_f . Colour: red — coarse sandstone; yellow — medium-coarse-grained sandstone; green — mixed-grained sandstone; light blue — medium-fine-grained sandstone; blue — fine-grained sandstone; dark blue — siltstone. Equation: $S_f = -4.92 \cdot DGR^2 + 9.94 \cdot DGR + 6.1$. Prepared by the authors

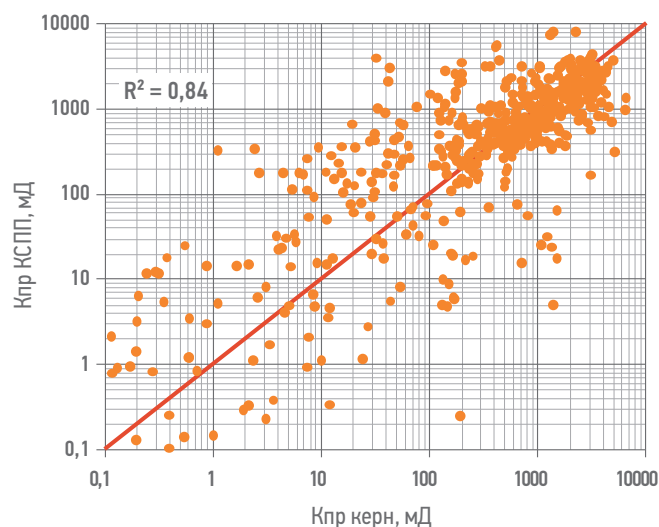
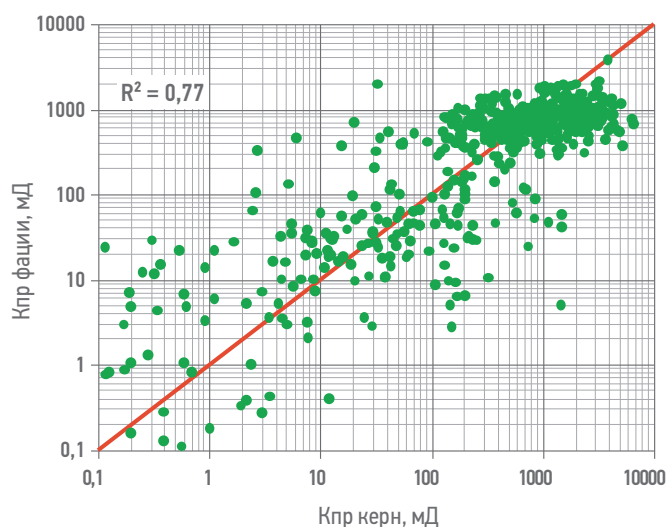


Рис. 4. Сопоставление коэффициентов проницаемости по ГИС и по керну с использованием фаций (левая) и КСПП (правая). Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of permeability coefficients from well logging interpretation and from core analysis. Left — facial model; right — CPSC. Prepared by the authors

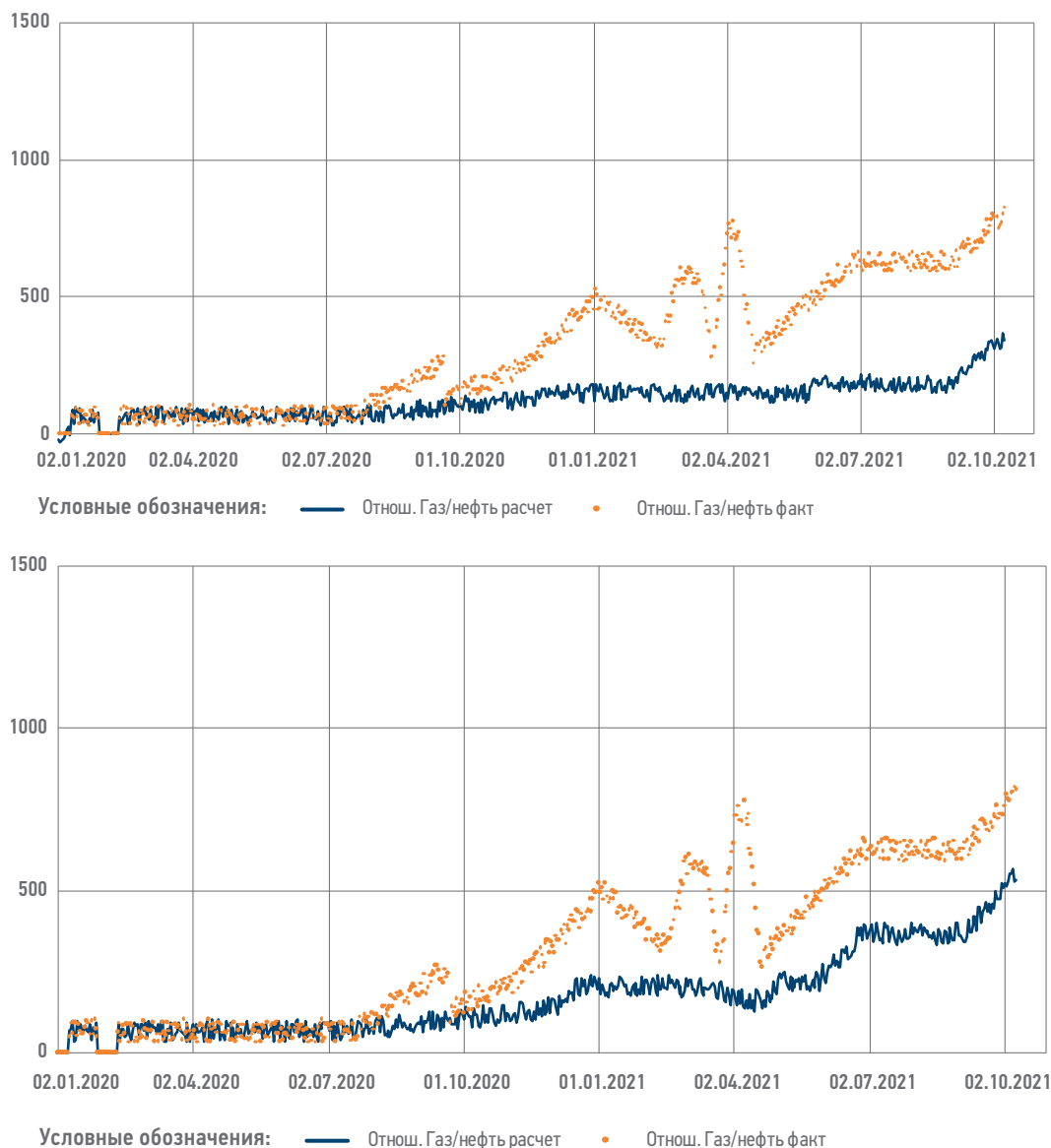


Рис. 5. Соотношение фактических и расчетных данных по динамике прорывного газа при использовании проницаемости: верхний — по фациальной модели; нижний — по КСПП. Составлено авторами
Fig. 5. Comparison of actual and calculated data on the dynamics of breakthrough gas using permeability. Top — facial model; bottom — CPSC. Prepared by the authors

В геологической модели кривая ДГК, используемая при расчете проницаемости, интерполировалась методом кригинга по скважинным данным.

Использование КСПП при моделировании проницаемости позволило лучше прогнозировать продуктивность, что подтверждается настройкой ГДМ на опробования и историю эксплуатации скважин (рис. 5). Среднее значение корректирующих множителей проницаемости с использованием КСПП близко к 1 (рис. 6), в то время как для проницаемости, заданной по фациальной модели, вводились понижающие множители со средним значением 0,75. Помимо продуктивности использование КСПП показало лучшую сходимость прогнозной и исторической динамики прорыва газа газовой шапки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов исследования гранулометрического состава показал хорошую связь проницаемости и размерности зерен. Методика КСПП позволила перейти от дискретного расчета проницаемости к непрерывному, используя параметр ДГК, отвечающий за гранулометрию. Использование КСПП при моделировании проницаемости позволило лучше прогнозировать продуктивность и динамику прорыва газа.

Подтверждено влияние гранулометрии на коэффициент проницаемости по керновым данным. С помощью КСПП удалось описать пористость, проницаемость и гранулометрию общей зависимостью, применив дополнительный параметр S_f . Связь

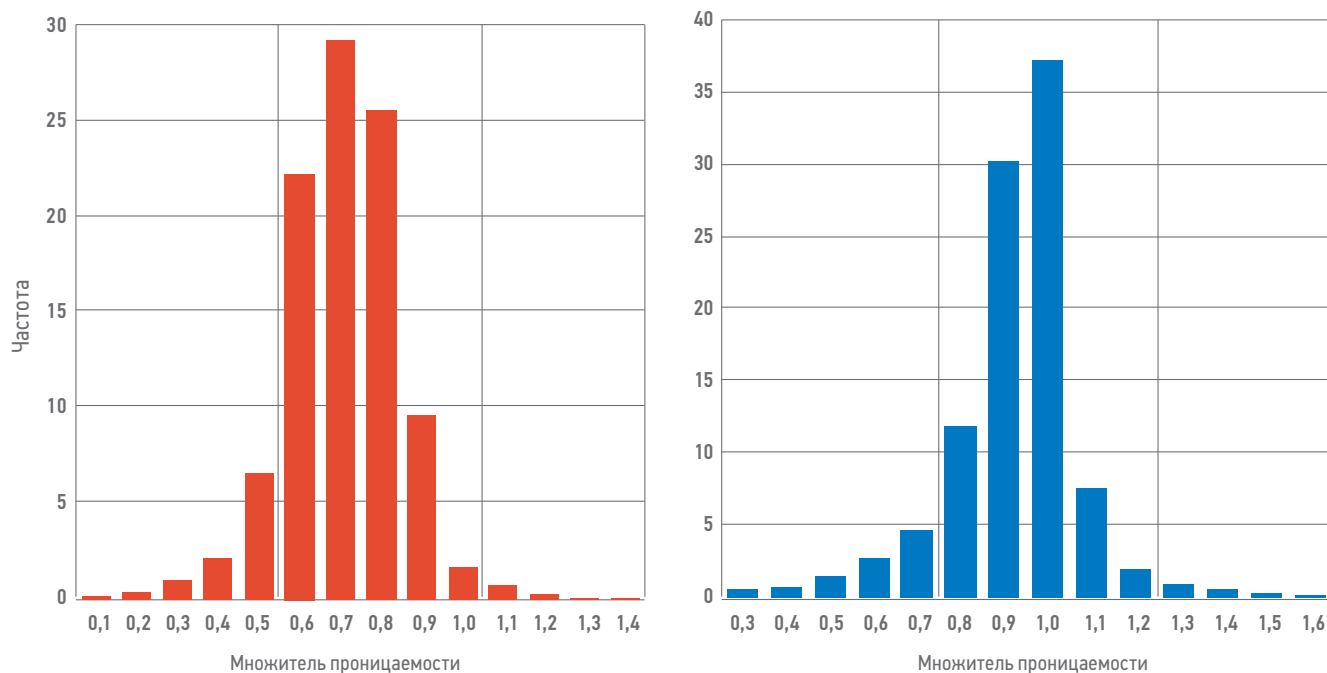


Рис. 6. Распределения множителей проницаемости после адаптации ГДМ. Левая — фациальная модель; правая — КСПП. Составлено авторами
Fig. 6. Distributions of permeability multipliers after HDM adaptation. Left — facial model; right — CPSC. Prepared by the authors

ДГК с гранулометрией позволила перейти от дискретного уточнения проницаемости по фациям к непрерывному. По результатам настройки на фактическую

продуктивность множитель проницаемости по КСПП в среднем составил 1, при фациальном подходе средний множитель — 0,75.

Список литературы

1. Воробьев В.С., Жуковская Е.А., Мухидинов Ш.В. Учет эффекта засоления пород-коллекторов пластов В10, В13 Непской свиты для повышения эффективности поисково-разведочного бурения на Игнялинском, Тымпучинском и Вакунайском лицензионных участках (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. — 2017. — № 6. — С. 49–57
2. Нугаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Бощенко А.Н. Прогноз зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чаюдинского месторождения (Восточная Сибирь) // ПРОНЕФТЬ. — 2019. — № 3(13). — С. 35–40.
3. Беляков Е.О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). — Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. — 288 с.

References

1. Vorobyev V.S., Zhukovskaya E.A., Mukhidinov Sh.V. Consideration of the salinization effect of reservoir rocks layers В10, В13 of the Nepa formation in order to improve the exploration drilling efficiency at the Ignyalinskiy, Tympuchikanskiy and Vakunayskiy license areas (Eastern Siberia). *Oil and Gas Geology*, 2017, no. 6, pp. 49–57. (In Russ.)
2. Nigmatov S.A., Ismagilova L.R., Boschenko A.N. The prediction of salted zones of Botuobinskiy formation sandstone on the example of Chayandinskoye field (East Siberia). *PROneft Professionally about Oil*, 2019, no. 3(13), pp. 35–40. (In Russ.)
3. Belyakov E.O. *Petrophysical modeling of filtration-volumetric parameters of petroleum bearing reservoirs in the concept of pore space connectivity (using the example of traditional terrigenous reservoirs of Western Siberia)*. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2021, 288 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Гомонов — автор петрофизической модели, разработал концепцию и подготовил текст статьи.

А.А. Марков — оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.Н. Ланин — оказал экспертную поддержку в области геологического моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Anton A. Gomonov — author of petrophysical model, took an active part in developing the article concept, prepared the text.

Anatoliy A. Markov — provided expert support in hydrodynamic modeling, approved the final version of the article.

Andrey N. Lanin — provided expert support in geological modeling took an active part in developing the article concept and approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Антон Андреевич Гомонов* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Анатолий Александрович Марков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Николаевич Ланин — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Anton A. Gomonov* — Head of area, Gazprom нефт company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Anatoliy A. Markov — Head of area, Gazprom нефт company group

Andrey N. Lanin — Head of project, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ РЕАЛИЗАЦИЙ ПРИ ВЕРОЯТНОСТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НА ПРОГНОЗНЫЙ ПРОФИЛЬ ДОБЫЧИ

© Коллектив авторов,
2023



С.А. Андронов, Е.А. Горенкова*, А.А. Гомонов, И.А. Максименко

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Вероятностное моделирование геологической модели является неотъемлемой частью создания концепта разработки. Выбор итоговых реализаций, соответствующих перцентильм вероятности P10, P50, P90, влияет на прогнозный профиль добычи, поэтому очень важно при выборе реализации оценить, насколько точно она отражает свойства пласта и учитывает неопределенности как статических, так и динамических характеристик.

Для месторождений Восточной Сибири характерным является наличие большого количества дизъюнктивных нарушений, в результате чего залежи имеют сложное блочное строение. Данный фактор также необходимо учитывать при выборе реализации для обеспечения соответствия перцентильм распределения подсчетных параметров для каждого блока.

Цель работы заключается в выборе репрезентативных геологических реализации P10, P50, P90 из пула рассчитанных моделей.

Материалы и методы. В данной работе представлены результаты многовариантного моделирования для вероятностной оценки запасов ботуобинского горизонта на одном из месторождений Восточной Сибири с помощью инструмента Geoscreening в программе Petrel. Главной особенностью реализованного подхода стала комплексная оценка статических и динамических параметров неопределенности на этапе многовариантных расчетов модели.

Результаты. При анализе полученных результатов был определен диапазон приемлемых отклонений от значений, соответствующих перцентильм вероятности P10, P50, P90, и отобраны реализации, попадающие в этот диапазон для каждого блока по таким параметрам, как общий углеводородонасыщенный объем, связанный поровый объем, начальные геологические запасы нефти и газа и основные подсчетные параметры. Выполнены стресс-тесты на гидродинамической модели, подтверждающие гипотезу о необходимости учета динамических характеристик на этапе многовариантных расчетов для вероятностной оценки.

Заключение. Опробованная методика с использованием модуля Geoscreening позволила подобрать реализации, наиболее точно соответствующие заданным перцентильм распределения по всем параметрам и оптимизировать время и количество расчетов на гидродинамической модели.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, геологическое моделирование, вероятностная оценка запасов, Geoscreening

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Андронов С.А., Горенкова Е.А., Гомонов А.А., Максименко И.А. Подходы к выбору реализаций при вероятностном моделировании геологической модели и анализ влияния на прогнозный профиль добычи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):25–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32>

Статья поступила в редакцию 04.09.2023

Принята к публикации 16.10.2023

Опубликована 29.12.2023

APPROACHES TO SELECTION OF REALIZATIONS IN PROBABILISTIC MODELING OF GEOLOGICAL MODEL AND ANALYSIS OF INFLUENCE ON FORECAST PRODUCTION PROFILE

Sergey A. Andronov, Ekaterina A. Gorenkova*, Anton A. Gomonov, Irina A. Maksimenko

Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Probabilistic modeling of the geological model is an integral part of the development concept. The choice of final geologic model realizations corresponding to the P10, P50, P90, probability percentiles in probabilistic modeling affects the predicted production profile, so it is very important when selecting a realization to assess how accurately it reflects reservoir properties and accounts for uncertainties in both static and dynamic characteristics.

A large number of faults, resulting in deposits with complex block structure, characterizes East Siberian fields. This factor should also be taken into account in the selection process to ensure compliance with the percentiles of the distribution of counting parameters for each block.

The aim of the work is to select representative geologic realizations P10, P50, P90, from the pool of calculated models.

Materials and methods. This paper presents results of multivariate modeling for probabilistic estimation of reserves of the Botuobinsky horizon in one of the fields of Eastern Siberia using the Geoscreening tool in the Petrel software. The main peculiarity of the realized approach was a complex estimation of static and dynamic uncertainty parameters at the stage of multivariate model calculations.

Results. When analyzing the results obtained, the range of acceptable deviations from the values corresponding to the percentile of probability P10, P50, P90 was determined and the realizations falling within this range were selected for each block by such parameters as total hydrocarbon saturated volume, associated pore volume, initial geological oil and gas reserves and basic calculation parameters. Stress tests on the hydrodynamic model were performed, confirming the hypothesis that dynamic characteristics should be taken into account at the stage of multivariate calculations for probabilistic evaluation.

Conclusion. The tested methodology using the Geoscreening module allowed to select cases that most accurately correspond to the given percentiles of distribution for all parameters and optimize the time and number of calculations on the hydrodynamic model.

Keywords: Eastern Siberia, geological modeling, probabilistic reserves estimation, Geoscreening

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

For citation: Andronov S.A., Gorenkova E.A., Gomonov A.A., Maksimenko I.A. Approaches to selection of realizations in probabilistic modeling of geological model and analysis of influence on forecast production profile. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):25–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32>

Manuscript received 04.09.2023

Accepted 16.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Геологическое моделирование играет важную роль в нефтегазовой индустрии. Точное моделирование критически важно для определения наиболее эффективного способа извлечения нефти и газа из подземных резервуаров. В данной статье описан опыт выбора вариантов при вероятностном геологическом моделировании и его влияние на параметры разработки. В частности, рассмотрены особенности моделирования с использованием модуля Geoscreening программного обеспечения Petrel и то, как идентичные варианты запасов углеводородов могут отличаться по объему связанных пор и фильтрационным свойствам.

шапки и тонкой нефтяной оторочки подстилающего типа.

ЦЕЛЬ

В результате построения трехмерной геологической модели участка и анализа неопределенности статических параметров, таких как структурная поверхность, фильтрационно-емкостные свойства резервуара, PVT-параметры, выполнена вероятностная оценка начальных геологических запасов нефти и газа. Однако ранжирование по запасам, на величину которых оказывает влияние неопределенность статических параметров пласта, не всегда совпадает с прогнозом по дебиту/накопленной добыче. Поэтому целью работы стал совместный анализ геологических и гидродинамических параметров, таких как гидродинамическая связность, КИН, дебит, время фильтрации и время прорыва на этапе многовариантных расчетов геологической модели для выбора наиболее репрезентативных реализаций, соответствующих перцентильям распределения P10, P50, P90, по всем параметрам.

МЕТОДОЛОГИЯ

Вероятностное моделирование является методом, позволяющим учитывать неопределенность и изменчивость геологических параметров. Оно включает создание ряда возможных сценариев, которые могут

ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СВЯЗАННОСТИ КОЛЛЕКТОРА ГАЗОВЫЙ КЕЙС ОСТАЕТСЯ УСТОЙЧИВЫМ ПО ДАННЫМ СТРЕСС-ТЕСТА НА ГДМ, ПРИ ЭТОМ ДЛЯ НЕФТЯНОГО КЕЙСА СВЯЗАННОСТЬ КОЛЛЕКТОРА ОКАЗЫВАЕТ СИЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ДОБЫЧУ.

Объектом моделирования в данной работе являются терригенные отложения ботуобинского горизонта одного из месторождений Восточной Сибири. К геологическим особенностям данного объекта можно отнести блочное строение залежи, сформированное за счет большого количества тектонических нарушений, высокую степень неопределенности коэффициента проницаемости, а также наличие массивной газовой

отражать подземные условия резервуара углеводородов. Эти сценарии известны как реализации геологической модели, каждая реализация является возможным результатом на основе набора входных данных, которые определяют геологические свойства резервуара [1].

При выборе реализаций можно использовать разные подходы. Один из подходов — генерировать большое количество вариантов, которые затем анализируются для определения диапазона возможных результатов. Другой подход — использовать подмножество вариантов, которые представляют собой наиболее вероятные результаты. Последний подход может быть более эффективным, но он не учитывает весь диапазон возможных сценариев. Кроме того, среди такой выборки геологических реализаций могут оказаться варианты, которые при гидродинамическом моделировании не будут соответствовать тем же перцентилям вероятности. Для минимизации рисков влияния выбора реализаций необходимо использовать комбинацию различных подходов к выбору реализаций, таких как метод Монте-Карло, метод оптимизации и экспертные оценки. Это поможет получить наиболее точную модель и подобрать оптимальные параметры разработки.

Для рассматриваемого объекта выполнены многовариантные расчеты геологической модели с помощью Petrel и модуля Geoscreening по следующему алгоритму. Первоначально создана базовая геологическая модель и выполнен расчет множественных реализаций, при котором варьируется мощность пласта, положение и проводимость разломов, размер, форма и распространение песчаных тел, распространение пористости и проницаемости, свойства флюидов. В результате получены распределения по каждому из параметров. Поскольку рассматриваемый объект нефтегазоконденсатный, для корректного выбора реализации, в которой модель соответствует заданному перцентилю как по нефти, так и по газу, анализировалось полученное распределение общего углеводородонасыщенного объема. При этом в процессе вероятностного моделирования был использован инструмент Geoscreening. Данный модуль в программе Petrel содержит быстрый калькулятор линий тока для анализа динамической связности, оценки дренируемого объема и проверки представительности модели [2]. Таким образом, для каждой геологической реализации выполнен расчет линий тока, в результате чего получено распределение связанного порового объема для выбора наилучшей реализации

на основе критериев связности и фильтрационных характеристик пласта.

Связанность коллектора означает степень, в которой поровые пространства в породе взаимосвязаны и позволяют потоку флюида проходить через породу (рис. 1). В целом более высокая связанность пласта может привести к более высоким дебитам и коэффициентам извлечения, поскольку она обеспечивает эффективный поток флюида через породу, однако влияние связности пласта на параметры разработки зависит и от других факторов, таких как тип добываемого флюида, пластовое давление, разработка на истощение или с ППД. Например, в некоторых случаях высокая связанность пласта может привести к увеличению добычи попутно добываемой воды, что может снизить общий коэффициент извлечения флюида.

Связанность коллектора и фильтрационно-ёмкостные свойства коррелируют друг с другом. Например, при увеличении коэффициента связанности и уменьшении эффективной пористости и проницаемости коллектора происходит снижение скорости фильтрации жидкости. С другой стороны, при увеличении пористости и уменьшении коэффициента связанности проницаемость коллектора и скорость фильтрации жидкости может увеличиться.

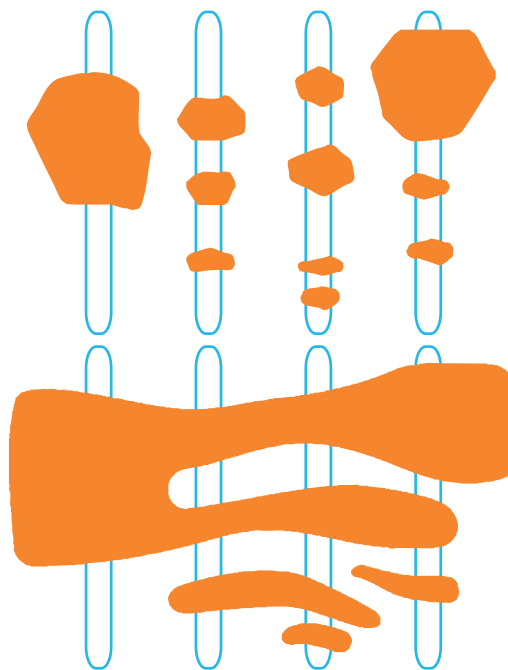


Рис. 1. Схематичное изображение коллектора с плохой и хорошей связанностью, вскрытого скважинами. Составлено авторами

Fig. 1. Schematic representation of a reservoir penetrated by wells with poor and good connectivity. Prepared by the authors

В гидродинамике проницаемость является одним из ключевых параметров для двух основных показателей: продуктивности и доле фаз в потоке. Для месторождений Восточной Сибири характерной особенностью является высокая степень неопределенности коэффициента проницаемости. Коэффициент проницаемости в классическом виде определяется зависимостью от пористости по результатам керновых исследований. В благоприятных случаях уточняется дополнительными параметрами (кривые ГИС, фации и др.), а в худшем принимается один общий тренд на все «облако» точек керна. В качестве модели зависимости «Кп–Кпр» использовалась концепция связанности порового пространства [3]. В рамках концепции в формуле расчета проницаемости есть уточняющий параметр S — структурный фактор, который отвечает за геометрическую связанность между отдельными порами. Данный параметр позволил подобрать зависимости для каждого литотипа, в результате чего в рамках проекта получилось увязать его с кривой ДГК и перейти от дискретного

прогноза к непрерывному и более точно задать данную геологическую неопределённость в модели (рис. 2).

При дальнейшем анализе полученных результатов совместно рассматривались статические и динамические параметры, а также чувствительность величины запасов к ним. Экспертно определен диапазон приемлемых значений и из всего пула рассчитанных моделей отобраны реализации, попадающие в данный диапазон. На примере выбора геологической модели P50 алгоритм отбора выглядел следующим образом: изначально отобраны реализации, которые попадают в диапазон $\pm 5\%$ от P50 по параметру общего углеводородонасыщенного объема, далее среди них выбраны те модели, в которых НГЗ как нефти, так и газа одновременно попадают в диапазон P50, при этом по распределению связанного порового объема также находятся в аналогичном интервале на распределении (рис. 3, 4). Кроме того, учитывались такие критерии, как соответствие перцентилю вероятности P10, P50, P90, основных подсчетных параметров по всем блокам.

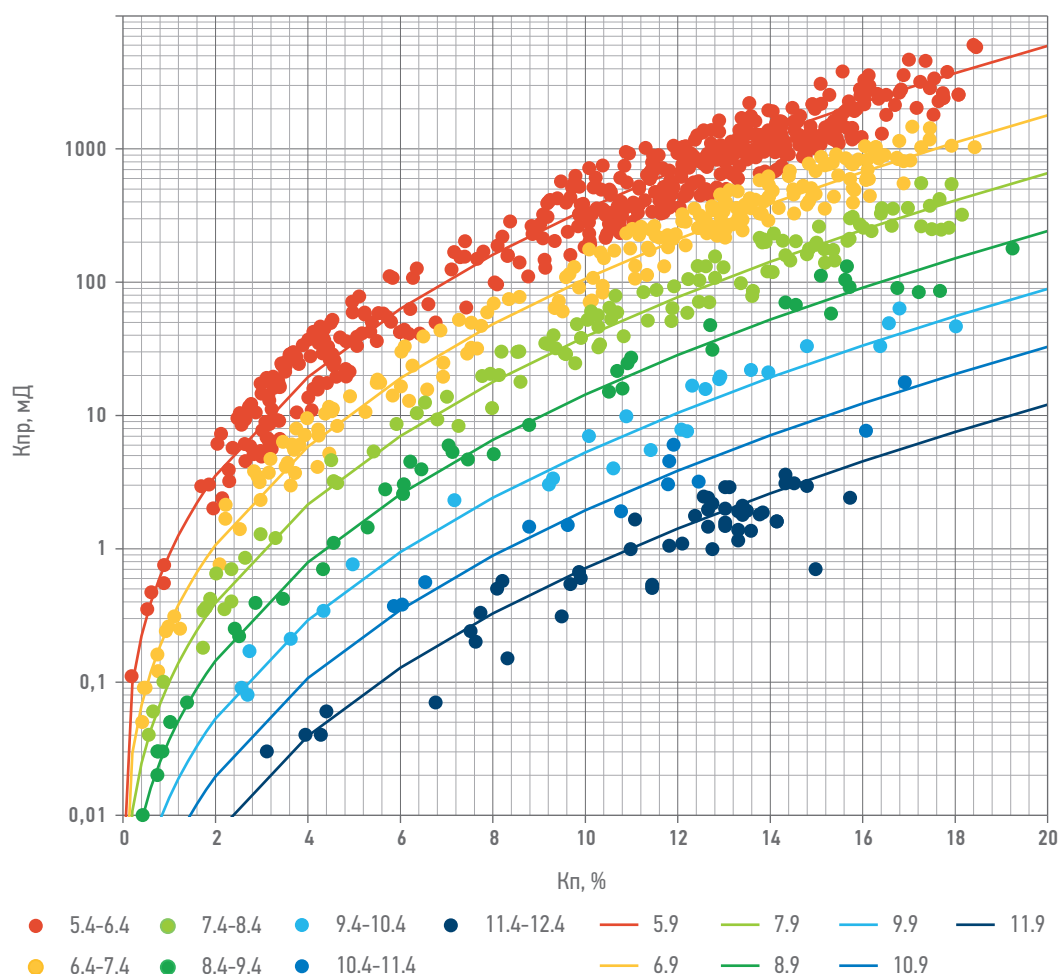


Рис. 2. График зависимости Кп от Кпр с уточнением по структурному фактору. Составлено авторами
Fig. 2. Graph of the Kpor-Kperm ratio with refinement by the structural factor. Prepared by the authors

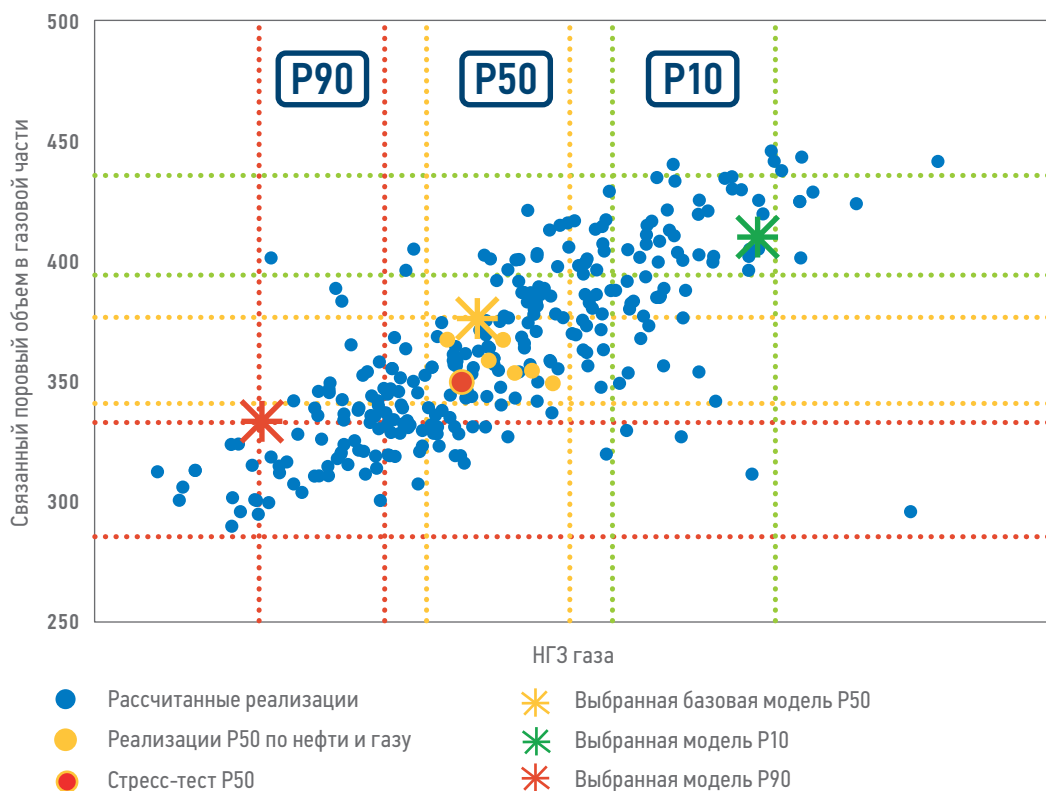


Рис. 3. Выборка реализации геологической модели для газовой части. Составлено авторами
Fig. 3. Selected realizations of the geological model for the gas part. Prepared by the authors

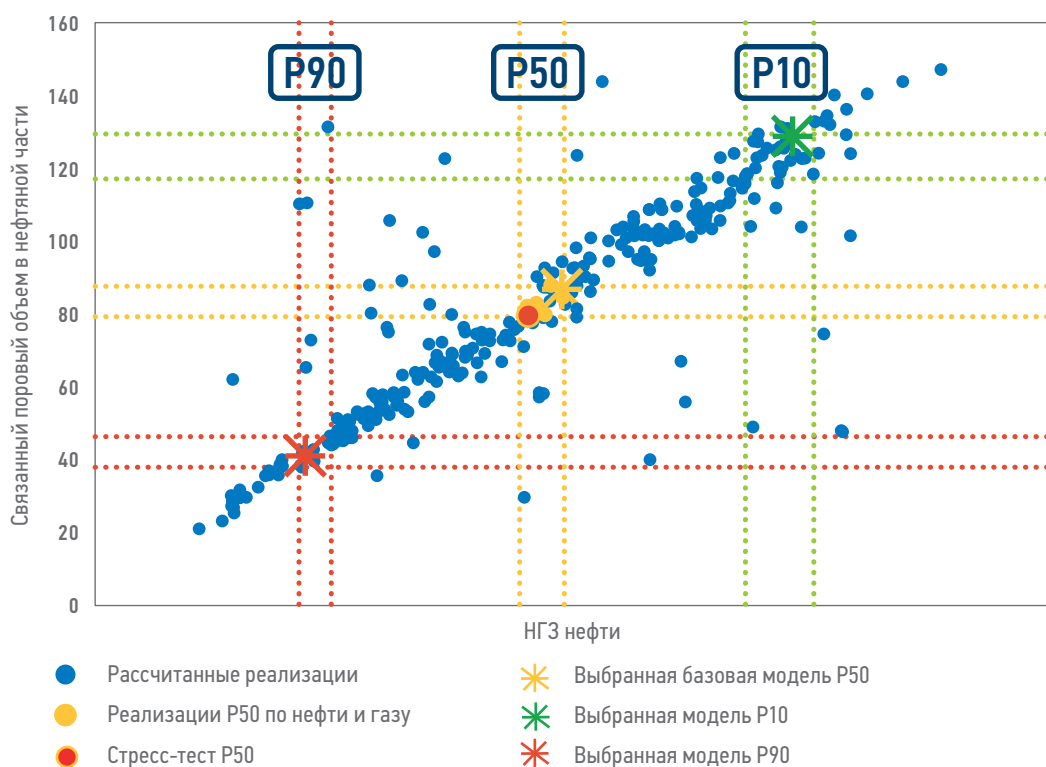


Рис. 4. Выборка реализации геологической модели для нефтяной части. Составлено авторами
Fig. 4. Selected realizations of the geological model for the oil part. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведенные многовариантные расчеты геологических моделей подтвердили,

что наилучшая реализация имеет более высокие значения проницаемости и обеспечивает более высокие дебиты по сравнению с другими вариантами.

Для рассматриваемого объекта разработки из всего ансамбля моделей по вариантам Р50 была выбрана базовая реализация и в качестве стресс-теста — реализация с худшей гидродинамической связанностью коллектора (рис. 3, 4). В результате расчетов на гидродинамической модели стресс-тест показал, что при сопоставимых запасах нефти/газа для варианта Р50 профиль добычи УВ может достаточно сильно варьироваться в зависимости от связанности коллектора. При этом влияние данного фактора на массивную газовую шапку значительно меньше (рис. 5),

нежели на тонкую нефтяную оторочку, для которой снижение связанного порового объема дает уменьшение добычи нефти на скважину на 10 % и сокращение добычи в пике на 16 % (рис. 6). Данный факт был учтен при выполнении формирования конечного пула моделей Р10–Р50–Р90.

В целом влияние связанности пласта и фильтрационно-емкостных свойств на параметры разработки является сложным и зависит от множества факторов. Понимание этих свойств и их влияния необходимо для разработки эффективных стратегий

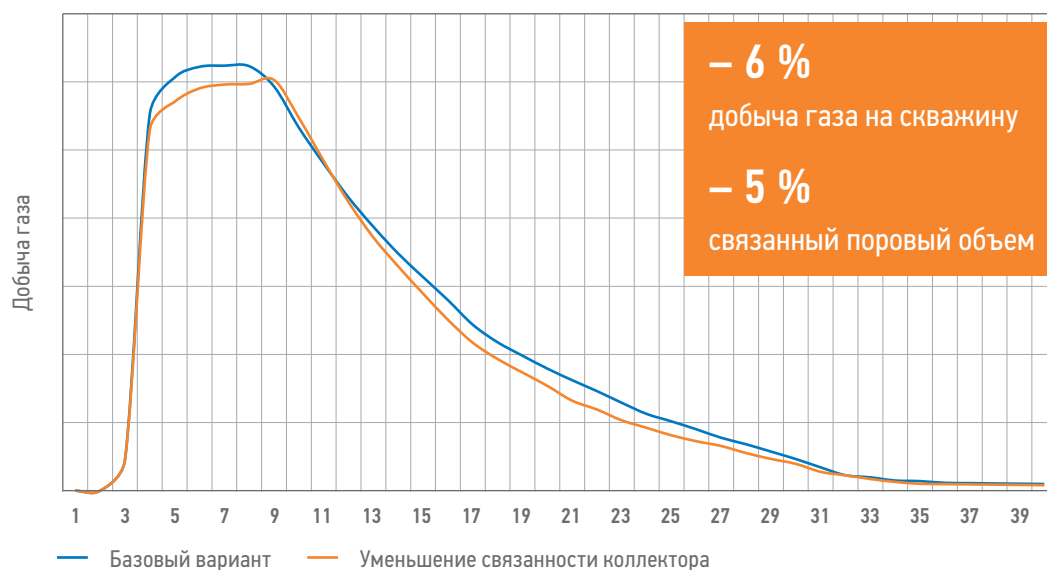


Рис. 5. Сравнение профилей добычи газа для геологической модели базового варианта и с меньшей связанностью коллектора. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of gas production profiles for geological model of the basic variant and with lower connectivity. Prepared by the authors

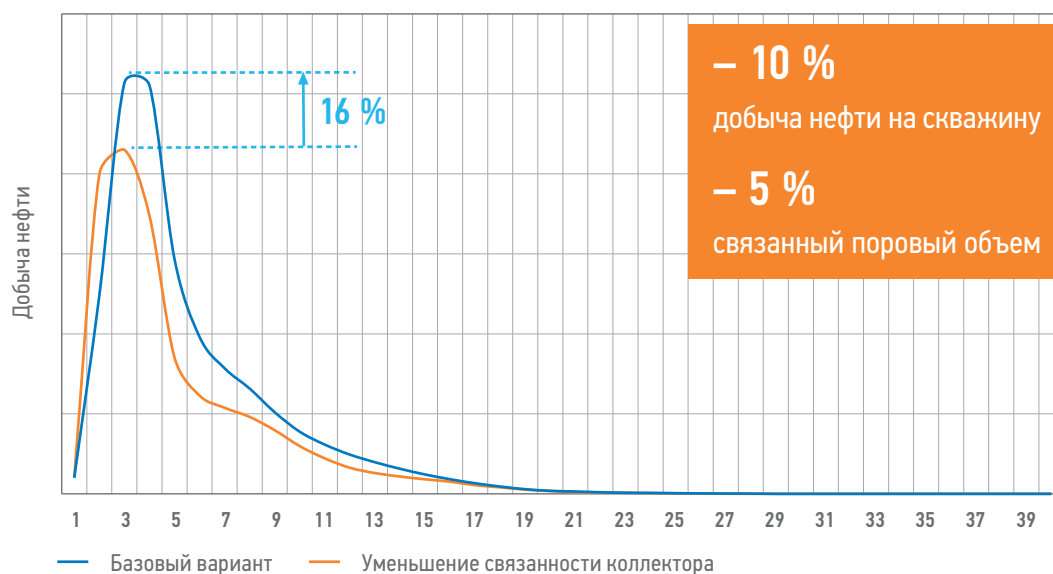


Рис. 6. Сравнение профилей добычи нефти для геологической модели базового варианта и с меньшей связанностью коллектора. Составлено авторами

Fig. 6. Comparison of oil production profiles for geological model of the base case and with lower connectivity. Prepared by the authors

добычи и максимального извлечения углеводородов из пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор реализаций при вероятностном моделировании геологической модели является важной задачей, которая может влиять на параметры разработки и качество модели. При анализе полученных результатов был определен диапазон приемлемых отклонений от значений, соответствующих перцентилу вероятности P10, P50, P90, и отобраны реализации, попадающие в этот диапазон по таким параметрам, как общий углеводородонасыщенный объем, связанный поровый объем, начальные геологические запасы нефти и газа и основные подсчетные параметры.

Стресс-тест на гидродинамической модели показал, что газовый кейс демонстрирует

устойчивость при изменении связанности коллектора, при этом для нефтяного кейса отмечается достаточно сильное влияние связанности коллектора на уровень добычи. Результаты выполненных работ доказывают, что при сопоставимых запасах нефти и газа профиль добычи УВ может достаточно сильно варьироваться в зависимости от гидродинамической связности, поэтому необходимо проводить совместный анализ статических и динамических параметров для понимания коридора неопределенностей по вариантам P10, P50, P90.

Использование модуля Geoscreening в ПО Petrel является эффективным инструментом для улучшения точности моделирования и оптимизации процесса разработки месторождений, позволяя при этом сократить количество и время расчетов на гидродинамической модели, сделать процесс вероятностного моделирования более гибким.

Список литературы

1. Методические рекомендации по созданию 3D геологических моделей. 01.05.25-03 // ПАО «Газпром нефть», М.: 2017. — 294 с.

2. Основы workflow и анализа неопределенности, выбор реализаций с модулем Geoscreening // Schlumberger, 2021. — 67 с.

3. Беляков Е.О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. — 288 с.

References

1. Guidelines for the creation of 3D geological models. 01.05.25-03 // Moscow: PJSC «Gazprom нефть», 2017, 294 p.

2. Workflow basics and uncertainty analysis, selection of geological realization with Geoscreening module. Schlumberger, 2021, 67 p.

3. Belyakov E.O. Petrophysical modelling of oil reservoir properties in the concept of pore volume connectivity (on the example of traditional terrigenous reservoirs of Western Siberia). Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Science, 2021, 288 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Горенкова — автор геологической модели, приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

И.А. Максименко — оказала экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования, приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

А.А. Гомонов — оказал экспертную поддержку в области петрофизического моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.А. Андронов — принял активное участие в организации и координации работ кросс-функциональной команды, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Ekaterina A. Gorenkova — author of geological model, took an active part in developing the article concept, prepared the text.

Irina A. Maksimenko — provided expert support in hydrodynamic modeling took an active part in developing the article concept and approved the final version of the article.

Anton A. Gomonov — provided expert support in petrophysical modeling, approved the final version of the article.

Sergey A. Andronov — took an active part in the organization and coordination of modeling work, developed the article concept, and approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Екатерина Александровна Горенкова* —
руководитель направления, Группа компаний
«Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Антон Андреевич Гомонов — руководитель
направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Ирина Анатольевна Максименко —
руководитель направления, Группа компаний
«Газпром нефть»

Сергей Алексеевич Андронов — руководитель
программы развития продуктов, Группа компаний
«Газпром нефть»

Ekaterina A. Gorenkova* — Head of area,
Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Anton A. Gomonov — Head of area,
Gazprom нефт company group

Irina A. Maksimenko — Head of area,
Gazprom нефт company group

Sergey A. Andronov — Head of project programs
Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ КАМОВСКОГО СВОДА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

© Д.В. Грищенко,
Г.В. Маканова, 2023



Д.В. Грищенко^{1,*}, Г.В. Маканова²

¹НОЦ «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

При прогнозе фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов с вторичным пустотным пространством особую важность имеют детальный структурный каркас и понимание истории тектонического развития территории. Основой структурного каркаса являются данные сейсморазведочных работ (СРР).

Даже высокого качества данные СРР имеют ограниченную информативность, особенно в сложных сейсмогеологических условиях. В такой ситуации совместно с классической структурной интерпретацией данных СРР можно использовать методику структурно-кинематического моделирования (СКМ) [5], которая позволяет на основе кинематических алгоритмов формирования структур прогнозировать строение геологических объектов в пределах низкоинформативных областей. К подобным сложным объектам относится Камовский свод Байкинской антеклизы, в пределах которого открыты месторождения, породы-коллектора которых представлены сильно преобразованными трещиноватыми карбонатами рифея. Построение структурного каркаса территории Байкинской антеклизы с применением методики СКМ является первым этапом построения модели ФЕС рифейских коллекторов.

Цель. Определить ключевые этапы тектонического развития и связанные с ними парагенезы разломов и трещин в пределах Камовского свода Байкинской антеклизы и сопредельных территорий.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов использованы данные о региональном строении и развитии Сибирской платформы, Байкинской антеклизы, Камовского свода и сопредельных территорий, данные 2D/3D СРР, данные бурения. В качестве основы работы использовался комплексный метод структурно-тектонического анализа, включающий анализ толщин стратиграфических подразделений, минералогического состава осадочных и магматических образований, моделирование кинематики образования, развития и реактивации разрывных нарушений (методика структурно-кинематического моделирования).

Результаты. В результате применения метода структурно-тектонического анализа выявлено 4 крупных тектонических этапа в пределах территории Камовского свода Байкинской антеклизы. Создана структурно-кинематическая модель развития территории и выявлены основные разломные системы.

Заключение. В результате комплексирования стандартной интерпретации данных СРР с методикой СКМ была получена достоверная структурно-тектоническая модель территории Байкинской антеклизы с детальной характеристикой основных этапов развития территории. Полученные результаты являются основой для моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород и определения основных направлений векторов тектонического транспорта на различных этапах развития структур, контролирующих распределение ФЕС рифейских коллекторов.

Ключевые слова: система разломов, структурно-тектонический анализ, структурно-кинематическая модель, Байкинская антеклиза, Камовский свод, СРР, интерпретация, рифей, Восточная Сибирь, концептуальная модель

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Грищенко Д.В., Маканова Г.В. История тектонического развития Камовского свода Байкинской антеклизы и сопредельных территорий. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):33–43. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-33-43>

Статья поступила в редакцию 06.09.2023

Принята к публикации 06.10.2023

Опубликована 29.12.2023

THE TECTONIC DEVELOPMENT HISTORY OF THE BAYKIT ANTECLISE KAMOVSKY ARCH AND ADJACENT AREA

Dmitry V. Grishchenko^{1,*}, Galina V. Makanova²

¹SEC Gazpromneft-Polytech, RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. A detailed structural framework and an understanding of the tectonic development history of the area are of particular importance in predicting the filtration-capacity properties of secondary reservoirs. The structural framework is based on seismic data. Even high-quality seismic data have limited information value, especially in complex seismic and geologic conditions. In such a situation, together with the classical structural seismic data interpretation, one can use the technique of structural-kinematic modeling [5], which makes it

possible to predict the structure of geological objects within low-information areas on the basis of kinematic algorithms of structure formation. Such complex objects include the Kamovsky Arch of the Baykit Hight province, within which fields have been discovered whose reservoirs are represented by highly transformed fractured Riphean carbonates. The construction of the structural framework of the Baykit Hight province using the structural-kinematic modeling methodology is the first stage of building a model filtration-capacity property of the Riphean reservoirs.

Objective. To determine the key stages of tectonic development and associated paragenesis of faults and fractures within the Kamovsky Arch and adjacent territories.

Materials and methods. Data on the regional structure and development of the Siberian Platform, the Baikit Hight, the Kamovsky Arch and adjacent territories, 2D/3D seismic data, drilling data were used as source materials. As the basis of the work, a complex method of structural and tectonic analysis was used, including analysis of the thicknesses of stratigraphic units, mineralogical composition of sedimentary and magmatic formations, modeling of kinematics of formation, development and reactivation of faults (structural and kinematic modeling technique).

Results. As a result of the application of the method of structural-tectonic analysis 4 major tectonic stages were identified within the territory of the Kamovsky Arch. The structural-kinematic model of the territory development has been created and the main fault systems have been identified.

Conclusion. As a result of combining the standard seismic data interpretation with the structural-kinematic modeling technique, a reliable structural-tectonic model of the Baykit Hight province with detailed characterization of the main stages of the territory development was obtained. The results obtained are the basis for modeling the stress-strain state of the rock massif and determining the main directions of vectors of tectonic transport at different stages of development of structures controlling the distribution of filtration-capacity property Riphean reservoirs.

Keywords: fault system, structural-tectonic analysis, structural-kinematic model, Baykit Hight, Kamovsky Arch, seismic data, interpretation, Riphean, East Siberia, conceptual model

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

For citation: Grishchenko D.V., Makanova G.V. The tectonic development history of the Baykit antecline Kamovsky arch and adjacent area. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):33–43. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-33-43>

Manuscript received 06.09.2023

Accepted 06.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Успешное бурение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин во многом зависит от достоверности геологической модели исследуемого объекта. Основой любой

нескольких тектонических режимов (растяжение, сжатие, сдвиги). Эти режимы могут накладываться один на другой и/или сменять друг друга несколько раз.

При этом архитектура разломов, сформированная на раннем этапе тектонической эволюции осадочного бассейна, часто контролирует дальнейшее структурно-тектоническое развитие бассейна, т.к. разломы представляют собой ослабленные зоны, которые активизируются на последующих этапах тектонического развития территории. Поэтому важно определить все этапы тектонической эволюции бассейна от начала его формирования до настоящего времени, достоверно воссоздать первоначальную архитектуру разломов, сформированную на этапе образования бассейна седиментации и проследить эволюцию этих разломов. Это позволит построить каркас геологической модели, максимально приближенный к реальному геологическому объекту.

Для прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов с вторичным пустотным пространством — детальный структурный каркас и понимание истории тектонического развития территории имеют особую важность. Основой структурного каркаса являются данные сейсморазведочных работ (СРР). Даже высокого качества данные СРР

СЛОЖНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ЕГО ДЛИТЕЛЬНАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О НЕСКОЛЬКИХ ТЕКТНИЧЕСКИХ ЭТАПАХ, ОПРЕДЕЛЕННЫХ ПО ДАННЫМ СТРУКТУРНО-ТЕКТНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА.

геологической модели является структурный каркас, который затем насыщается различными свойствами (фациями, литологией, ФЕС и пр.). Под структурным каркасом геологической модели понимаются границы интересующих нас структурно-литологических интервалов и система разломов, пересекающая эти границы. Формирование и развитие той или иной системы разломов контролируется тектоническим режимом осадочного бассейна, в пределах которого расположен исследуемый геологический объект. Достаточно часто осадочный бассейн в процессе своего развития подвергается воздействию

имеют ограниченную информативность, особенно в сложных сейсмогеологических условиях. В такой ситуации совместно с классической структурной интерпретацией данных СРР можно использовать методику структурно-кинематического моделирования (СКМ) [5], которая позволяет на основе кинематических алгоритмов формирования структур прогнозировать строение геологических объектов в пределах низко информативных областей. К подобным сложным объектам относится Камовский свод Байжитской антеклизы, в пределах которого открыты месторождения, коллектора которых представлены сильно преобразованными трещиноватыми карбонатами рифея. Построение структурного каркаса территории Байжитской антеклизы с применением методики СКМ является первым этапом построения модели ФЕС рифейских коллекторов.

Согласно схеме тектонического районирования (по Старосельцеву В.С., 2015), исследуемая территория охватывает положительную крупную структуру первого порядка — Камовский свод, который является, в свою очередь, осложнением крупнейшей надпорядковой структуры регионального порядка — Байжитской антеклизы (рис. 1). Фундамент сложен архей-протерозойскими

образованиями. В разрезе осадочного чехла выделяется два структурных этажа (рис. 2):

- верхний, сложенный субгоризонтальными пластами карбонатно-галогенных пород венд-палеозойского возраста с силлами и дайками долеритов триасового возраста;
- нижний, представленный высокоскоростным акустически неконтрастным разрезом рифейского комплекса, сложенного сильно преобразованными доломитами, с прослоями аргиллитов.

Верхний структурный этаж залегает с угловым несогласием на эрозионной поверхности нижнего складчатого структурного этажа (рис. 3).

В разрезах как верхнего, так и нижнего структурных этажей выделяется ряд стратиграфических несогласий [5].

Построение структурного каркаса геологической модели рифейского комплекса Камовского свода Байжитской антеклизы — нетривиальная задача в силу сложных сейсмогеологических условий. Целевой интервал, нижний структурный этаж, дислоцирован и разбит на блоки множеством разнонаправленных разрывных нарушений, сложен сильно преобразованными доломитами рифея неотличимыми по своим акустическим свойствам от блоков фундамента, представленных гранитами.

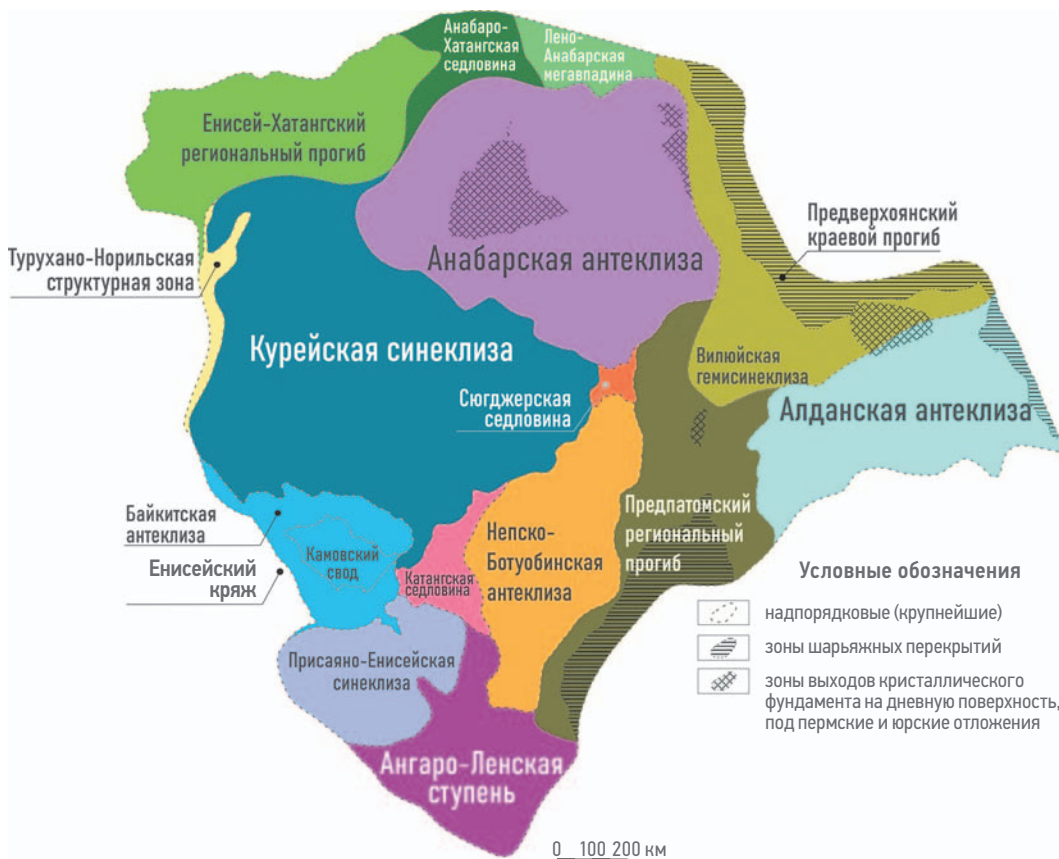


Рис. 1. Тектоническая схема Сибирской платформы. Составлено по Старосельцеву В.С., 2015 с изменениями авторов
Fig. 1. Tectonic scheme of Siberian platform. Prepared after S.V. Staroseltcev, 2015 with authors changes

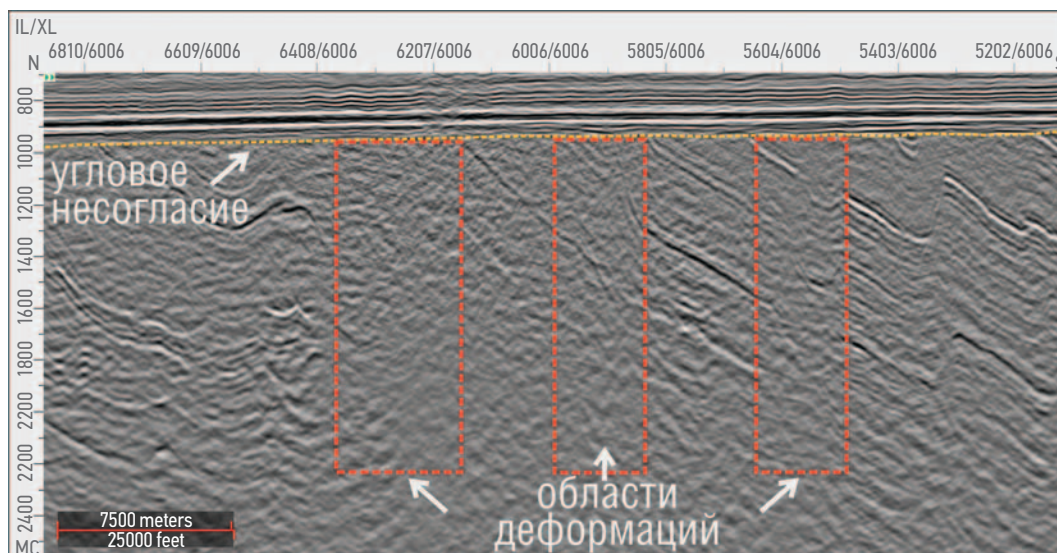


Рис. 2. Характеристика волнового поля в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы. Составлено авторами
Fig. 2. Baykit anteklize Kamovsky arch seismic data characteristic. Prepared by the authors

Верхний структурный этаж характеризуется широким распространением в разрезе пластовых солей и интрузивных тел, что обуславливает сложное распределение скоростных неоднородностей как по вертикали, так и по латерали.

Большое количество геологических неоднородностей оказывает влияние на информативность данных сейсморазведки, зоны деформации рифейской толщи часто представлены вертикальными зонами с хаотичной сейсмической записью, что позволяет довольно однозначно выделить область деформации, однако трассирование плоскости тектонических нарушений затруднено и часто имеет субъективный характер. Для построения достоверного структурного каркаса в подобных условиях используются специализированные методики структурно-кинематического моделирования.

Помимо относительно крупных деформаций, таких как разломы, в хрупких породах, к которым относятся доломиты, известняки, различные магматические и метаморфические породы, образуются системы естественных тектонических трещин различного ранга, контролируемых тектоническим режимом бассейна осадконакопления.

Таким образом, раскрытие истории тектонического развития бассейна осадконакопления особенно важно, когда мы имеем дело с такими древними бассейнами, как рифейские бассейны Сибирской платформы, сложенные хрупкими, высокопреобразованными доломитами, основная емкость которых приурочена к системе тектонических трещин. Исходя из сложности геологического строения и длительности развития территории Байкитской антеклизы, следует ожидать

здесь наличие нескольких тектонических режимов, действовавших на осадочный бассейн, начиная с раннего протерозоя до настоящего времени.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ

Необходимо определить все этапы тектонического развития Камовского свода Байкитской антеклизы и сопредельных территорий, начиная с раннего протерозоя и до настоящего времени с целью построения структурного каркаса исследуемой территории с учетом истории тектонического развития региона.

Для этого необходимо решить ряд задач:

- проанализировать научные публикации по исследуемой тематике;
- систематизировать и проанализировать фактические геолого-геофизические материалы (скважинные данные, данные СРР и т.д.);
- составить концептуальную модель развития исследуемой территории на основе комплексирования всех проанализированных данных.

МЕТОДИКИ И СРЕДСТВА

В качестве исходных материалов использованы данные о региональном строении и развитии Сибирской платформы, Байкитской антеклизы, Камовского свода и сопредельных территорий, данные 2D/3D СРР, данные бурения. В качестве основы работы использовался комплексный метод структурно-тектонического анализа, включающий анализ толщин

стратиграфических подразделений, минералогического состава осадочных и магматических образований, моделирование кинематики образования, развития и реактивации разрывных нарушений (методика структурно-кинематического моделирования). На основе комплексирования всех имеющихся данных на первом этапе структурно-тектонического анализа были определены ключевые этапы тектонического развития территории [1, 2, 3, 4, 5]. Далее на основе методики кинематического моделирования была подтверждена и детализирована концептуальная теоретическая модель развития региона.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате структурно-тектонического анализа определены ключевые этапы тектонического развития территории Камовского свода Байkitской антеклизы. Создана математическая структурно-кинематическая модель, на основе которой выделены основные системы деформаций.

В истории тектонического развития Камовского свода Байkitской антеклизы выделяется 4 ключевых этапа (рис. 3):

- I. Рифтовый
- II. Пострифтовый (рифейский осадочный бассейн — термальное погружение)
- III. Инверсионный (складчато-надвиговой)
- IV. Платформенный (термальное погружение)

РИФТОВАЯ СТАДИЯ

После консолидации Сибирского кратона в архей-нижнепротерозойское время развитие территории начинается с этапа рифтинга, затронувшего фундаменты большинства древних платформ планеты в рифейское время, в результате активизации геодинамических процессов в глубоких геосферах Земли, вызвавших подъем разогретых масс мантийного вещества к подошве литосферы (так называемых плюмов). Поднимаясь к литосфере, плюм плавит и утоняет ее, вместе с тем формируя купол, по которому земная кора начинает как бы скатываться от свода плюма к его краям. В сводовой части начинает формироваться обстановка растяжения, формируя рифтовые системы. Схематичное

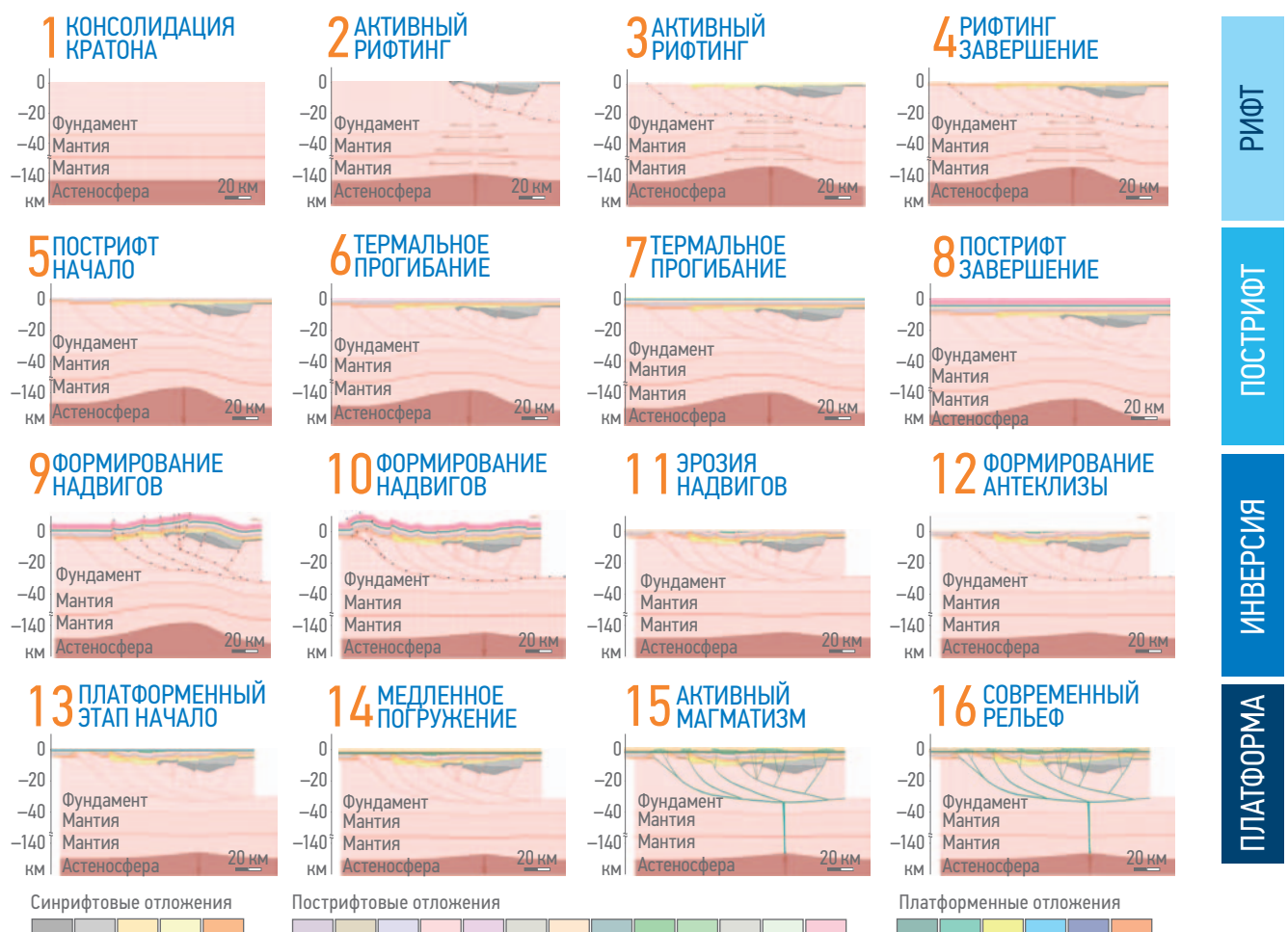


Рис. 3. Результаты структурно-кинематического моделирования, отображающие историю тектонического развития территории Камовского свода Байkitской антеклизы. Составлено авторами

Fig. 3. The structural-kinematic modeling results which illustrated Baykit antiform Kamovsky arch tectonic development history. Prepared by the authors

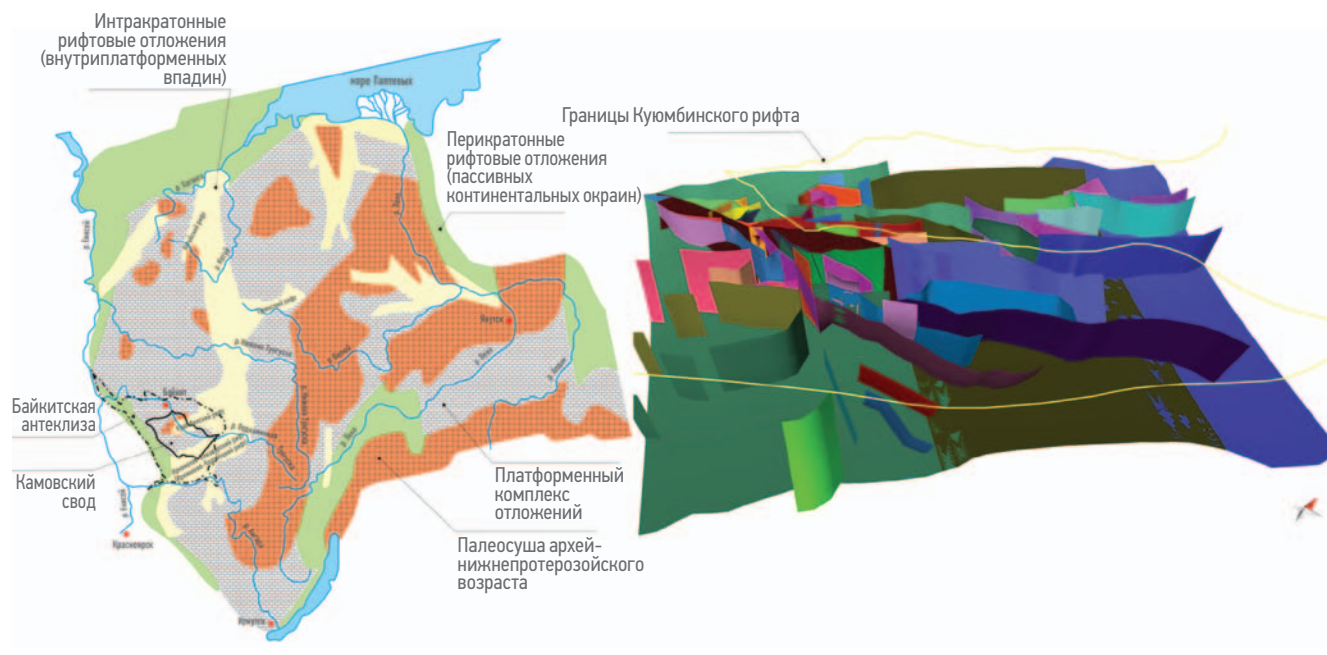


Рис. 4. Архитектура рифейских рифтовых систем территории современной Сибирской платформы (слева) и увеличенный фрагмент архитектуры Кузнецкой ветви Ангаро-Котуйской рифтовой системы (справа). Составлено по G.F. Ulmishek, 2001 с изменениями авторов
Fig. 4. Modern location of the ancient rhiphean rift systems Siberian platform (left) and zoomed Kuznetsk branch of the Angara-Kotuy rift system architecture (right). Prepared after G.F. Ulmishek, 2001 with authors changes

изображение архитектуры рифейских рифтовых систем представлено на **рис. 4**.

Здесь стоит отметить, что развитие древних рифтовых систем отличается от современных — низкой скоростью и растянутостью этого процесса во времени. По оценкам некоторых авторов, этот процесс может длиться до 1 млрд лет. Из-за такой длительности процессов и низкой скорости рифтогенеза часто не удается обнаружить четкой границы между стадиями синриф и постриф, характеризующей смену непосредственно рифтовой стадии платформенной. Вследствие таких особенностей этот процесс получил специальное название — авлакогенный этап развития. Однако на сейсмических разрезах (**рис. 5**) можно предположить наличие синрифтовых отложений ниже ОГ R5 (кровля зелендуконской толщи PR1zld). В волновом поле выделяются выклинивающиеся комплексы отложений (так называемых синрифтовых клиньев), ассоциируемые с предполагаемым синхронным заполнением полуграбенных рифтовой стадии (синрифтовые отложения). Одновременно с этим вещественный состав зелендуконской толщи (песчаники, алевролиты, аргиллиты), который характерен для синрифтовых отложений, позволяет предположить, что ОГ R5 является границей синриф/постриф.

ПОСТРИФТОВАЯ СТАДИЯ

Выше ОГ R5 наблюдаются относительно выдержанные по толщинам отложения, расположенные между ОГ R4 и R2 (**рис. 5**). Такая

слабая изменчивость толщин, а также литологический состав отложений от вздрэшэвской до ирэмэкэнской толщ, представленный в основании постзелендуконского комплекса аргиллитами (вздрэшэвская и мадринская толщи), сменяющимися вверх по разрезу доломитовыми разностями с прослоями аргиллитов, говорит о накоплении этого комплекса в условиях медленного погружения территории. После исчерпания энергии плюма заканчивается активная стадия рифтогенеза. Рифт перестает расширяться. Плюм, остывая, уменьшается в объеме, вовлекая за собой рифтовую систему и территории, непосредственно примыкающие к рифту (его плечи), в равномерное прогибание. Такие обстановки характерны для пострифтовой стадии термического прогибания.

Таким образом, вздрэшэвско-постирэмэкэнские отложения накапливались в стадию термического прогибания бассейна. На стадии термического прогибания были периоды, когда скорость падения относительного уровня моря была выше, чем скорость прогибания бассейна. Тогда ранее накопившиеся рифейские толщи выходили в субаэральную экспозицию, подвергались эрозии. В таких условиях формировались стратиграфические несогласия. Таких эпизодов в рифейское время по результатам радиоизотопной геохронологии, а также, менее уверенно, по изменениям в седиментационных циклах выделяется на территории Камовского свода Байкитской антеклизы порядка 7:

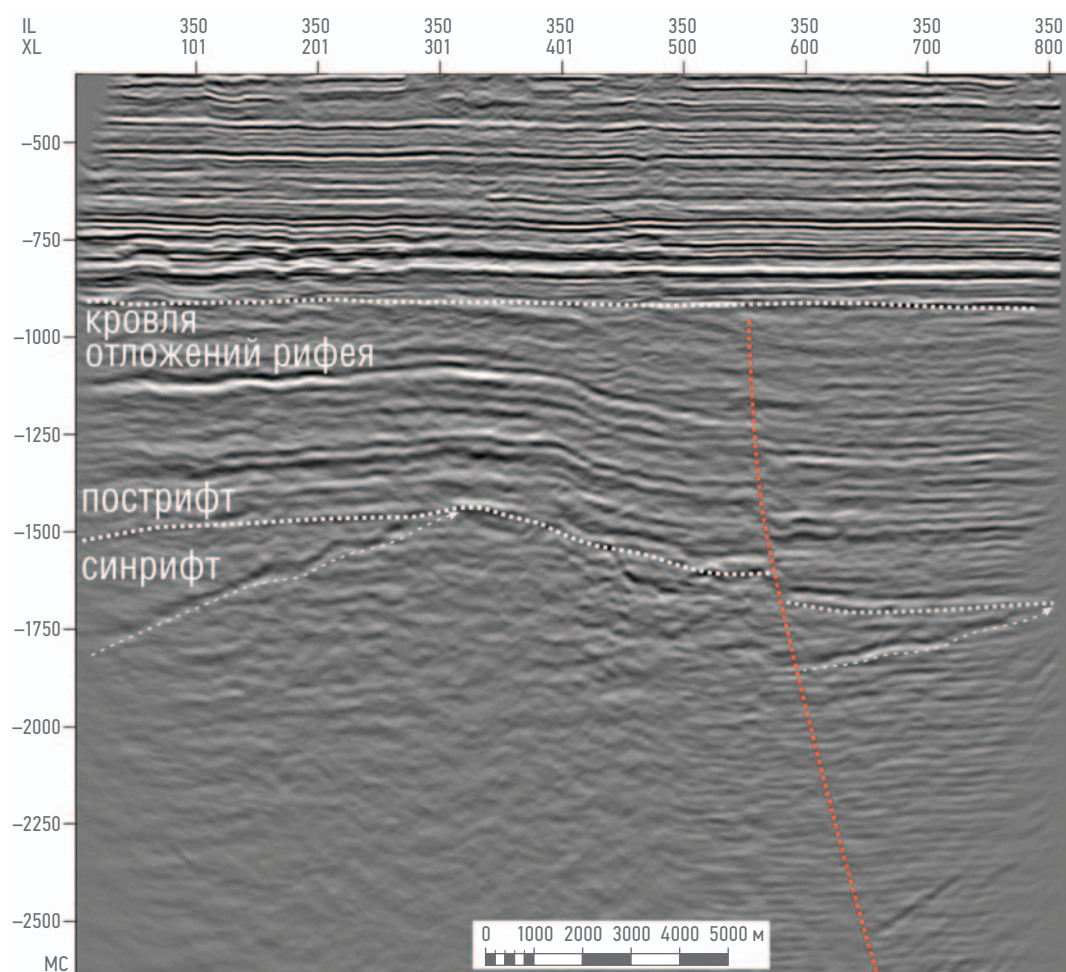


Рис. 5. Пример выделения синрифтовых образований на временных сейсмических разрезах в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы. Составлено авторами

Fig. 5. Seismic example of synrift sediments of the Baykit antecline Kamovsky arch. Prepared by authors

- Между зелендуковской и вздрэшэвской толщами (PR1zld / R1vdr) (R5)
- Между мадринской и юрубченской толщами (R2mdr / R2jrb)
- Между долгонгинской и нуюмбинской толщами (R2dlg / R2kmb)
- Между нуюмбинской и копчерской толщами (R2kmb / R2kp) (?) (R3)
- Между юктенской и рассолкинской толщами (R2jkt / R2rsl) (?)
- Внутри нижневингольдинской толщи (R2vng1 / R2vng1) (?)
- Между вингольдинской и токурской толщами (R2vng / R3tk) (R2)

ИНВЕРСИОННАЯ СТАДИЯ

Дислокации рифейского комплекса и его эрозия, а также наличие углового несогласия между верхним (субгоризонтально залегающим) и нижним (складчатым) структурными этапами в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы не вызывают сомнения ни у одного исследователя, занимающегося изучением данной территории [1-5]. Очевидно, что оскобинская свита венда

(V1osk) залегает с угловым несогласием на складчатом и эродированном рифейском основании. Следовательно, за верхнюю границу инверсионного этапа надо принимать дооскобинское время.

В постирэмээнское время (более точно сказать невозможно, т.к. в результате эрозии самые молодые отложения рифея были размыты) происходит смена тектонического режима с растяжения и прогибания на сжатие с формированием складок и надвиговых деформаций. Такой процесс носит названия тектоническая инверсия. Принципиальных механизмов тектонической инверсии существует два:

- пассивное сжатие. Растяжение сменяется сжатием в результате термического прогибания и сокращения латерального пространства бассейна внутри рифта (сближение плечей рифта);
- активное сжатие. Растяжение сменяется сжатием в результате формирования орогена на краю плиты (коллизия литосферных плит).

Вероятнее всего, причиной тектонической инверсии для территории Байкитской

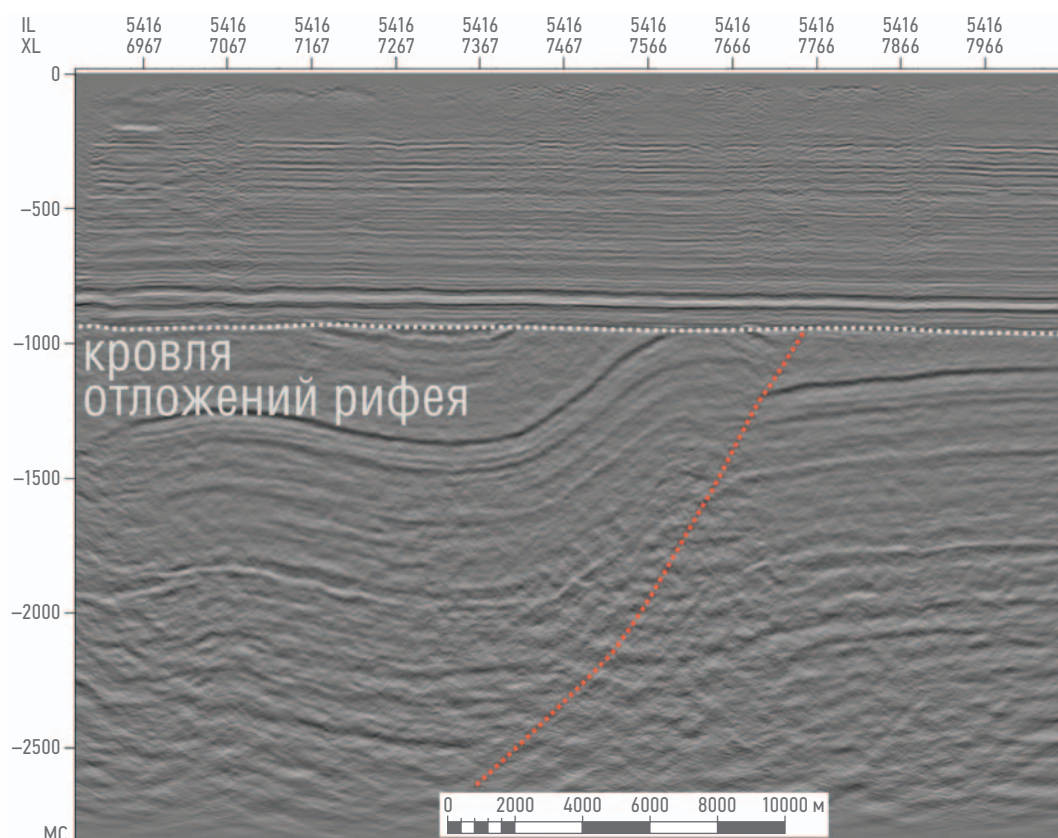


Рис. 6. Пример выделения надвиговых деформаций на временных сейсмических разрезах в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы. Составлено авторами

Fig. 6. Seismic example of thrust fault of the Baykit anteclise Kamovsky arch. Prepared by the authors

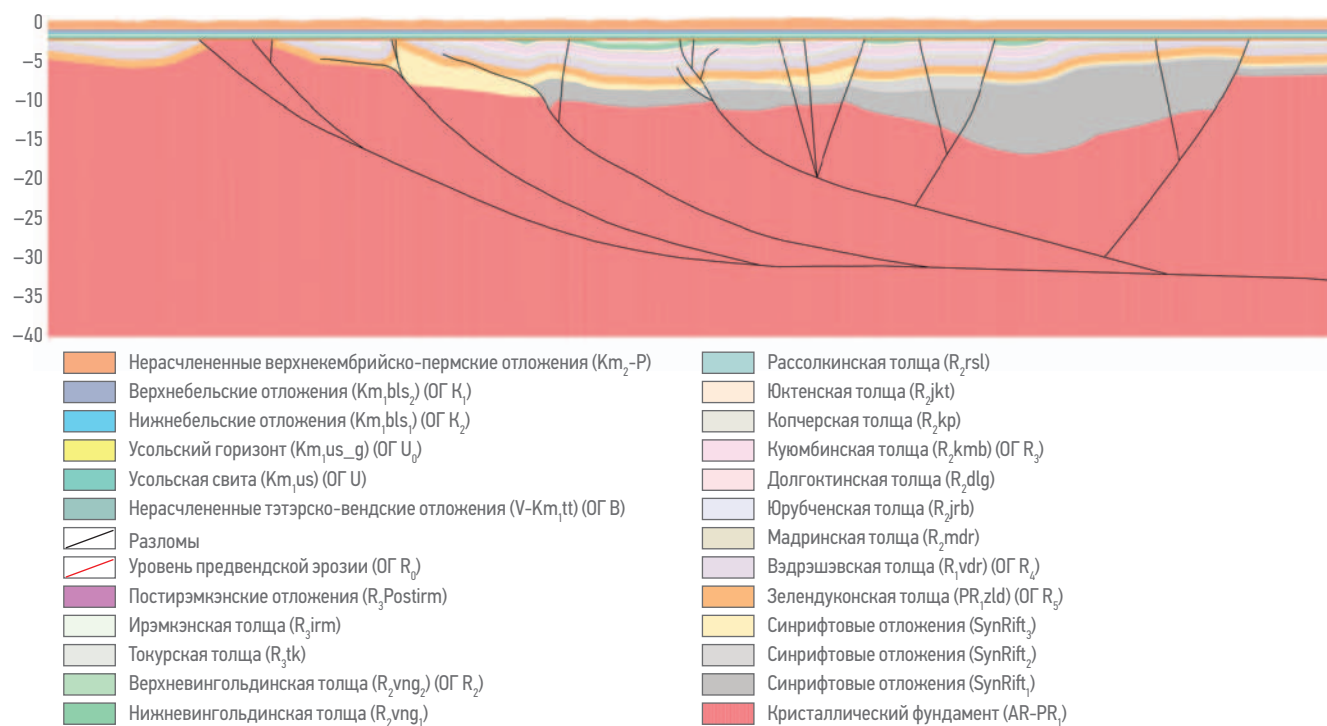
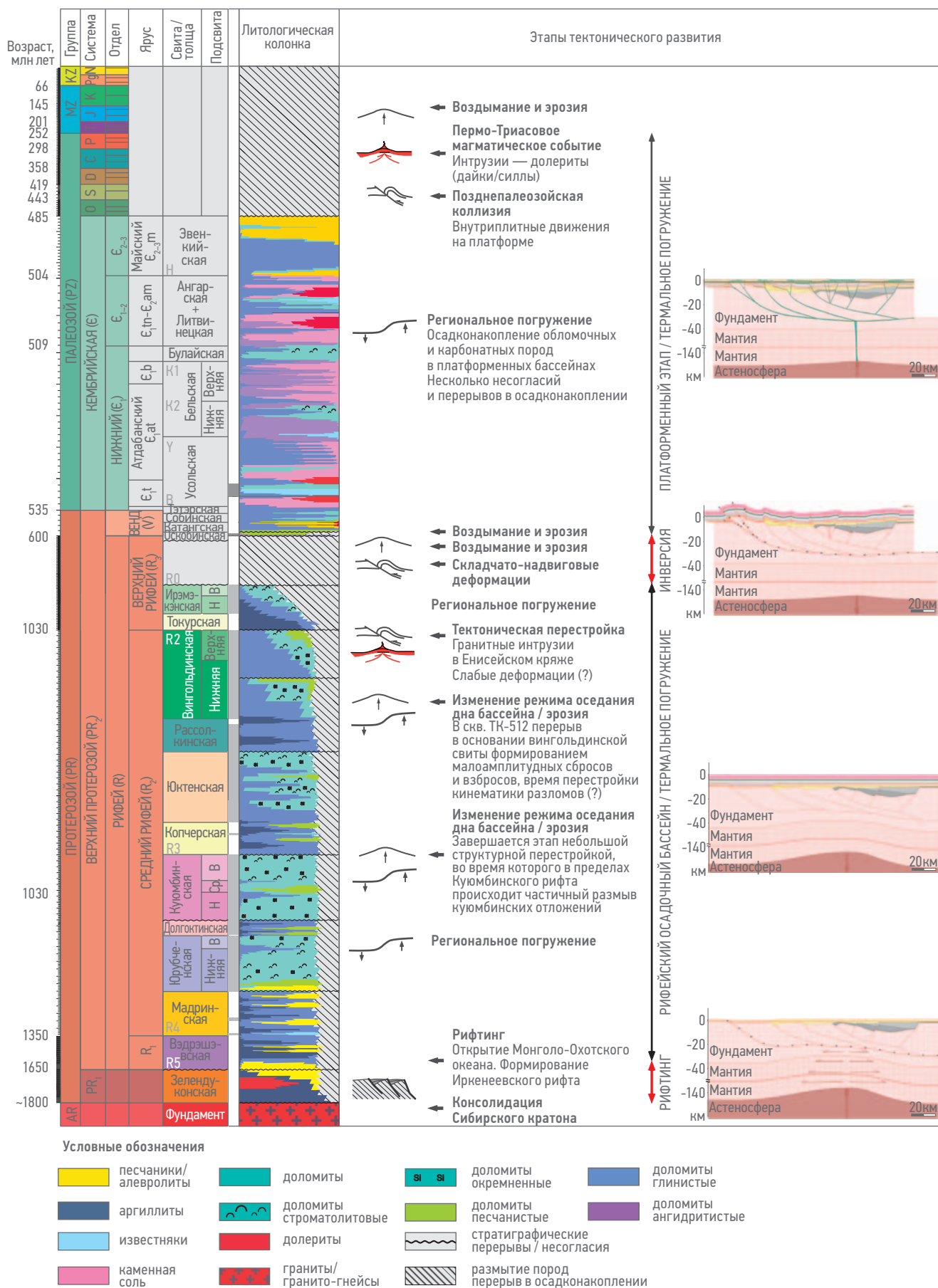


Рис. 7. Региональный геологический разрез через Камовский свод Байкитской антеклизы. Составлено авторами

Fig. 7. Baykit anteclise Kamovsky arch regional geological section. Prepared by the authors



антеклизы послужило как пассивное (затухание плюма), так и активное (формирование на юго-западном и южном краю Сибирской платформы складчатых сооружений Енисейского кряжа и Восточного и Западного Саянов, соответственно) сжатие.

После окончания инверсионного этапа сформированные в результате сжатия складчатонадвиговые структуры подверглись эрозии и пенипленизации. Результат этого процесса представлен выходом разновозрастных пород на предвендскую эрозионную поверхность (рис. 3).

ПЛАТФОРМЕННАЯ СТАДИЯ

После завершения процесса пенипленизации, начиная с оскобинского и вплоть до пермского времени, начинается режим медленного регионального погружения Сибирской платформы и накопление отложений в спокойных тектонических условиях — формируется плитный комплекс. В пределах территории происходят эвстатические колебания уровня моря и, по крайней мере, один раз за этот временной промежуток территория выходит на дневную поверхность. Между оскобинским и катангским временем вендского периода фиксируется стратиграфическое несогласие (V1os / V1kt) [5]. Затем относительный уровень моря повышается, и территория переходит в условия морского осадконакопления вплоть до пермского времени.

Далее наступает пермо-триасовое магматическое событие, вызванное, вероятнее всего, подъемом мантийного плюма (горячего мантийного потока,двигающегося от основания мантии у ядра Земли независимо

от конвективных течений в мантии). Действие плюма вызывает значительный по амплитуде (до 700 м) общий подъем территории, активный интрузивный и эффузивный магматизм, продолжающийся порядка 1 млн лет, который, вероятно, привел к глобальному вымиранию 95 % земной флоры и фауны.

После пермо-триасового магматического события и вплоть до настоящего времени территория находится в условиях субаэральная экспозиции и континентального седиментогенеза.

По результатам структурно-тектонического анализа и комплексирования геолого-геофизических данных построен региональный сейсмогеологический разрез через Камовский свод Байкитской антеклизы (рис. 7). Также все результаты работы были сведены в единую схему, позволяющую получить полное представление о тектонической эволюции территории (рис. 8).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате комплексирования стандартной интерпретации данных СРР с методикой СКМ была получена достоверная структурно-тектоническая модель территории Байкитской антеклизы с детальной характеристикой основных этапов развития территории. Полученные результаты являются основой для моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород и определения основных направлений векторов тектонического транспорта на различных этапах развития структур, контролирующих распределение ФЕС рифейских коллекторов.

Список литературы

1. Крылов Н.А. «Переходные комплексы платформ // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающей промышленности России. — 2018. — № 3 (35). — С. 181–198.
2. Харахинов В.В. Древние рифты Восточной Сибири и их нефтегазоносность // Геология нефти и газа. — 2016. — № 4. — С. 3–17.
3. Хабаров Е.М., Вараксина И.В. Строение и обстановки формирования мезопротерозойских нефтегазоносных карбонатных комплексов запада Сибирского кратона // СО РАН, Научный журнал «Геология и геофизика». — 2011. — Т. 52, № 8. — С. 1173–1198.
4. Васильева К.Ю., Бакай Е.А., Ершова Е.Б., Хуснитдинов Р.Р., Худoley А.К., Козлова Е.В., Соловьева С.А. Исследования погружения и термической истории осадочного бассейна Байкитской антеклизы. — 2016. — С. 76–80.
5. Гайдук В.В., Куков С.В., Земцов П.А., Грищенко Д.В. Технология структурного кинематического моделирования на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах // Научно-Технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 4. — С. 4–9.

References

1. Krylov N.A. Platforms Transitional complexes. *Resource provision problems of the Russian gas industry*. 2018, no. 3 (35), pp. 181–198. (In Russ.)
2. Kharakhinov V.V. Eastern Siberia ancient rifts and their oil and gas potential. *Geology of oil and gas*. 2016, no. 4, pp. 3–17. (In Russ.)
3. Khabarov E.M., Varaksina I.V. Structure and conditions of formation of Mesoproterozoic oil and gas carbonate complexes of the west of the Siberian craton. *SB RAS, Scientific Journal «Geology and Geophysics»*. 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1173–1198. (In Russ.)
4. Vasilyeva K.Yu., Bakai E.A., Ershova E.B., Khusnitdinov R.R., Khudoley A.K., Kozlova E.V., Solovieva S.A. *Thermal history studies of the Baikite anticline sedimentary basin*. 2016, pp. 76–80. (In Russ.)
5. Gaiduk V.V., Kukov S.V., Zemtsov P.A., Grishchenko D.V. Technology of structural kinematic modeling at the exploration stages in the fold-thrust zones. *Rosneft Scientific and Technical Bulletin*. 2014, no. 4, pp. 4–9. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.В. Грищенко — структурно-кинематическое моделирование, подготовка текста статьи.

Г.В. Маканова — интерпретация данных СРР, подготовка текста статьи.

Dmitry V. Grishchenko — structural and kinematic modeling, prepared the text.

Galina V. Makanova — seismic data Interpretation, prepared the text.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Вадимович Грищенко* — эксперт,
НОЦ «Газпромнефть-Политех»
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, д. 29.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Галина Валерьевна Маканова — руководитель
направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitry V. Grishchenko* — Expert,
SEC Gazpromneft-Polytech
29, Polytechnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Galina V. Makanova — Direction head,
Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ФОРМИРОВАНИИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ

М.А. Тугарова^{1,*}, И.В. Кирсанов²

¹Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ» (НОЦ «Газпромнефть-НГУ»), РФ, Санкт-Петербург

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Вторичные изменения обломочных пород венда значительно влияют на их коллекторские свойства и являются одним из факторов, усложняющих прогноз нефтегазоносности терригенных резервуаров на месторождениях Чонской группы.

Цель. Качественная и количественная оценка вторичных преобразований в породах и их корреляция с петрофизическими параметрами.

Материалы и методы. Объекты изучения — обломочные породы венда, изученные комплексом литологических методов: петрографическим, рентгенофазовым, гранулометрическим.

Результаты. Интерпретация аналитических данных исследований ядра терригенных пород-коллекторов пласта В13 позволила выделить последовательность стадийных вторичных процессов в обломочных породах-коллекторах венда и оценить их роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Дана оценка роли первичных (седиментационных) и вторичных (эпигенетических) факторов в формировании ФЕС. Отмечен циклический характер вторичных процессов, транслирующих седиментационные циклотемы.

Заключение. Корреляция первичных и вторичных вещественно-структурных признаков пород с емкостным пространством указывает на комплексную генетическую взаимосвязь всех процессов литогенеза в формировании коллекторов терригенного венда.

Ключевые слова: венд, пласт В13, терригенные коллекторы, литологические признаки, эпигенетические процессы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тугарова М.А., Кирсанов И.В. Эпигенетические процессы в формировании терригенных коллекторов месторождений Чонской группы. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):44–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-44-51>

Статья поступила в редакцию 25.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

EPIGENETIC PROCESSES IN THE FORMATION OF TERRIGENOUS RESERVOIRS OF CHONA GROUP DEPOSITS

Marina A. Tugarova^{1,*}, Ilya V. Kirsanov²

¹Science and education center Gazpromneft-NSU, RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Secondary changes in Vendian clastic rocks significantly affect their reservoir properties and are one of the factors complicating the oil and gas forecast of terrigenous reservoirs in the fields of the Chona group.

Aim. Qualitative and quantitative assessment of secondary transformations in rocks and their correlation with petrophysical parameters.

Materials and methods. The objects of study — Vendian clastic rocks, studied by a complex of lithological methods: petrographic, X-ray diffraction, granulometric.

Results. Interpretation of analytical data from core studies of terrigenous reservoir rocks of the B13 formation made it possible to identify the sequence of staged secondary processes in Vendian clastic reservoir rocks and evaluate their role in the formation of reservoir properties (RP). The role of primary (sedimentation) and secondary (epigenetic) factors in the formation of RP is assessed. The cyclical nature of secondary processes, translating sedimentary cyclothems, is noted.

Conclusion. The correlation of primary and secondary material-structural features of rocks with capacitive space indicates a complex genetic relationship of all lithogenesis processes in the formation of Vendian terrigenous reservoirs.

Keywords: Vendian, formation B13, terrigenous reservoirs, lithological features, epigenetic processes

Конфликт интересов: the authors declare no conflict of interest.

Для цитирования: Tugarova M.A., Kirsanov I.V. Epigenetic processes in the formation of terrigenous reservoirs of Chona group deposits. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):44–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-44-51>

Manuscript received 25.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Освоение месторождений углеводородов (УВ) Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НГО) началось еще в 70-х годах прошлого века. Геологические данные по месторождениям региона и НГО в целом отражены в многочисленных публикациях [1–7 и др.].

Практически все авторы отмечают наряду с тектоническим и стратиграфическим факторами нефтегазоконтролирующую роль литологических процессов. Это объясняется повышенной неоднородностью коллекторов, их выклиниванием по латерали и формированием неструктурных залежей.

Литолого-фациальный анализ вендских пластов Непско-Ботубинской НГО выполнялся разными авторами неоднократно [6, 7 и др.]. Методологически характеристика терригенных пластов строилась на выделении первичных вещественно-структурных признаков пород, прослеживании седиментационной последовательности по разрезу и ее изменчивости по латерали.

Концептуальной основой прогноза вещественной неоднородности коллекторов обычно выступает фациальная дифференциация пород как результат изменчивости обстановок осадкообразования [8, 9]. Роль фациального фактора неоспорима, т.к. именно на стадии осадкообразования закладываются такие признаки обломочных пород, как размер зерен, степень их сортированности, и другие гранулометрические характеристики, которые в значительной степени определяют потенциальную межзерновую пористость пород-коллекторов. Условия осадконакопления влияют на песчаность разреза, неоднородность, расчлененность, прерывистость, количество и вещественный состав глинистых фракций, латеральную протяженность продуктивных пластов. Характер связи перечисленных параметров с фильтрационно-емкостным потенциалом коллекторов освещен в литературе [10].

Значительно усложняют прогноз резервуаров вторичные процессы с их разнонаправленным влиянием на ФЕС пород. Отмечается роль перекристаллизации и тектонической микротрещиноватости [10, 11], увеличивающих пустотный объем пород и их

проницаемость. Среди других вторичных процессов отмечаются выщелачивание карбонатного цемента, сульфатизация, окремнение, регенерация обломочных зерен.

При этом уже стало очевидным, что зачастую именно обломочные породы с потенциально хорошими первичными коллекторскими свойствами в ходе литогенеза раньше других утрачивают пористость. В последние десятилетия усилилось изучение вторичных преобразований пород. Для терригенных вендских пластов месторождений Чонской группы засоление рассматривается как приоритетный процесс, определяющий ФЕС пород [2, 12]. Петрофизические исследования также выделяют галитизацию как основной процесс, ухудшающий ФЕС песчаных пластов [13]. Эффект засоления изучен в том числе и сейсмическими методами [14].

Еще один аспект влияния тектоники на нефтегазоносность отложений — наличие трапповых интрузий [2, 3, 15]. В.С. Воробьев, И.В. Чеканов и др. указывают на прямую генетическую связь траппового магматизма

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ (СУЛЬФАТИЗАЦИЯ, КАРБОНАТИЗАЦИЯ И ГАЛИТИЗАЦИЯ) НЕ СООТВЕТСТВУЕТ ПОРЯДКУ РАСТВОРИМОСТИ СОЛЕЙ, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ СВЯЗАНО СО СМЕНОЙ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД.

и засоления пластов венда [13]. Помимо влияния на перераспределение минерализованных вод траппы оказывают прямое термобарическое, динамическое и механическое воздействие на вмещающие породы [17].

Представляется, что формирование современного вещественно-структурного облика пород и их пустотного пространства является совокупным результатом процессов литогенеза, зачастую с разнонаправленным влиянием на их коллекторские свойства.

Вторичные преобразования обломочных пород венда можно разделить на две группы:

- 1) связанные с первичным составом пород;
- 2) непосредственно не обусловленные седиментационными свойствами.

Понимание роли вторичных преобразований пород терригенных резервуаров и их

пространственного распределения в разрезе имеет принципиальное значение для настроек алгоритмов геологической модели, которая должна учитывать всё многообразие фильтрационно-емкостных неоднородностей коллекторов, обусловленных литологическими особенностями пласта, а также при прогнозировании добычных характеристик пласта.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Объекты изучения — обломочные породы венда — вскрыты скважинами в пределах Вакунайской, Тымпучиканской и Игнялинской площадей Непско-Ботуобинской НГО. Вакунайский и Игнялинский участки расположены на территории Катангского района на севере Иркутской области, Тымпучиканский лицензионный участок — в юго-западном регионе Республики Саха (Якутия) на территории Ленского района [6].

Вендский терригенный комплекс несогласно перекрывает кристаллический фундамент. Нижний пласт В13 (талахский) — выдержанный, вскрыт всеми пробуренными скважинами. По генезису породы относятся к флювиогляциальным. Периодичность водно-ледникового осадконакопления отражена в циклическом строении пласта и вещественно-структурных особенностях пород. Каждый цикллит представлен закономерным

изменением гранулометрических типов пород — от грубообломочных до алевролитов с одновременным увеличением минеральной зрелости.

Детальная литологическая характеристика пород дается на основе аналитических данных, полученных в ходе выполнения петрографических, гранулометрических и рентгенофазовых исследований.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД, ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД: РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Обломочные породы венда представлены гравийными, глинисто-алевритовыми и, реже, чистыми песчаниками с тонкими прослоями глинистых алевролитов и глин. Содержание глинистой фракции изменяется от 0 до 14%, алевроитовой — от 1 до 54%. Степень сортированности варьирует от средней до плохой.

По компонентному составу кластолиты представлены преимущественно кварц-граувакковыми и мезоминтовыми породами, что обусловлено близостью к источнику сноса. По минеральному составу в породах преобладают кварц, полевые шпаты и глинистая фракция. Минеральный состав пород трех скважин Игнялинской площади по данным рентгенофазового анализа показан на рис. 1.

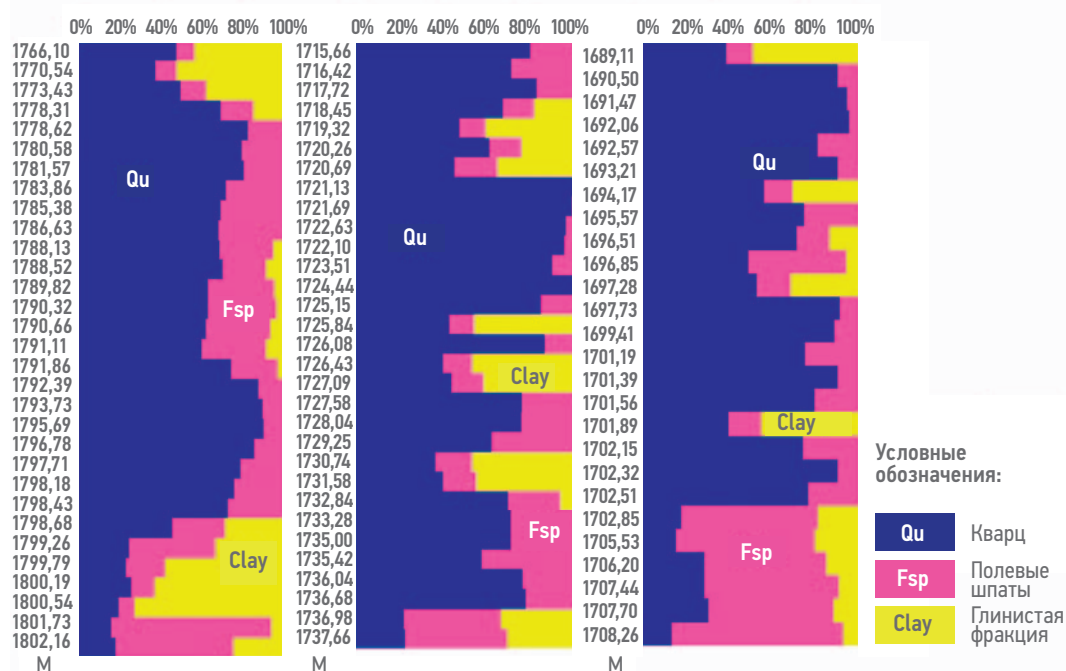


Рис. 1. Минеральный состав пород пласта В13 по данным рентгенофазового анализа. Составлено авторами
Fig. 1. Mineral composition of rocks of the B13 layer according to X-ray analysis. Prepared by the authors

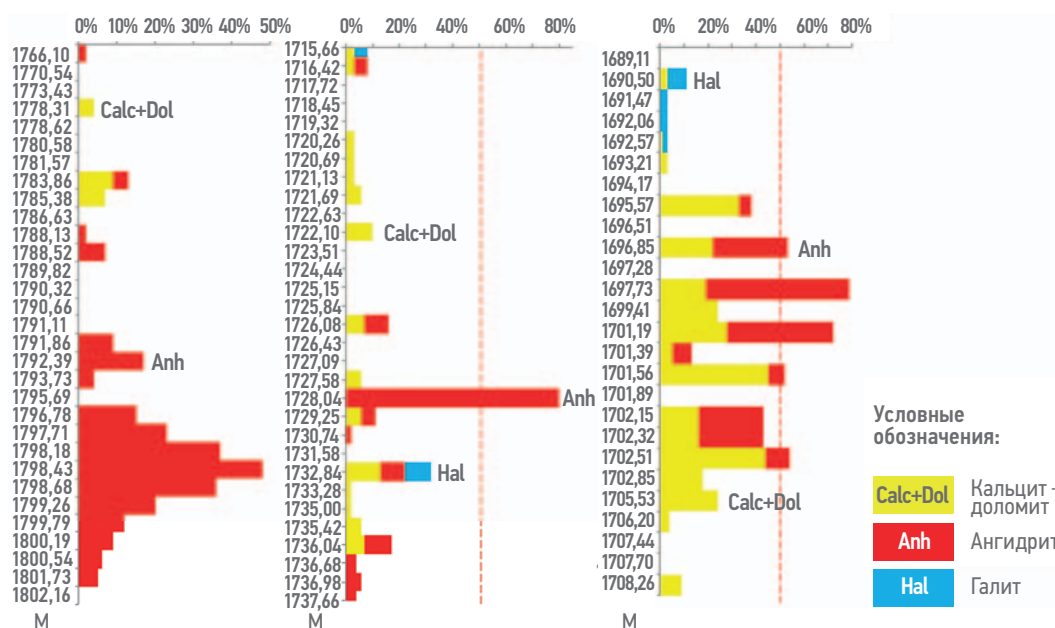


Рис. 2. Распределение вторичного цемента в породах пласта B13. Составлено авторами
Fig. 2. Distribution of secondary cement in the rocks of the B13 layer. Prepared by the authors

Глинистый заполнитель имеет преимущественно первичный седиментационный генезис, хотя и дополняется вторичными глинистыми минералами, образованными по неустойчивым компонентам пород. В состав глинистой фракции входят хлорит, гидрослюда и каолинит.

Эпигенетический цемент представлен следующими минеральными фазами: кальцит, доломит, ангидрит и галит. Их распределение в породах пласта неоднородно и не выдержано по латерали (рис. 2). При этом эмпирически фиксируется определенная закономерность: в нижней части внизу преобладает ангидрит, который выше дополняется карбонатными фазами, а максимальные содержания галита проявлены в кровле пласта.

Бесцементные песчаники в разрезе пласта редки, и только в одной из скважин их толщины достигают первых метров.

Вторичные преобразования обломочных пород венда, связанные с первичным составом пород, представлены в основном процессами пелитизации и серицитизации, что увеличивает общее содержание глинистой фракции и негативно влияет на коллекторские свойства пород.

Постседиментационные процессы проявлены в следующей стандартной последовательности: сульфатизация, карбонатизация и галитизация, которая не всегда фиксируется петрографически (рис. 3). Интересно, что эта последовательность не соответствует росту растворимости солей, в соответствии с которой сначала должны были бы образовываться карбонатные минералы, затем

гипс-ангидрит и в заключение галит. Это можно объяснить сменой состава минерализованных подземных вод на разных этапах геологического развития региона, который контролируется как самим составом образовавшихся пород и перераспределением растворимых соединений в осадочном разрезе, так и возможными наложенными эманиционными процессами.

Отдельный процесс — пиритизация, которая идентифицируется в породах со следами миграции углеводородов и проявлениями битуминозности.

Распределение галита, ангидрита, кальцита и доломита непосредственно не обусловлено седиментационными свойствами песчанников, но связано с первичным пустотным пространством пород, заполняя которое, вторичные минеральные фазы фиксируют его конечный объем. Таким образом, ФЕС пород зависят от суммарного содержания первичного глинистого заполнителя и вторичных аутигенных минералов. В породах с минимальным содержанием первичной глинистой фазы вторичная минерализация проявляется активнее (рис. 4).

Наиболее контрастна зависимость между пористостью и содержанием галита (рис. 5). При этом ангидрит и карбонатные фазы в не меньшей степени отрицательно влияют на ФЕС. Это связано не только с тем, что галит, очевидно, залечивает пустотное пространство, но и с его завершающей ролью в стадияльных процессах.

Суммарный эффект влияния на качество терригенных коллекторов пласта B13 оказывают

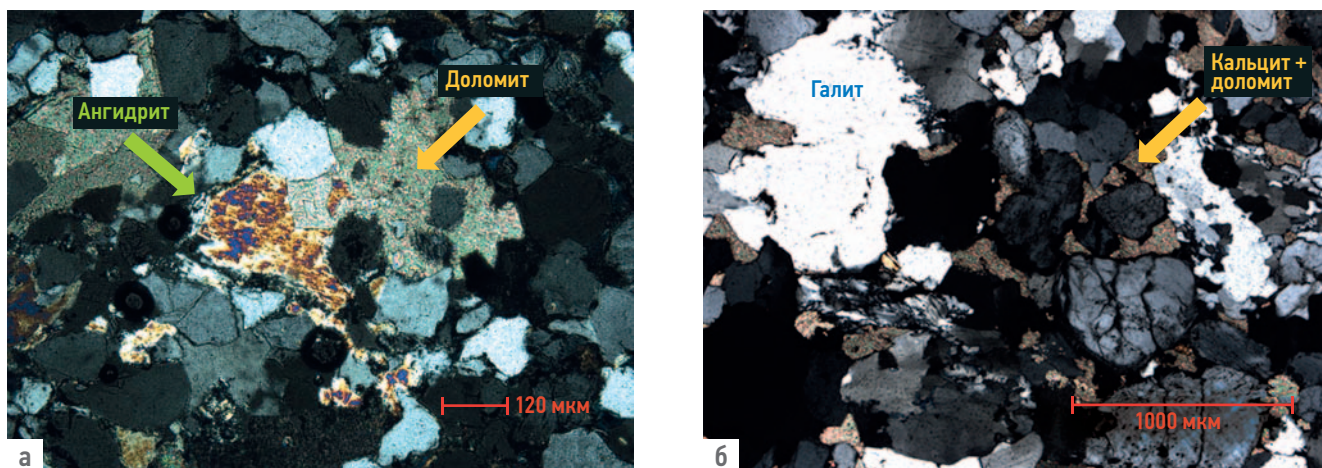
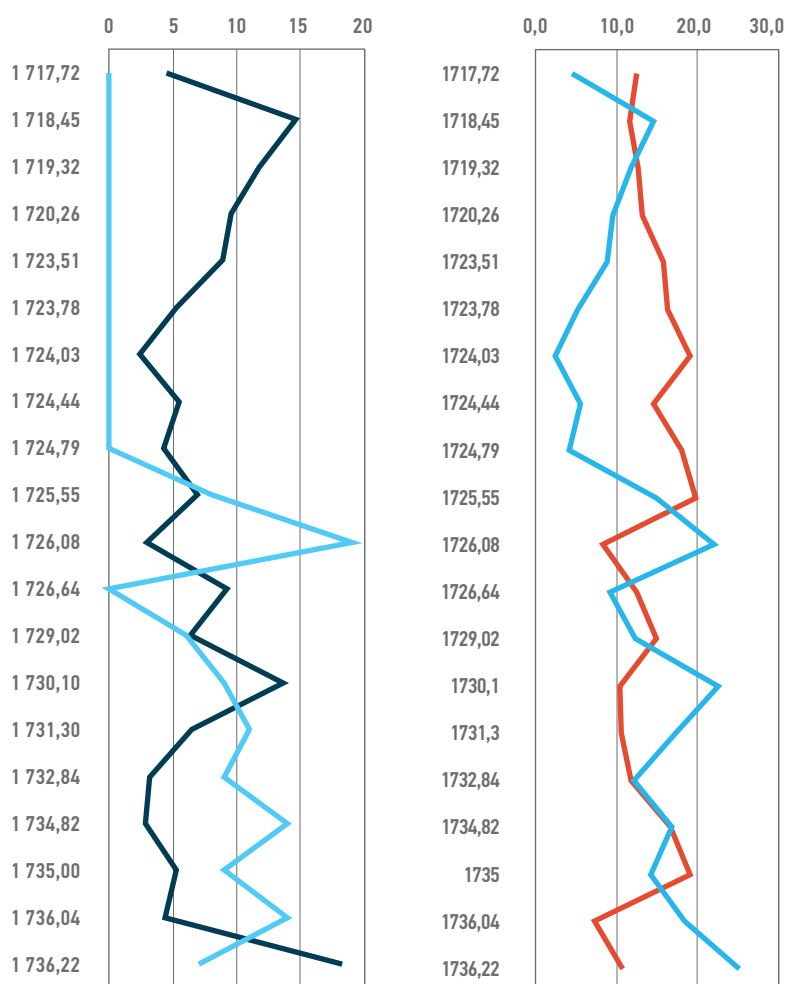


Рис. 3. Фото шлифов (николи скрещены): а — гравийный песчаник со стадийностью цементации: 1 — сульфатизация; 2 — доломитизация. Скв. Игнялинская 4, 1709,68 м; б — крупнозернистый песчаник со стадийностью цементации: 1 — карбонатизация; 2 — галитизация.

Скв. Игнялинская 5, 1690,5 м. Составлено авторами

Fig. 3. Photo of thin sections (crossed nicols): а — gravel sandstone with stages of cementation: 1 — sulfatization; 2 — dolomitization. Well Ignyalinskaya 4, 1709.68 m; б — coarse-grained sandstone with cementation stages: 1 — carbonatization; 2 — halitization. Well Ignyalinskaya 5, 1690.5 m. Prepared by the authors



Условные обозначения:

— гл. фр. (гран) — кальцит+доломит — Кп, % — глина+карбонаты

Рис. 4. Содержание глинистого заполнителя, вторичных карбонатных минералов и изменение коэффициента пористости (Кп, %) по пласту В13, скв. Игнялинская 4. Составлено авторами

Fig. 4. Content of clay aggregate, secondary carbonate minerals and change in porosity coefficient (Kp, %) for the B13 layer, well Ignyalinskaya 4. Prepared by the authors

и седиментационные, и вторичные признаки пород (рис. 6)

Сопоставление данных геофизических исследований скважин (ГИС) с литологическими признаками пород, изученными в керне, свидетельствует о существенном влиянии вторичного минералообразования на физические характеристики пород, что исключает выделение фаций по комплексу ГИС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обломочные породы пласта В13 характеризуются средней первичной структурной и минеральной зрелостью, что приводит к развитию вторичных процессов пелитизации и хлоритизации.
2. Первично потенциальные коллекторы существенно минерализованы вторичными процессами. Прослеженная стадийность процессов следующая: сульфатизация, карбонатизация, галитизация.
3. Последовательность процессов вторичного минералообразования не соответствует растворимости солей, что заставляет предполагать изменение состава минерализованных пластовых вод на протяжении геологической истории развития осадочных разрезов.
4. Вторичное минералообразование проявляется в разрезах циклически, транслируя седиментационные циклотемы.
5. Корреляция первичных и вторичных вещественно-структурных признаков пород с емкостным пространством указывает на комплексную генетическую взаимосвязь всех процессов литогенеза

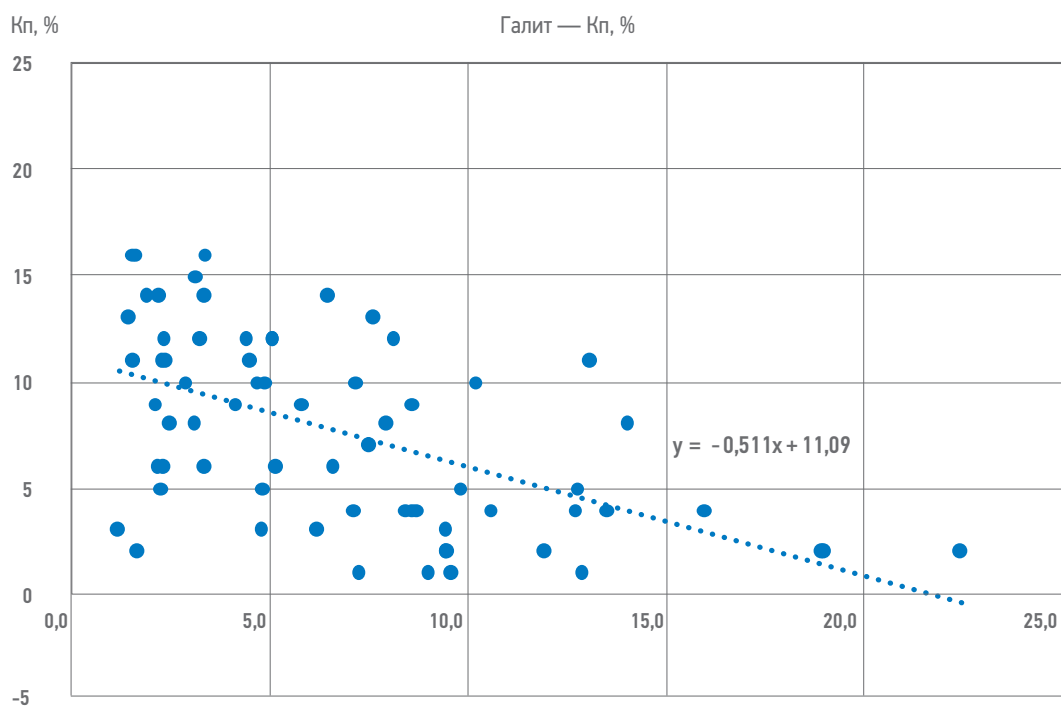


Рис. 5. Зависимость пористости от содержания галита в породах пласта В13. Составлено авторами
Fig. 5. Dependence of porosity on halite content in rocks of the В13 layer. Prepared by the authors

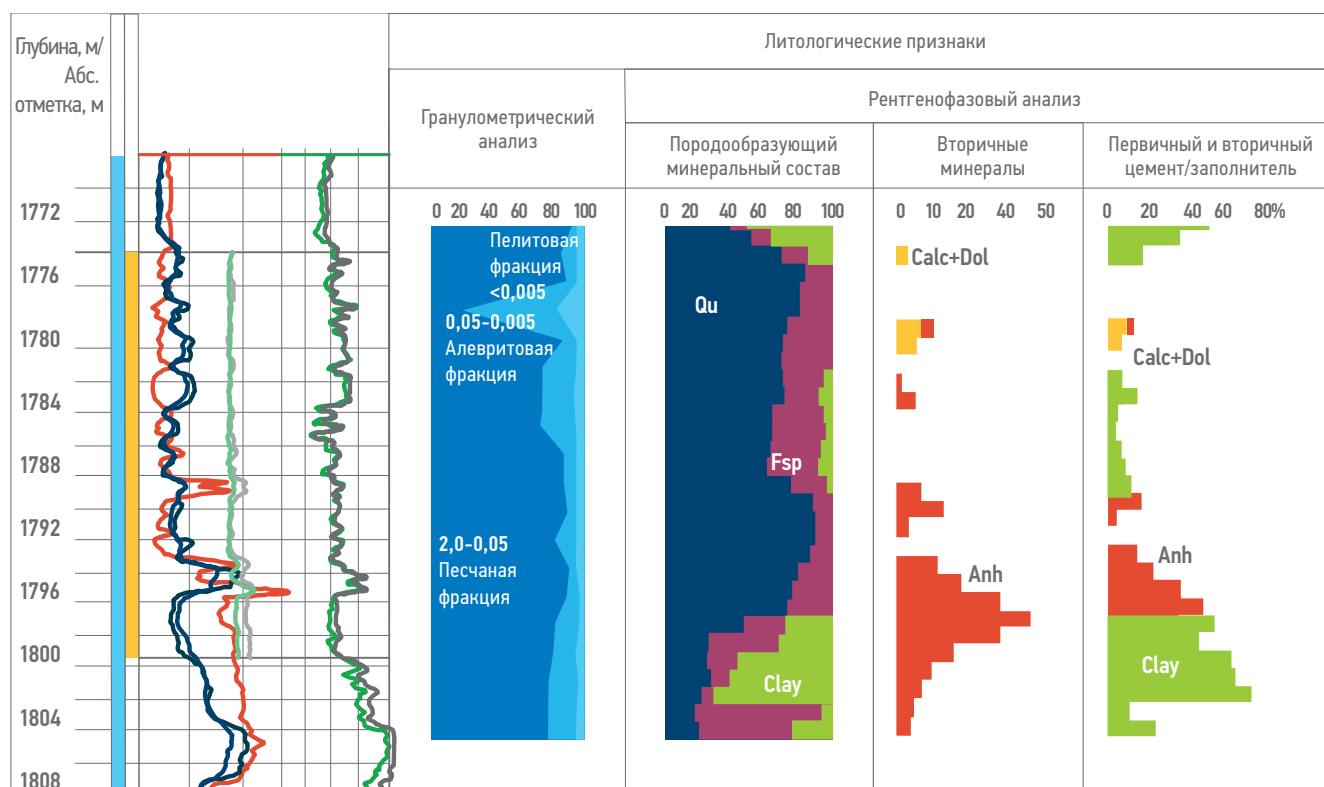


Рис. 6. Сопоставление данных ГИС с первичными и вторичными вещественными признаками пород. Игналинская скв.
Условные обозначения на рис. 1, 2. Составлено авторами
Fig. 6. Comparison of well logging data with primary and secondary material features of rocks. Ignalinskaya well. Legend in Fig. 1, 2.
Prepared by the authors

в формировании коллекторов терригенного венда. Фильтрационно-емкостные свойства пород контролируются содержанием глинистой фракции и эпигенетическим

аутигенным минеральным цементом, что определяет значимую роль как фазового, так и стадийного анализа в построении геологической модели.

Список литературы

1. Анциферов А.С. Формирования и размещения нефтегазоконденсатных залежей на юге Сибирской платформы // Геол. нефти и газа. — 1980. — № 3. — С. 12–15.
 2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. — М.: Недра, 1981. — 550 с.
 3. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н., Гребенкин Т.Я., Дробот Д.И., Зотеев А.М., Конторович А.Э., Ларичев А.Т., Леонтович В.Б., Мандельбаум М.М., Матвеев В.Д., Мельников Н.В., Обухович Г.А., Трофимук А.А., Фрадник Г.С., Шемин Г.Г. Непско-Ботубинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — Новосибирск: Наука, 1986. — 245 с.
 4. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы // Сборник Сиб. Науч.-произв. Объединения по геолого-геофизическим работам / Сост. Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, М.М. Потлова и др. — М.: Недра, 1988. — 254 с.
 5. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботубинский регион / Гл. ред. А.Э. Конторович. — Новосибирск: изд-во ОИГГМ, 1994. — 76 с.
 6. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байжитская антеклизы и Катангская седловина). — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. — 467 с.
 7. Самсонов В.В., Ларичев А.И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf
 8. Лобанова Е.В. Обстановки осадконакопления и перспективы нефтегазоносности горизонта В10 в центральных районах Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. — 2016. — №6. — С. 63–68.
 9. Туровская Е.М., Еремин Ю.Г. Седиментационная модель терригенных пластов В13 и В10 Чонской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2014, № 9. — С. 74–76.
 10. Топешко В.А., Рябкова Л.В. Типы залежей нефти и газа юга Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2000. — Т. 41. — № 6. — С. 896–904.
 11. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Влияние дизъюнктивной тектоники на нефтегазоносность // Критерии и методы прогноза нефтегазоносности. Новосибирск, 1987. — С. 90–96.
 12. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клинов Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. 2017. — №3. — С. 1–14.
 13. Мухидинов Ш.В., Воробьев В.С. Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы // ProНефть. — 2017. — Вып. 1. — С. 32–37.
 14. Шубин А.В., Рыжков В.И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. — 2013. — № 5. — С. 17–25.
 15. Мигурский А.В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботубинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986. — С. 36–34.
 16. Гажула С.В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — № 3. Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf
 17. Хоменко А.В. Влияние траппов на коллекторские свойства вмещающих пород (на примере месторождений Лена-Тунгусской провинции) // Геология и методика разведки месторождений нефти и газа Сибирской платформы. — Новосибирск, 1988. — С. 94–99.
- ## References
1. Antsiferov A.S. Formation and placement of oil and gas condensate deposits in the south of the Siberian platform. *Geologiya nefi i gaza [Oil and gas Geology]* 1980, no. 3, pp. 12–15. (In Russ.)
 2. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. *Geology of oil and gas of the Siberian platform*. Moscow: Nedra, 1981, 550 p. (In Russ.)
 3. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorobyov V.N., Grebenkin T.Ya., Drobot D.I., Zoteev A.M., Kontorovich A.E., Larichev A.T., Leontovich V.B., Mandelbaum M.M., Matveev V.D., Melnikov N.V., Obukhovich G.A., Trofimuk A.A., Fradkin G.S., Shemin G.G. *Nepa-Botuobinskaya antecline — a new promising area of oil and gas production in the East of the USSR* / ed. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Novosibirsk: Nauka, 1986, 245 p. (In Russ.)
 4. Lithology and conditions for the formation of oil and gas reservoirs of the Siberian platform. *Sbornik Sib. Nauch.-proizv. Ob`edinenie po geologo-geofizicheskim rabotam [Digest of Sibirs. Scientific-production Association for geological and geophysical work]* Comp. T.I. Gurova, L.S. Chernova, M.M. Potlova et al. Moscow: Nedra, 1988, 254 p. (In Russ.)
 5. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. et al. *Oil and gas basins and regions of Siberia*. Vol. 7. Nepa-Botuobinsky region / Ch. ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: Publishing house OIGGM, 1994, 76 p. (In Russ.)
 6. Shemin G.G. *Geology and prospects for oil and gas potential of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuobinskaya, Baikitskaya antecises and the Katanga saddle)*. Novosibirsk: Publishing house SB RAS, 2007, 467 p. (In Russ.)
 7. Samsonov V.V., A.I. Larichev Promising oil and gas complexes and zones of the southern part of the Siberian platform. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika [Oil and Gas Geology. Theory and practice]*. 2008, vol. 3, no. 4. Access mode: http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf (In Russ.)
 8. Lobanova E.V. Sedimentation conditions and prospects for oil and gas potential of the B10 horizon in the central regions of the Nepa-Botuobinskaya antecline. *Geology of Oil and Gas*. 2016, no. 6, pp. 63–68. (In Russ.)
 9. Turovskaya E.M., Eremin Yu.G. Sedimentation model of terrigenous layers B13 and B10 of the Chona group of fields. // *Neftyanoe khozyajstvo [Oil industry]*. 2014, no. 9, pp. 74–76. (In Russ.)
 10. Topeshko V.A., Ryabkova L.V. Types of oil and gas deposits in the south of the Siberian platform. *Geologiya i geofizika [Geology and Geophysics]*. 2000, T. 41, no. 6, pp. 896–904. (In Russ.)
 11. Migursky A.V., Staroseltsev V.S. *The influence of disjunctive tectonics on oil and gas content. Kriterii i metody` prognoza neftegazonosnosti [Criteria and methods for forecasting oil and gas content]*. Novosibirsk, 1987, pp. 90–96. (In Russ.)
 12. Vorobyov V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. Model of the distribution of terrigenous reservoirs and saline sandy-gravel deposits within the deposits of the central part of the Nepa arch. *Geologiya nefi i gaza [Oil and gas Geology]*. 2017, no. 3, pp. 1–14. (In Russ.)
 13. Mukhidinov Sh.V., Vorobiev V.S. Methodological features of petrophysical study of saline terrigenous rocks of oil and gas fields of the Chona group. *PRONeft [ProNeft]*, 2017, Iss. 1, pp. 32–37. (In Russ.)
 14. Shubin A.V., Ryzhkov V.I. Study of the effect of salinization of the pore space of a terrigenous reservoir using seismic data. *Geofizika [Geophysics]*, 2013, no. 5, pp. 17–25. (In Russ.)

- 15.** Migursky A.V. Dynamic impact of trap magmatism on the oil and gas content of the Nepa-Botuobinskaya antecline. *Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti [Tectonic criteria for forecasting oil and gas content]*. Novosibirsk, SNIIGiMS, 1986, pp. 36–34. (In Russ.)
- 16.** Gazhula S.V. Features of trap magmatism in connection with the oil and gas conditions of the Siberian platform. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika [Oil and Gas Geology. Theory and practice]*. 2008, no 3. Access mode: https://ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf. (In Russ.)
- 17.** Khomenko A.V. The influence of traps on the reservoir properties of host rocks (using the example of fields in the Lena-Tunguska province). *Geologiya i metodika razvedki mestorozhdenij nefti i gaza Sibirskoj platformy [Geology and methods of exploration of oil and gas fields of the Siberian platform]*. Novosibirsk, 1988, pp. 94–99. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.А. Тугарова — разработала общую концепцию статьи, выполнила интерпретацию литологических данных, утвердила итоговую версию статьи и согласилась принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Кирсанов — на основе выполненной геологической модели оценил корреляцию ГИС с литологическими данными, а также роль вторичных процессов в настройке алгоритмов геологической модели.

Marina A. Tugarova — developed the overall concept of the paper, performed the interpretation of the lithological data, approved the final version of the paper, and agreed to accept responsibility for all aspects of the work.

Ilya V. Kirsanov — assessed the correlation of geophysical data with lithological data based on the completed geological model, as well as the role of secondary processes in tuning the geological model algorithms.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Марина Александровна Тугарова* — доктор геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, НОЦ «Газпромнефть-НГУ» 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru SPIN-код: 5293-6402 Scopus ID: 6507579131

Илья Валерьевич Кирсанов — эксперт Центра компетенций по комплексному геологическому моделированию, Группа компаний «Газпром нефть»

Marina A. Tugarova* — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Leading Researcher, Gazpromneft-NSU Research Center 2, Pirogova street, 630090, Novosibirsk, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru SPIN-code: 5293-6402 Scopus ID: 6507579131

Ilya V. Kirsanov — Expert at the Competence Center for Integrated Geological Modeling, Gazpromneft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВОЗМОЖНОСТИ СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ ПРИ ПРОГНОЗЕ МАЛОМОЩНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННОГО ВЕНДА

В.А. Фагерева*, Д.М. Макухо, И.И. Кубышта

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Последние достижения в области интерпретации данных сейсморазведки связаны с инверсионными преобразованиями сейсмических данных. Сейсмические данные можно изучать и интерпретировать без применения инверсии, однако это не позволяет получить детальное представление о строении пласта, а при определенных условиях может приводить к получению недостоверного результата. Благодаря эффективности и качеству сейсмической инверсии в настоящее время большинство нефте- и газодобывающих компаний применяют инверсионные технологии с целью увеличения разрешения сейсмических данных, повышения надежности прогнозов и достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств пород, в том числе пористости и эффективной толщины.

Цель работы заключается в оценке инструментов динамического анализа и выбора оптимального метода прогноза распространения маломощных коллекторов терригенных отложения венда Восточной Сибири.

Материалы и методы. Для понимания возможности сейсморазведки и оценки ее прогностических возможностей было выполнено петроупругое моделирование и построена модель клина. Реализовано тестирование таких инструментов атрибутного анализа, как построение атрибутов по суммарному кубу и по кубам упругих параметров. Рассчитана синхронная инверсия, ее интерпретация выполнялась методом байесовской классификации кубов упругих параметров, на выходе получен куб вероятности коллектора.

Результаты. В результате выполненных работ установлено, что для маломощных коллекторов венда классический атрибутный подход не подходит. Подбор подходящего окна расчета или атрибута является трудозатратным и неэффективным методом получения тренда распространения эффективных толщин в межскважинном пространстве. Куб вероятности коллектора и карта, построенная по отсечкам вероятности, являются наиболее оптимальным вариантом.

Заключение. Сейсмическая инверсия как инструмент детального геологического моделирования на примере нефтяного месторождения в Восточной Сибири показала эффективность для прогноза ФЕС маломощных коллекторов.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, синхронная инверсия, байесовская классификация, венд, терригенные отложения, Красноярский край

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Фагерева В.А., Макухо Д.М., Кубышта И.И. Возможности синхронной инверсии при прогнозе маломощных коллекторов терригенного венда. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):52–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-52-57>

Статья поступила в редакцию 25.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

THE POSSIBILITIES OF SYNCHRONOUS INVERSION IN THE PREDICTION OF LOW-POWER TERRIGENOUS VENDIAN COLLECTORS

Veronika A. Fagereva*, Dmitrii M. Makukho, Irina I. Kubyshta

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Recent advances in the interpretation of seismic data are associated with inversion transformations of seismic data. Seismic data can be studied and interpreted by themselves, without the use of inversion, however, this does not allow us to get the most detailed idea of the structure of the formation, and under certain conditions can lead to an unreliable result. Due to the efficiency and quality of seismic inversion, currently most oil and gas companies use inversion technologies in order to increase the resolution of seismic data and increase the reliability of forecasts, increase the reliability of the assessment of filtration-capacitance properties of rocks, including porosity and effective thickness.

Goal. In order to obtain a forecast of the distribution of low-power reservoirs of terrigenous deposits in Eastern Siberia, dynamic analysis tools were evaluated and the optimal method was selected.

Materials and methods. In order to understand the possibility of seismic exploration and evaluate its predictive capabilities, petroelastic modeling was performed and a wedge model was constructed. Testing of various attribute analysis tools, such as the construction of attributes by the total cube, by cubes of elastic parameters,

has been implemented. Synchronous inversion was calculated, its interpretation was carried out by the Bayesian classification of cubes of elastic parameters, and the collector probability cube was obtained at the output.

Results. As a result of the work carried out, it was found that the classic attribute approach is not suitable for low-power collectors of Vendas. The selection of a suitable calculation window or attribute is a labor-intensive and inefficient method of obtaining the trend of the spread of effective thicknesses in the inter-well space. The probability cube of the collector and the map based on probability cut-offs are the most optimal option.

Conclusion. Seismic inversion as a tool for detailed geological modeling on the example of an oil field in Eastern Siberia has shown the effectiveness for the prediction of low-power reservoirs.

Keywords: Eastern Siberia, synchronous inversion, Bayesian classification, vend, terrigenous deposits, Krasnoyarsk region

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Fagereva V.A., Makukho D.M., Kubyshta I.I. The possibilities of synchronous inversion in the prediction of low-power terrigenous vendian collectors. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):52–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-52-57>

Manuscript received 25.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в значительной степени увеличивается количество объектов со сложной геологией и слабой изученностью, где целевой интервал представлен малыми толщами и имеет сильную литологическую неоднородность. В большинстве случаев для поиска таких объектов используют сейсмическую инверсию, при этом работа происходит не только с полнократными кубами, но и с сейсмическими данными, просуммированными в различных диапазонах удалений/углов. Подобные подходы позволяют восстанавливать значения упругих свойств в целевых интервалах разреза и выполнять прогноз в межскважинном пространстве распределения коллекторов и их ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства).

Степень достоверности получаемых с использованием результатов инверсий геологических моделей напрямую зависит от полноты геолого-геофизической информации на данном месторождении и качества сейсмических данных.

Основная задача проведенных исследований — построение геологической модели и прогноз распределения маломощных коллекторов в межскважинном пространстве терригенных отложений венда с помощью технологии детерминистической синхронной инверсии.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В пределах изучаемого объекта открыты 3 месторождения в терригенных толщах венда и карбонатных отложениях рифея. Площадь изучена двумя сейсмическими

съёмками 3D, редкой сетью 2D профилей и 23 скважинами.

Для снятия неопределённостей сложного геологического строения было выполнено объединение и переобработка с уровня сейсмограмм данных МОГТ 3D общей площадью 3852 км² с интерпретационным сопровождением обработки. Переобработка данных позволила получить более широкий, чем у предшественников, частотный диапазон,

АЛЬТЕРНАТИВНОЙ МЕТОДИКОЙ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ИМЕЮЩИХ СЛОЖНОЕ СТРОЕНИЕ И/ИЛИ МАЛЕНЬКИЕ ТОЛЩИНЫ, МОЖЕТ БЫТЬ ОБЪЕМНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНВЕРСИИ ЧЕРЕЗ БАЙЕСОВСКУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ.

динамическую выраженность (прослеживаемость) отражений в целевых интервалах, минимизировать влияние неблагоприятных сейсмогеологических условий (сквозные аномалии, связанные с рельефом, влияние контрастных объектов верхней и средней частей разреза) [1].

Целевой пласт слабо выражен в сейсмическом поле за счет приближения мощности пласта к границе разрешающей способности сейсморазведки, что затрудняет его корреляцию по площади. При анализе сейсмических атрибутов в различных окнах по суммарному кубу корреляционных зависимостей установить не удалось. Была поставлена задача понять, возможно ли из сейсмических данных получить тренд для маломощного коллектора, либо сейсморазведка неэффективна для таких отложений.

ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕРСИИ

Моделирование — это инструмент, который позволяет оценить возможности прогноза по данным сейсморазведки. В рамках работ было выполнено петроупругое моделирование, а также построена модель клина.

В ходе анализа упругих характеристик пород пласта БVIII-1 по измеренным каротажным данным установлено, что уверенный прогноз УВ-насыщенных коллекторов возможен по данным акустического импеданса (AI, рис. 1). Распределения значений отношения V_p/V_s для коллекторов и неколлекторов имеют достаточно большое перекрытие, при этом отмечаются тенденции к уменьшению параметра для УВ-насыщенных коллекторов.

Моделирование упругих свойств пород Rock Physics является важным этапом при изучении физических свойств горных пород, которое позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными, и представляет собой основу для прогноза флюидонасыщения пород и литологии по данным сейсмической инверсии [2].

Моделирование упругих свойств позволило получить кривые RHOB, DT и DTS, согласованные с петрофизической моделью пласта и свободные от влияния скважинных условий. По модельным кривым увеличился

контраст по параметру V_p/V_s . Таким образом, анализ упругих характеристик в разрешении ГИС показал, что наиболее надежными критериями прогноза продуктивных коллекторов являются акустический импеданс и отношение V_p/V_s . Основой для прогноза эффективных толщин может послужить акустический импеданс.

Для понимания возможности выделения маломощных пластов по результатам сейсмической инверсии построена модель клина по данным продуктивной скважины №1 (рис. 2).

Эффективная толщина целевого пласта в скважине составляет 7,5 м. Данная модель была построена для нефте- и газонасыщенного коллектора. В ходе моделирования была установлена возможность выделения коллектора мощностью от 2–3 м в пласте Б-VIII-1 по упругим параметрам. Учитывая осложняющие факторы и наличие шумов в исходных сейсмических данных, возможная минимальная мощность была увеличена до 4–5 м, что соответствует средней мощности коллектора по скважинам в целевом пласте. Если принять во внимание, что только 1 % площади покрыт скважинной информацией и потенциально хорошие зоны еще не вскрыты, то перспектива расчета инверсии и получение из ее интерпретации тренда в межскважинном пространстве позволит корректно учесть потенциал площади.

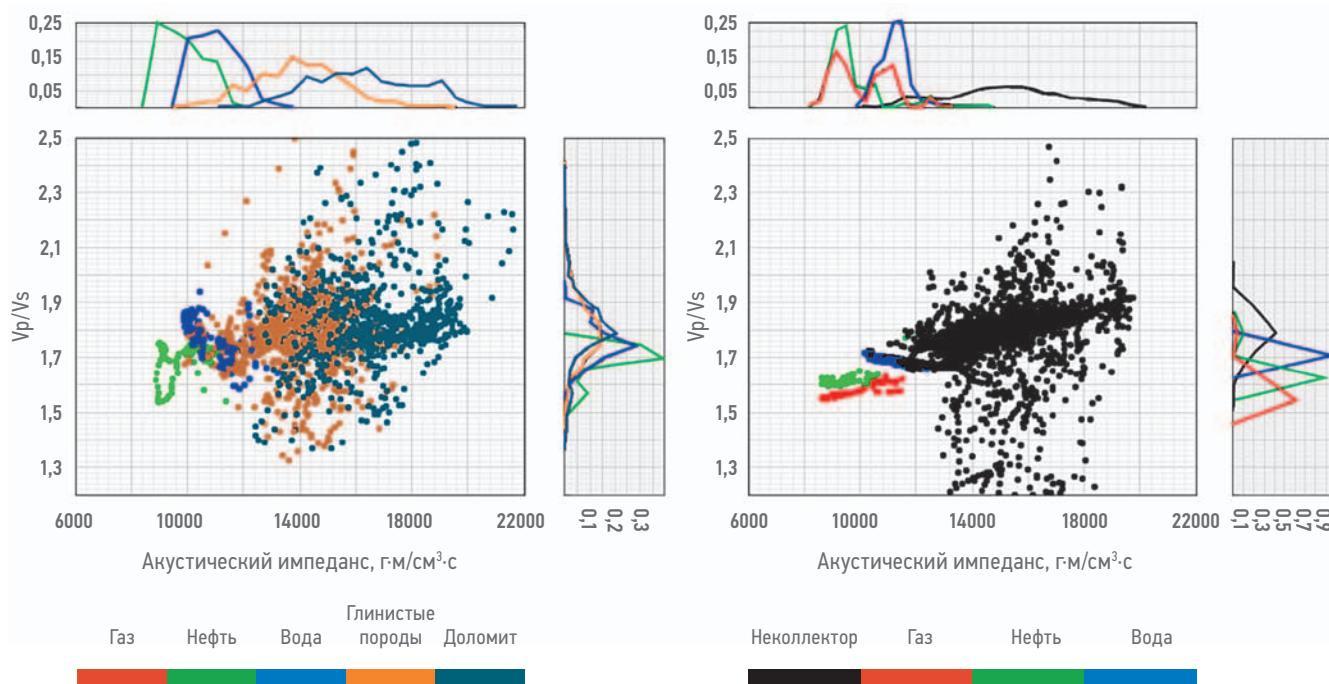


Рис. 1. Сопоставление акустического импеданса (AI) и отношения V_p/V_s по измеренным данным (слева) и результатам моделирования (справа). Составлено авторами

Fig. 1. Comparison of acoustic impedance (AI) and V_p/V_s ratio based on measured data (left) and simulation results (right). Compiled by the authors

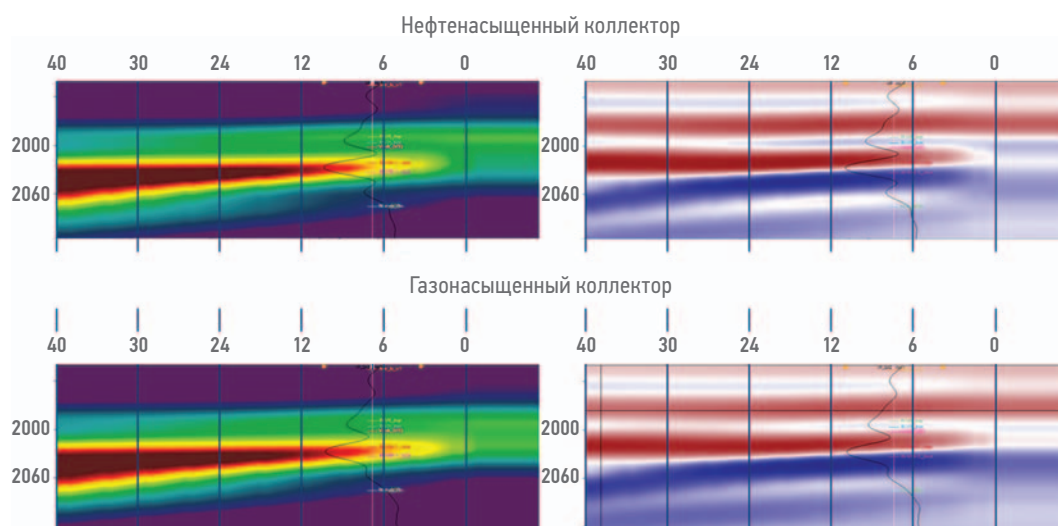


Рис. 2. Синтетическая модель клина по скв-1 для нефте- и газонасыщенного коллектора. По горизонтали отмечена мощность коллектора, по вертикали — глубина. Составлено авторами
Fig. 2. Synthetic wedge model according to Well-1 for oil-saturated and gas-saturated collector. The collector capacity is marked horizontally, the depth is marked vertically. Compiled by the authors

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕТЕРМИНИСТИЧЕСКОЙ AVO/AVA ИНВЕРСИИ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА РАЗРЕЗА

Для проведения инверсионных преобразований в вендском интервале сформирован набор из 4 частично-кратных угловых сумм в диапазоне от 5° до 40° . Такой диапазон углов увеличивает достоверность восстановления кубов упругих параметров, особенно V_p/V_s , и дает предпосылки к восстановлению плотности.

Предварительно подготовленные частично-кратные суммы были использованы для оценки формы импульса и непосредственно для расчета синхронной инверсии, результаты которой положены в основу объемного прогноза коллекторских свойств.

При оптимизации инверсии выбрана параметризация «акустический импеданс, отношение V_p/V_s , плотность». Выполнена синхронная AVA-инверсия по данным двух 3D-съемок. Коэффициент корреляции между инвертированным Р-импедансом и синтезированным по данным ГИС составляет 0,86 (для целевого интервала ОГ В (кровли тэттерской свиты) — R0(кровля эрозионной поверхности рифея)), для V_p/V_s — 0,83.

Проведенный контроль качества инверсии позволяет сделать вывод, что по кубам акустического импеданса и отношения V_p/V_s может быть выполнен достаточно надежный прогноз коллекторских свойств продуктивного интервала.

Классический подход к интерпретации сейсмической инверсии, который часто

используется на проектах, это тот же самый атрибутный анализ, но в качестве входных сейсмических данных применяются кубы упругих параметров. Аналогично атрибутному анализу по суммарному кубу стоит вопрос в корректном подборе окна расчета, и по итогу атрибут, коррелирующий с эффективными толщинами, подобрать не удалось.

Альтернативная методика, которую мы рекомендуем использовать для коллекторов, имеющих сложное строение и/или маленькие толщины, — это объемная интерпретация результатов инверсии через байесовскую классификацию.

Для выполнения объемного прогноза и построения куба вероятности коллектора был произведен анализ акустических и петрофизических свойств как по данным ГИС, так и по восстановленным в результате синхронной инверсии данным. Для увеличения статистики «решающее правило» определено на весь вендский интервал.

Наилучший результат показало «решающее правило» на основе восстановленных кривых упругих параметров (рис. 3).

Коллекторы в скважинах имеют небольшие мощности, и синхронная детерминистическая инверсия частично-кратных сумм дает интегральное решение, описывает основные закономерности распространения коллекторов и зоны их отсутствия. Учитывая данный факт, при дальнейшем геологическом моделировании решено использовать результаты интерпретации сейсмической инверсии в качестве «мягкого» 2D-тренда.

В качестве 2D-тренда использованы карты прогнозных («сейсмических») толщин

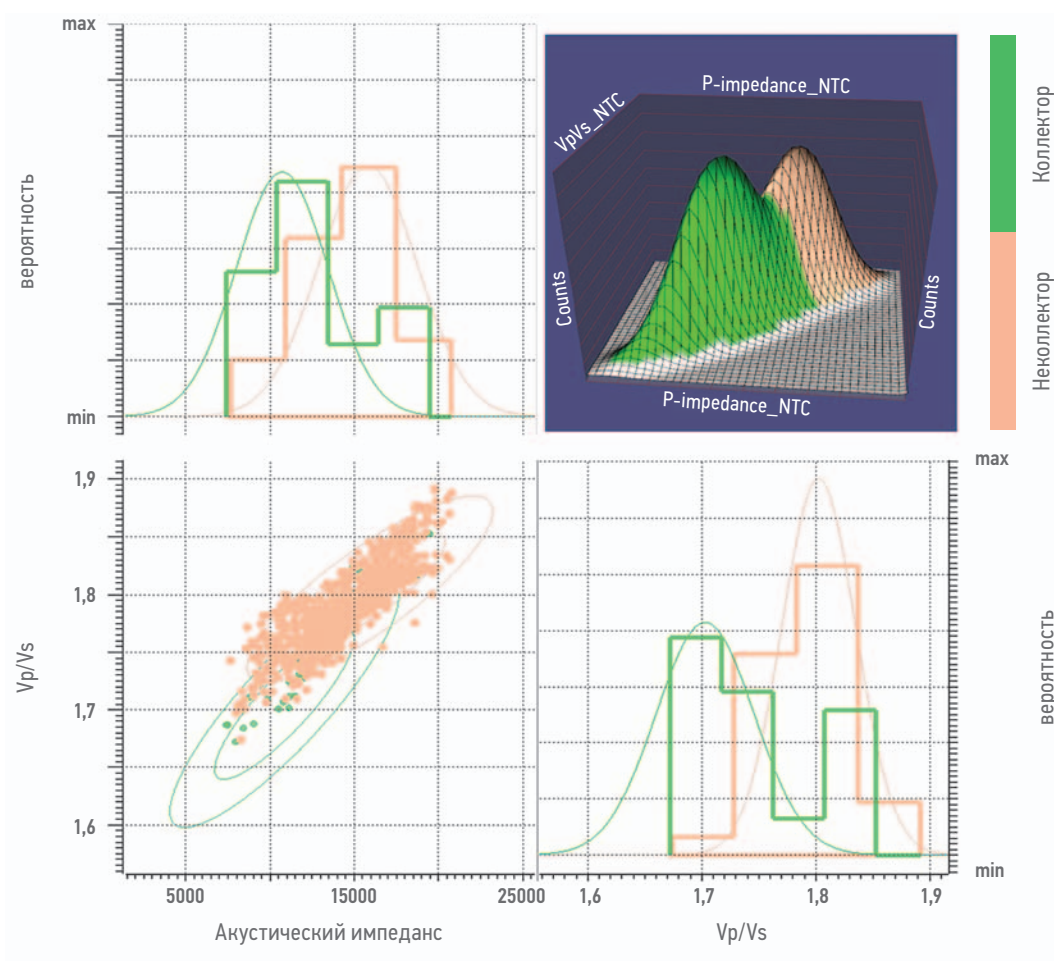


Рис. 3. Решающее правило для вендского интервала. Составлено авторами
Fig. 3. Bayesian classification for the Vendian interval. Compiled by the authors

коллектора, полученные через объемную интерпретацию (BodyChecking) и имеющие корреляцию со скважинами 0,67 для целевого пласта Б8-1 и 0,77 — для нижележащего венда, который является так же перспективным.

ВЫВОДЫ

Несмотря на малые толщины целевого пласта и невозможность прокоррелировать самостоятельные отражения от его кровли и подошвы, но имея качественно

выполненную инверсию и результаты объемной её интерпретации из куба «вероятности коллектора», удалось получить карты эффективных толщин коллекторов, которые имеют хорошую сходимость со скважинными данными, в том числе и по тем, которые не участвовали в расчетах.

Сейсмическая инверсия как инструмент детального геологического моделирования на примере нефтяного месторождения в Восточной Сибири показала эффективность для прогноза ФЕС маломощных коллекторов.

Список литературы

1. Захарчук С.А., Жерлыгин А.Л., Слуцкий Д.А., Хуснитдинов Р.Р., Сорокин А.С., Фогерева В.А. Комплексный подход для снятия геологических неопределенностей на стадии разведки в строении продуктивных карбонатных отложений рифея и терригенных пластов венда на примере месторождения в Восточной Сибири // EAGE. — PROGRESS, 2021.
2. Филиппова К.Е., Кубышта И.И., Павловский И.В., Газарян З.И. Сейсмическая инверсия как инструмент детального геологического моделирования на примере нефтяного месторождения в Восточной Сибири // EAGE. Геобайкал, 2014.

References

1. Zakharchuk S.A., Zherlygin A.L., Slutsky D.A., Khusnitdinov R.R., Sorokin A.C., Fagerev V.A. An integrated approach to remove geological uncertainties at the exploration stage in the structure of productive carbonate deposits of the Riphean and Vendian terrigenous formations on the example of a field in Eastern Siberia. EAGE, PROGRESS, 2021. (In Russ.)
2. Filippova K.E., Kubyshta I.I., Pavlovsky I.V., Gazaryan Z.I. Seismic Inversion as a Tool for Detailed Geological Modeling in an East Siberian Oil Field. EAGE, Geobaikal, 2014. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Фагерева — приняла участие в разработке общей концепции статьи, выполнила атрибутивный анализ в изучаемом интервале, выполнила расчет синхронной детерминистической инверсии и интерпретацию, в том числе через байесовскую классификацию и построение куба вероятности коллектора. Также выполнила построение модели клина для обоснования разрешающей возможности сейсморазведки. Занималась оформлением статьи и рисунков, утвердила итоговую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.М. Макухо — выполнил обработку данных ГИС и интерпретацию полученных результатов. Выполнил построение ПУМ (петроупругой модели), которая была основой в выполнении инверсии. Участвовал в написании раздела обоснование инверсии и является автором рисунка 1.

И.И. Кубышта — приняла участие в разработке общей концепции статьи. Выполняла экспертную поддержку на всех этапах работ.

Veronika A. Fagereva — took part in the development of the general concept of the article, performed attribute analysis of the studied interval, performed the calculation of synchronous deterministic inversion and interpretation, including through Bayesian classification and construction of a reservoir probability cube. She also built a wedge model to justify the resolution capabilities of seismic exploration. I was involved in the design of the article and drawings, approved the final version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Dmitrii M. Makuho — processed the GIS data and interpreted the results. Completed the construction of the PUM (petroelastic model), which was the basis for the implementation of the inversion. Participated in writing the section on justification for inversion and is the author of Figure 1.

Irina I. Kubyshta — took part in developing the general concept of the article. Provided expert support at all stages of work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вероника Александровна Фагерева* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

Дмитрий Михайлович Макухо — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-2743-8039>
Scopus Author ID: 54974270200

Ирина Ивановна Кубышта — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Veronika A. Fagereva* — Leading geophysicist, Gazprom нефт company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

Dmitrii M. Makukho — Petrophysicist, Gazprom нефт company group
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-2743-8039>
Scopus Author ID: 54974270200

Irina I. Kubyshta — Leading geophysicist, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2023



<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-58-72>

СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН КОНСТРУКЦИИ «FISHBONE» НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ: ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ И ВЫУЧЕННЫЕ УРОКИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ

**А.В. Шинчихин^{1,*}, М.А. Васильев¹, А.А. Гомонов¹, А.Е. Комков¹, М.В. Федоров¹,
А.Н. Помазов¹, Д.С. Басанаев¹, Р.Р. Кудашев^{1,2}**

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

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. В статье представлены избранные результаты и методики, разработанные в процессе бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири.

Материалы и методы. В рамках работы проведен анализ рисков наличия траппов и интрузивных тел в районе бурения, уточнена проектная петрофизическая модель, обоснованы и внесены поправки за газ в высокопроницаемых коллекторах, разработана и внедрена практика бурения мини-пилотных стволов, а также методика оценки проектного дебита в процессе бурения скважин.

Результаты. Были проанализированы и оценены результаты бурения более 60 скважин. Полученный опыт и анализ принятых решений позволили увеличить эффективность бурения новых скважин на данном месторождении. Авторские методики прогнозирования дебита и изменения конструкции скважин в зависимости от рассчитанного геологического потенциала получили практическое испытание с доказанным положительным эффектом.

Заключение. Полученный опыт и результаты принятых решений позволяют тиражировать подходы проектной команды на другие активы Восточной Сибири со схожим геологическим строением.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, вендские отложения, терригенный коллектор, траппы, интрузивные тела, проницаемость, дебит

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Шинчихин А.В., Васильев М.А., Гомонов А.А., Комков А.Е., Федоров М.В., Помазов А.Н., Басанаев Д.С., Кудашев Р.Р. Сопровождение бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири: геологические вызовы и выученные уроки по результатам бурения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):58–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-58-72>

Статья поступила в редакцию 06.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

SUPPORT FOR DRILLING HORIZONTAL WELLS AND FISHBONE WELLS IN THE OIL AND GAS
CONDENSATE FIELD OF EASTERN SIBERIA: GEOLOGICAL CHALLENGES AND LESSONS
LEARNED FROM DRILLING RESULTS

**Alexey V. Shinchikhin^{1,*}, Mikhail A. Vasilev¹, Anton A. Gomonov¹, Aleksandr E. Komkov¹,
Maksim V. Fedorov¹, Artem N. Pomazov¹, Daniil S. Basanaev¹, Rinat R. Kudashev^{1,2}**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg, Tyumen

²Industrial University of Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The article presents selected results and techniques developed in the process of drilling horizontal wells and fishbone wells in an oil and gas condensate field in Eastern Siberia.

Materials and methods. The risk analysis of the intrusive bodies and traps presence in the drilling area was carried out, the design petrophysical model has been refined, and corrections for gas in high-permeability reservoirs have been substantiated and introduced. The methodology for using smart pilot wells and methodology for estimating the target flow rate in the process of drilling wells have been developed and implemented.

Results. The drilling results of more than 60 wells were analyzed and evaluated. Final experience and the analysis made it possible to increase the efficiency of drilling new wells in this field. The author's methods for forecasting the flow rate and changing the design of wells depending on the calculated geological potential have been tasted in practice. The positive effect of this methods has been proven.

Conclusion. The experience gained and the results of the decisions make it possible to replicate the project team's approaches to other assets in Eastern Siberia with a similar geological structure.

Keywords: Eastern Siberia, Vendian deposits, terrigenous reservoirs, traps, intrusive bodies, permeability, flow rate

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

For citation: Shinchikhin A.V., Vasilev M.A., Gomonov A.A., Komkov A.E., Fedorov M.V., Pomazov A.N., Basanaev D.S., Kudashev R.R. Support for drilling horizontal wells and fishbone wells in the oil and gas condensate field of Eastern Siberia: geological challenges and lessons learned from drilling results. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):58–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-58-72>

Manuscript received 06.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение Восточной Сибири расположено в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы и характеризуется сложным тектоническим строением с множеством разрывных нарушений, определяющих блоковое строение с различными флюидальными контактами.

Исследуемый район полностью покрыт сейсморазведочными работами 3D, площадными грави-магнитометрическими исследованиями, по 113 скважинам имеются исследования по вертикальному сейсмическому профилированию/акустическому каротажу (ВСП/АК).

Продуктивными являются терригенные отложения венда, в которых выделяются 3 пласта N1, N2 и N3, обладающие высокой латеральной и вертикальной изменчивостью, связанной с вторичными преобразованиями коллектора, что затрудняет прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в межскважинном пространстве. Процесс строительства скважин осложняется наличием аргиллитов выше по разрезу, влияющих на устойчивость ствола скважины, а также проявлением траппового магматизма в некоторых районах бурения. Наличие большого количества неопределенностей, а также сложное тектоническое строение месторождения требуют серьезной предпроектной подготовки, а также корректирующих мероприятий на этапе сопровождения бурения скважин.

ПРЕДЛАГАЕМАЯ БЛОК-СХЕМА ПРИМЕНЯЕТСЯ НЕПОСРЕДСТВЕННО В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ВРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ В 4 РАЗА, ПРИ ЭТОМ ПРОГНОЗ ДЕБИТА ВЫПОЛНЯЕТСЯ ПО ПАЛЕТКЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДЛИНЫ ГС И ФЕС.

ПРЕДПРОЕКТНАЯ ПОДГОТОВКА. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассматриваемое месторождение состоит из 3 продуктивных горизонтов.

Продуктивный горизонт N1 представляет собой баровый комплекс осадков, накапливавшийся в условиях барьерно-островной системы со смешанным влиянием волновых и приливно-отливных течений. Максимальные эффективные толщины распределены в форме нескольких линейно вытянутых зон северо-восточного простирания. В северо-западном направлении коллектор замещается глинистыми отложениями [1]. Продуктивный горизонт N2 сложен дельтовым комплексом отложений, формировавшимся в условиях проградации дельты со смешанным влиянием речных и приливно-отливных процессов (рис. 1). Врезанные долины нарушают последовательность дельтовых отложений, размывая их при своем формировании [2].

В пределах горизонта N3 по керну выделяется пять фациальных комплексов отложений (снизу вверх по разрезу): пролювиально-аллювиальной равнины, эстуария, дельты, врезанной долины, шельфовых

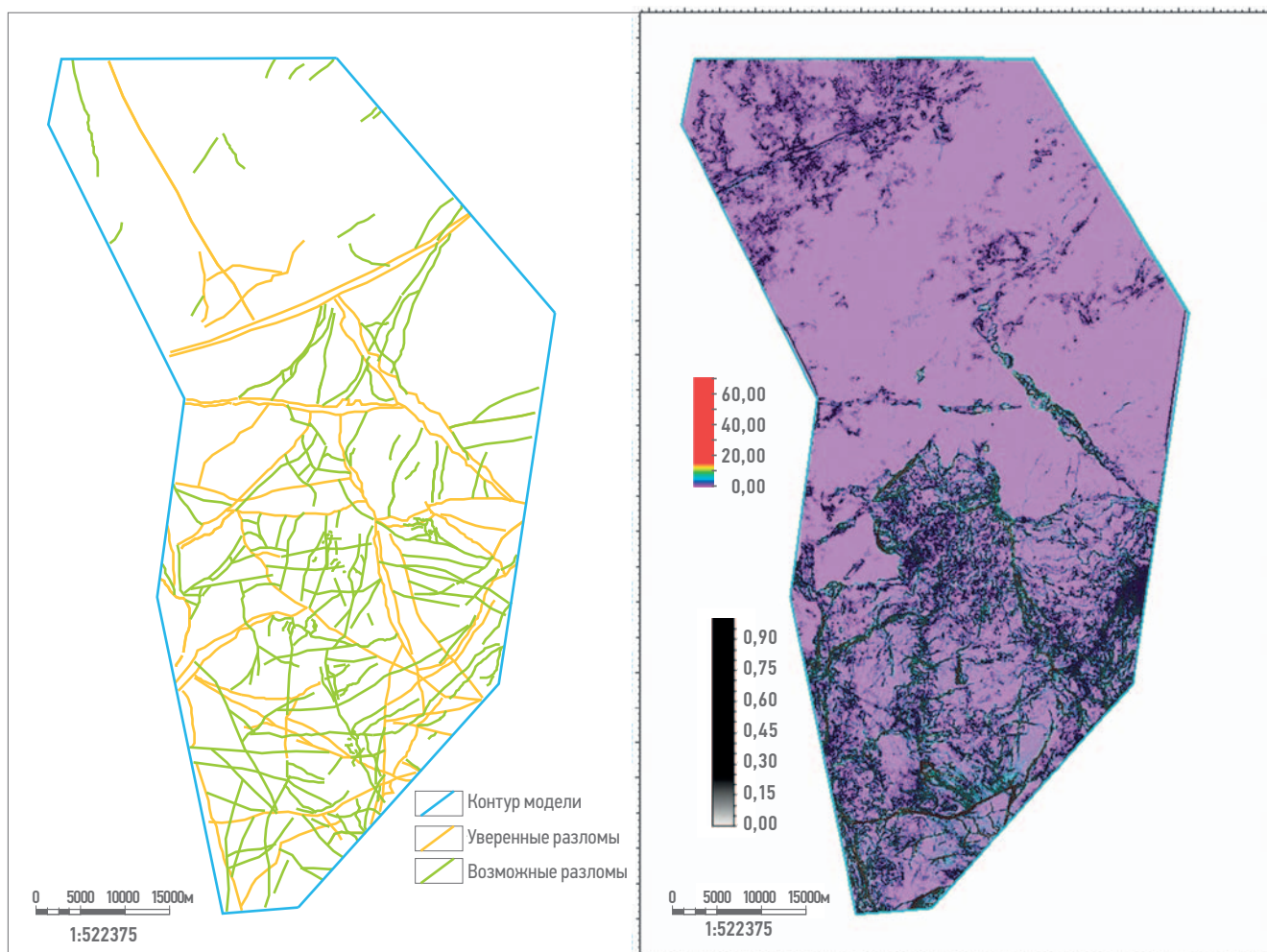


Рис. 2. Выделение тектонических нарушений. Составлено авторами.
Fig. 2. Recognizing of tectonic faults. Prepared by the authors

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ АНАЛИЗЕ РАЙОНОВ БУРЕНИЯ

Для рассматриваемого района актуально достаточно большое количество сейсмогеологических рисков, которые формируют неопределенности и ограничивают возможности использования данных СРР 3D в полной мере. К таковым можно отнести: изменчивые поверхностные условия с перепадами алытитуд до 300 м; влияние речной сети на кинематические и динамические характеристики в целевом интервале разреза; сложное многослойное строение верхней и средней частей разреза; высокая горизонтальная и вертикальная расчленённость целевых пластов, их засоление и ангидритизация; влияние интрузивного траппового магматизма; сложное тектоническое строение со структурами типа грабен и pull-apart, надвигами в солёном интервале. Для минимизации этих рисков на этапе обоснования размещения проектных кустов

газовых скважин (КГС) проводился детальный анализ геолого-геофизических данных района с учетом ближайших разведочных скважин. Так, по результатам интерпретации данных сейсморазведки 3D и магниторазведки локализованы интрузивные тела в разрезе месторождения, выделены основные зоны риска с учётом линейных размеров и глубины залегания предполагаемых объектов, способных вызвать технологические риски при бурении. В дальнейшем при подтверждении наличия интрузий пилотными скважинами на основании данных ГИС и информации о поглощении при бурении проводится оптимизация траекторий добывающих скважин. Так, в районе одного из КГС был подтвержден факт вскрытия интрузивного тела по данным сейсморазведки, магниторазведки и ГИС в пилотном стволе. Этот результат был использован для других КГС, где отмечались высокие риски наличия траппов приповерхностного расположения. В дальнейшем результаты прогноза были подтверждены бурением (рис. 3).

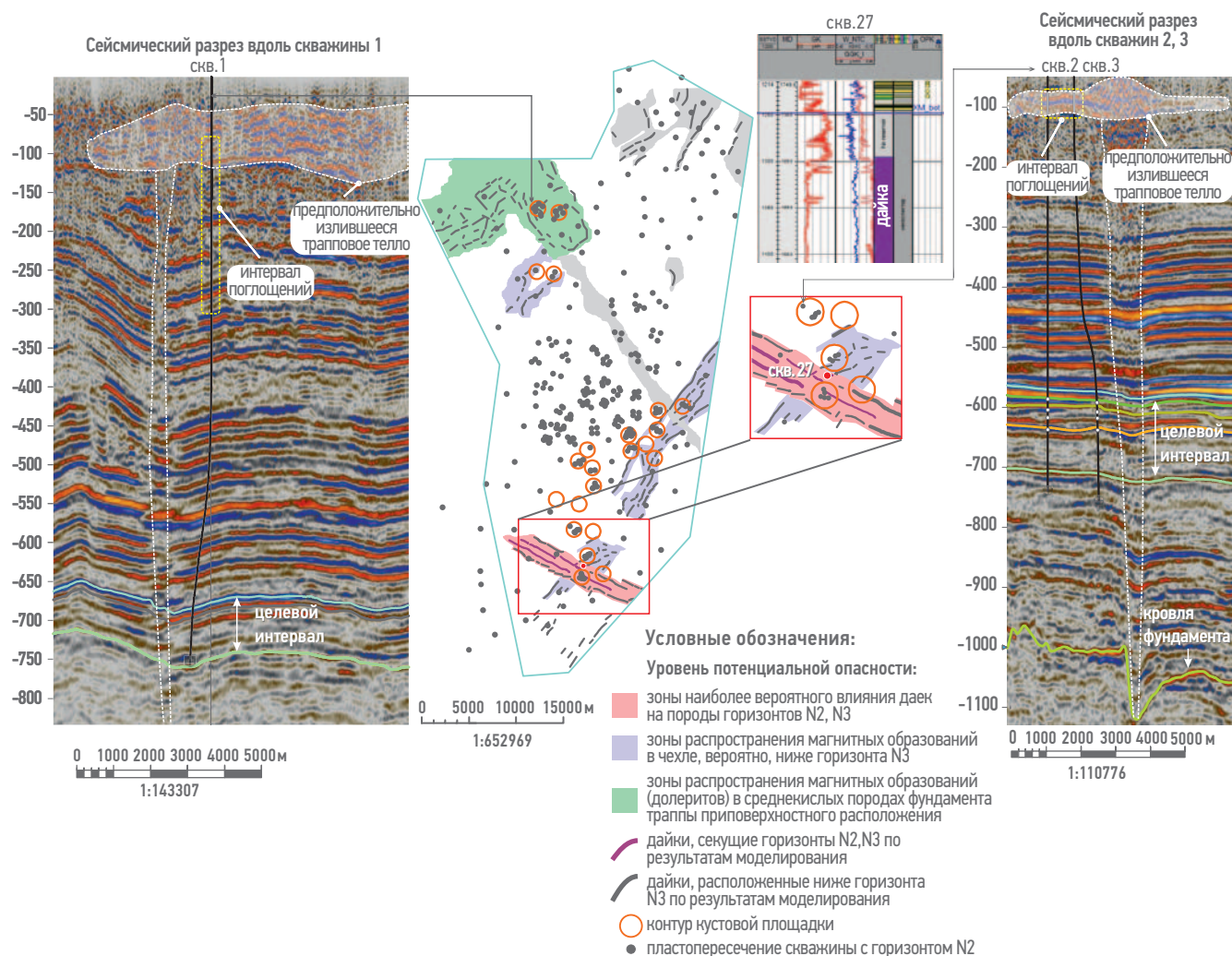


Рис. 3. Пример подтверждения риска наличия интрузии в верхней части разреза. Составлено авторами
Fig. 3. Example of intrusion penetration into the upper horizons. Prepared by the authors

При решении задачи прогноза мощности коллектора в межскважинном пространстве были использованы различные инструменты динамического анализа: расчет амплитудных сейсмических атрибутов, спектральная декомпозиция, атрибут eXchroma, анализ куба акустического импеданса, расчет куба вероятности коллектора с использованием алгоритма «случайный лес». Из-за сложного неоднородного строения целевых пластов с резкой изменчивостью по площади и вторичными процессами прогноз свойств по данным сейсморазведки 3D становится нетривиальной задачей. Поиск статистических связей сейсмических атрибутов с параметрами мощности коллектора по всей выборке скважин не позволил найти оптимальный тренд, коэффициенты корреляции не превышают значение 0,57. Таким образом, результаты динамической интерпретации были использованы преимущественно на качественном уровне для уточнения строения седиментационной

модели целевых пластов, выделения контуров фаций, преимущественно контролирующих распространение коллектора (рис. 4). В ряде случаев использование результатов сейсмической интерпретации на количественном уровне было возможно в пределах районов нескольких кустов бурения, где удавалось получить оптимальные, с точки зрения статистических метрик, тренды с использованием сейсмических атрибутов и результатов классификации «случайный лес». Для всех КГС сейсмические данные учитывались при заложении оптимальных азимутов проектных скважин.

ВЫУЧЕННЫЕ УРОКИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН. УТОЧНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Горизонт N2 представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, которые выделяются по гамма-каротажу (ГК). В старом фонде скважин ГК записывался отечественными приборами в мкР/ч,

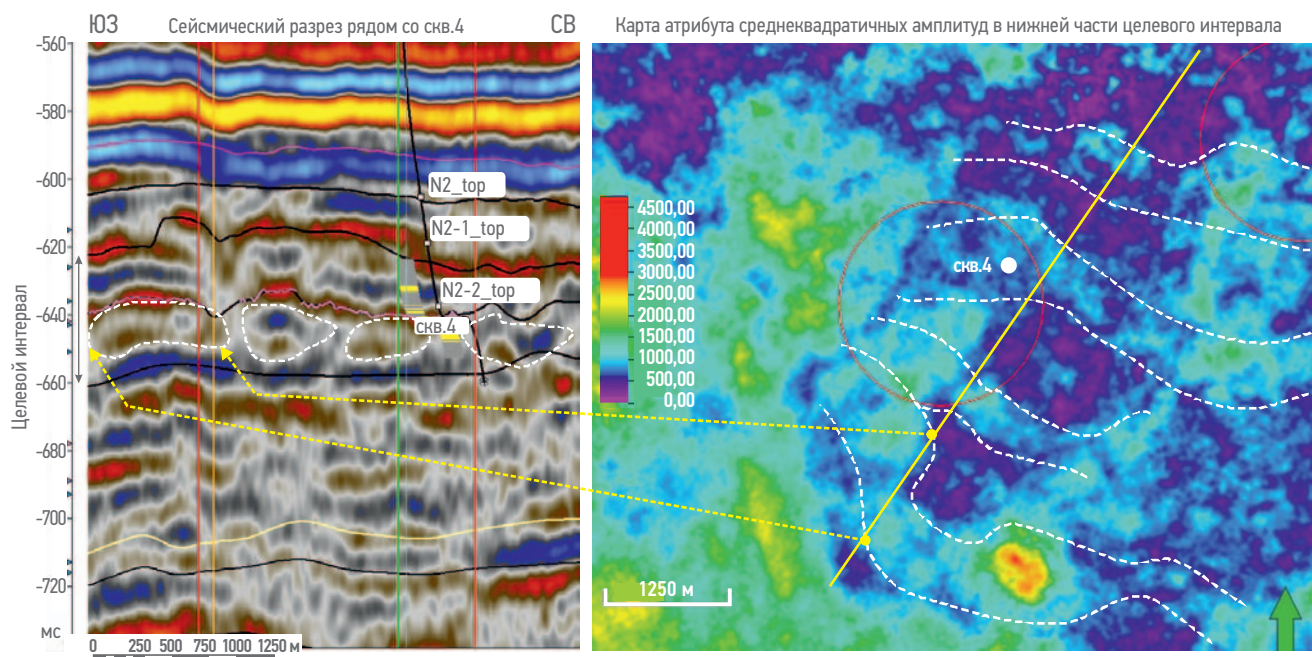


Рис. 4. Пример сейсмического прогноза распространения русловых тел на качественном уровне. Составлено авторами
Fig. 4. An example of a seismic forecast of the channel bodies propagation at the qualitative level. Prepared by the authors

в современных скважинах используется расширенный комплекс ГК, измеряется в гари. Для нормировки всех приборов используется двойной разностный параметр ГК (ДГК). В качестве опорных пластов для расчета ДГК используются интервал солей юргинской свиты и аргиллитов нижнепаршинской подсвиты.

Для выделения коллекторов в ограниченном комплексе классически используются граничные отсечки. Для горизонта N2 граничная отсечка по пористости (Кп) составляет 4 %. Однако из-за аномальных аргиллитов с высокой пористостью в разрезе использование одного параметра может приводить к завышению эффективных толщин, что наблюдалось при анализе старых разведочных скважин. В качестве дополнительного ограничивающего параметра было предложено и внедрено использование ДГК.

На этапе бурения пилотных скважин самым достоверным критерием выделения коллектора являются гидродинамический каротаж (ГДК) и опробование пластов на кабеле (ОПК). По результатам бурения были получены и рассмотрены новые данные ГИС и ГДК горизонта N2. При сопоставлении коэффициента пористости с ДГК и результатами ГДК наблюдается хорошая корреляция приточных интервалов с ранее принятой граничной отсечкой 4 % по пористости и обоснована новая граничная отсечка 0,3 д.е. по ДГК. Дополнительно для пилотных стволов с расширенным комплексом ГИС подобрано граничное

значение для коэффициента свободного флюида (коэффициент Free Fluid Value FFV_ЯМК), рассчитываемого по ядерно-магнитному каротажу. Аналогично предыдущему подходу используется ограничение 0,3 д.е. по ДГК (рис. 5).

Стандартный подход расчета коэффициента пористости через плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп) не учитывает влияние газа в чистых высокопористых коллекторах. На рассматриваемом месторождении это подтверждается увеличением регистрируемых водородосодержания (W) и плотности (ГГК) при перезаписи каротажа во время бурения (LWD) на подъеме компоновки низа бурильной колонны (КНБК) (рис. 6) и свидетельствует о большей степени остаточного газа в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Для корректного расчета пористости по ГГКп было принято решение о компенсации плотности флюида через комплексирование методов ГГКп, водородосодержания (W) и ГК с использованием данных перезаписи LWD на подъеме КНБК в чистом коллекторе и неколлекторе. Водородосодержание в газонасыщенных коллекторах занижается пропорционально завышению пористости по ГГКп. Комплексирование методов ГГКп-W-ГК позволяет учесть влияние газа на результирующие ФЕС и получить корректную оценку коэффициента пористости (рис. 7).

Основная неопределенность при расчете дебита в Восточной Сибири — коэффициент проницаемости (Кпр). Облако значений

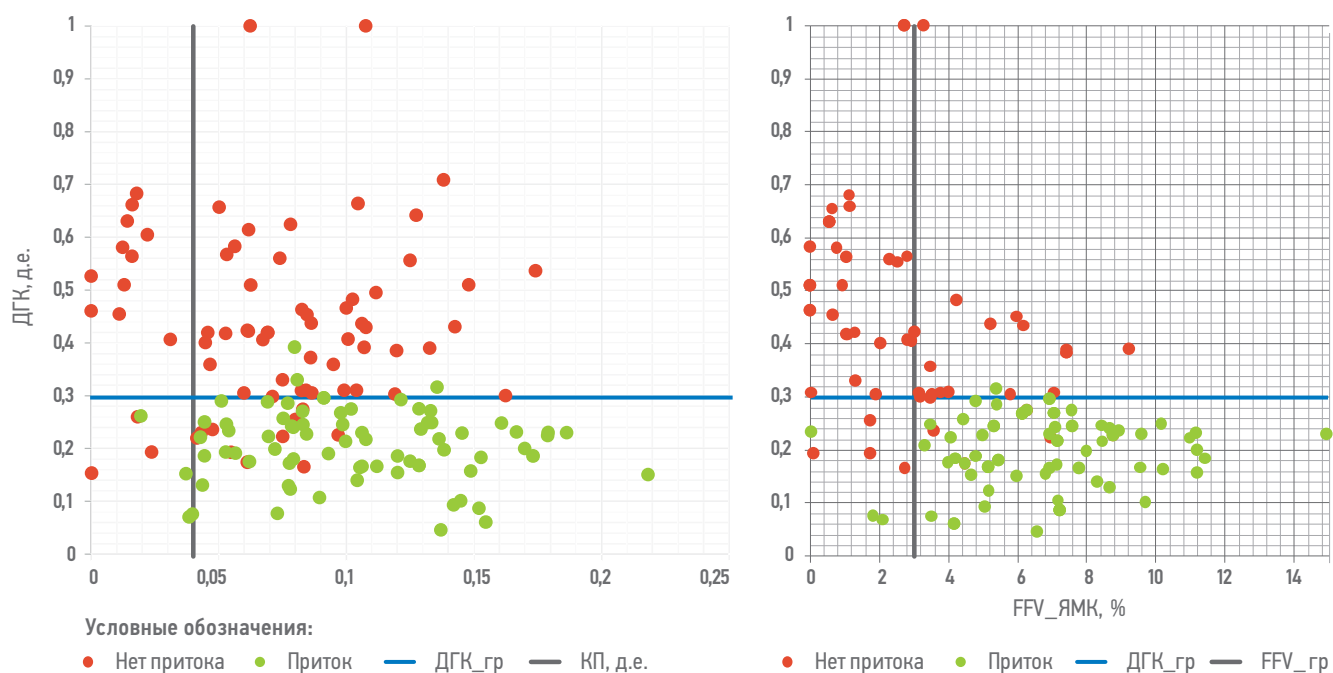


Рис. 5. Уточнение выделения пропластков коллекторов по параметру ДГК и гидродинамическому каротажу. Составлено авторами
Fig. 5. Determinating of reservoir layers by the AGR parameter and hydrodynamic logging. Prepared by the authors

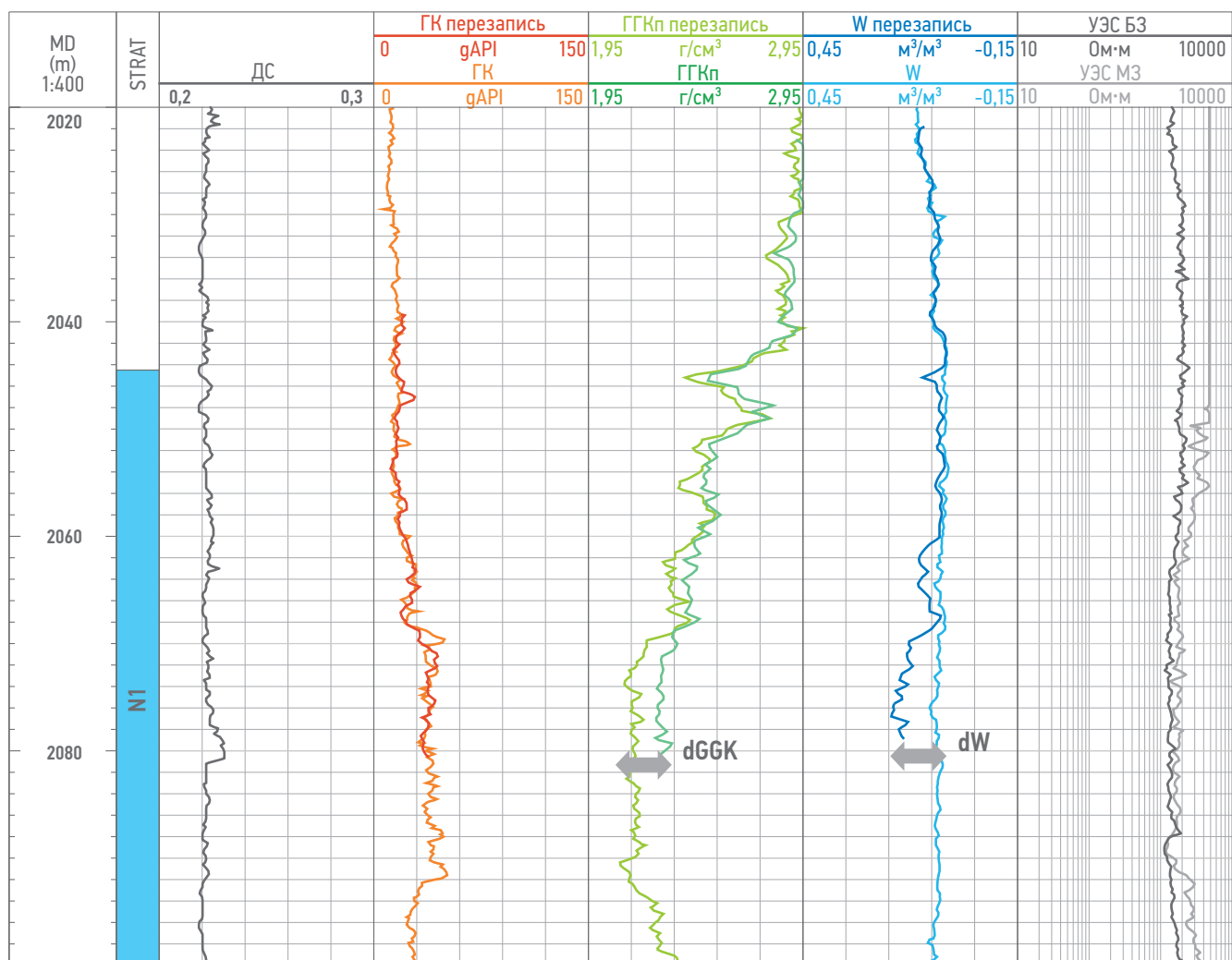


Рис. 6. Расхождение W и ГГКп при перезаписи LWD. Составлено авторами
Fig. 6. Discrepancy between the parameters W and GGR when overwriting LWD. Prepared by the authors

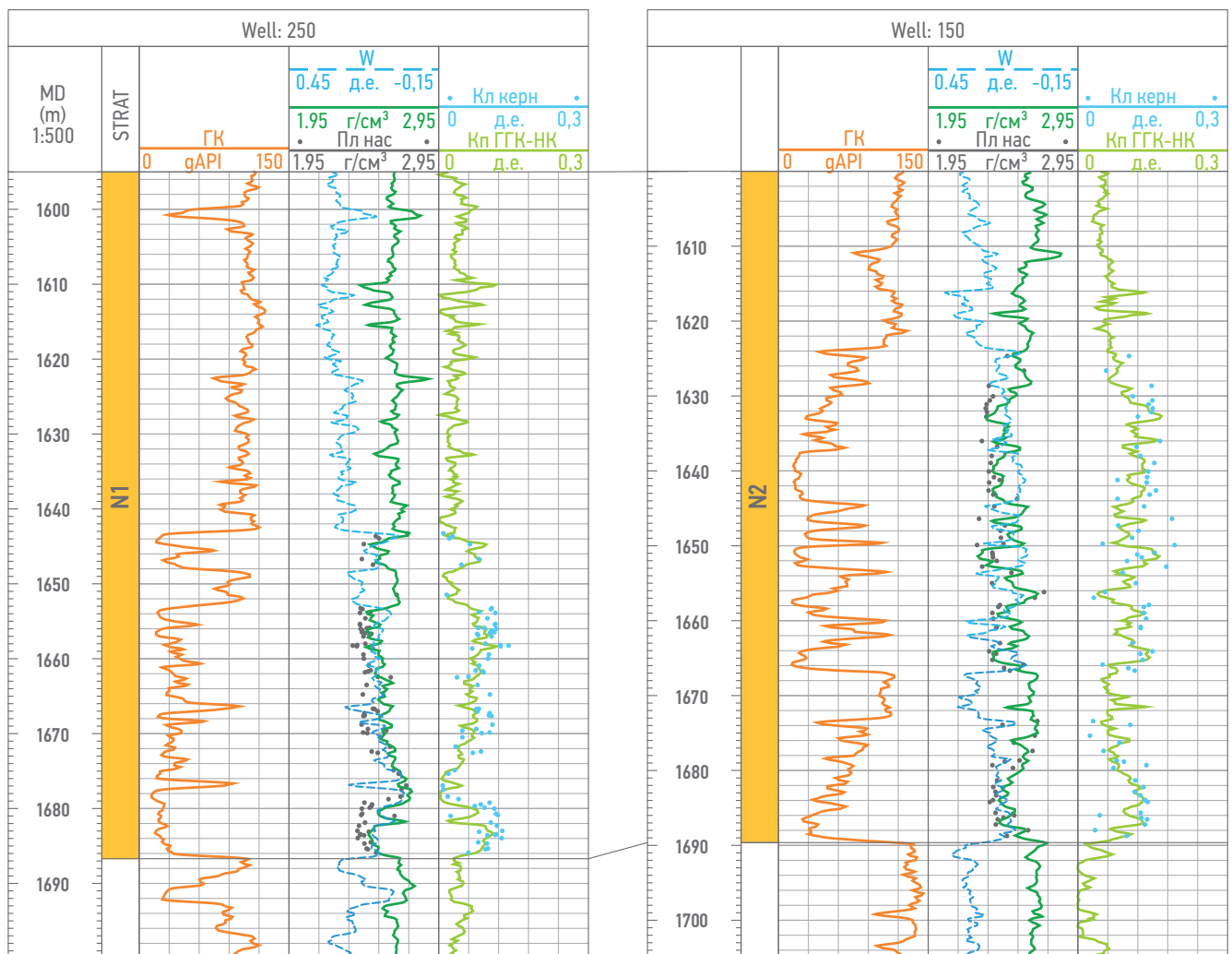


Рис. 7. Итоговая кривая пористости. Составлено авторами
Fig. 7. The final porosity curve. Prepared by the authors

«Кп–Кпр» перед началом бурения имело диапазон неопределенности в 2–3 порядка, основной причиной такого разброса является наличие интервалов засоления в породах [5]. Эти интервалы выделяются в керне по рентгеноструктурному анализу и гранулометрии, но по ГИС сложно их выделить и спрогнозировать площадное распространение. По мере бурения и получения новых

данных по ГДК, в том числе из безприточных интервалов, зависимость «Кп–Кпр» была скорректирована. Итоговый разброс значений проницаемости приточных интервалов коллектора, подтвержденных притоком по ГДК, составляет порядка $\pm 0,75$ (рис. 8). Описание изменения петрофизической модели в процессе проектных работ приведено в табл. 1.

Таблица 1. Изменение петрофизической модели по результатам бурения
Table 1. Changes in the petrophysical model based on drilling results

Параметр	Подсчет запасов (ПЗ)	Авторская модель ГПН до бурения	Авторская модель ГПН (по результатам бурения и новых керновых данных)
Эффективные толщины	Количественные и качественные признаки	Количественные признаки + результаты ГДК/ОПК	Количественные и качественные признаки + результаты ГДК/ОПК + ЯМК
Пористость	ГГКп–АК — основной, АК	ГГКп — основной, АК–НК, АК	ГГКп — основной, АК–НК, АК + учет влияния газа (ГГКп–W–ГК)
Проницаемость	Зависимость от пористости	Зависимость от пористости	Зависимость от пористости, корректировка по ГДК–ОПК

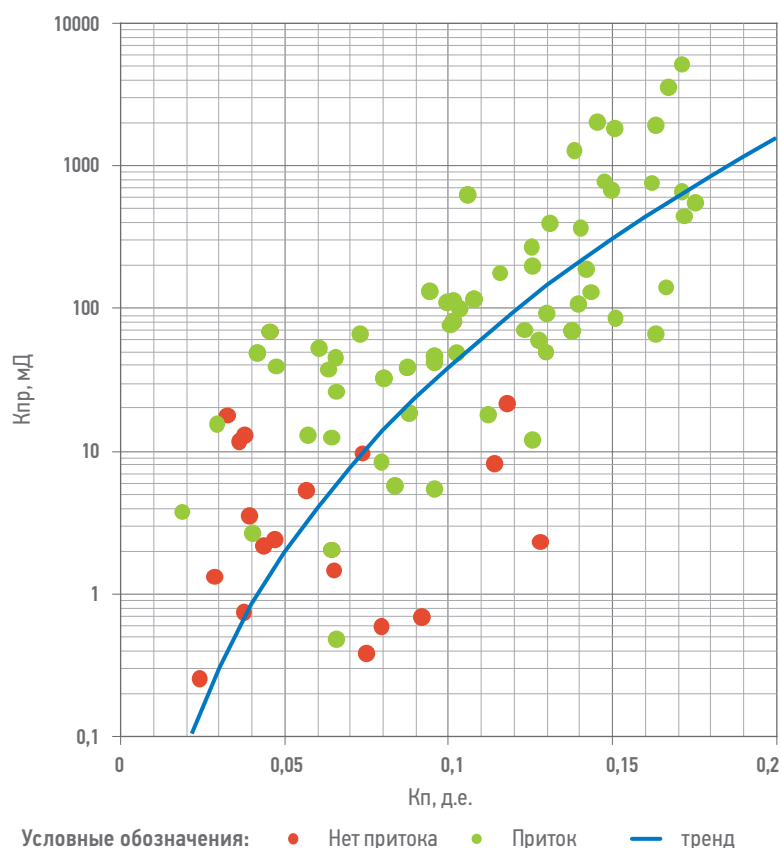


Рис. 8. Итоговая зависимость Кп–Кпр. Составлено авторами
Fig. 8. The final function «porosity-permeability». Prepared by the authors

ВЫУЧЕННЫЕ УРОКИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН. КОРРЕКТИРОВКА ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБНОВЛЕНИЯ ГМ

На этапе планирования траектории скважины оцифровываются возможные риски и неопределенности прогноза интрузий, структуры, ФЕС и положения ГВК целевого пласта, прорабатываются возможные сценарии развития событий. Результатом является блок-схема принятия решений, описывающая все возможные варианты событий в зависимости от подтверждения или неподтверждения предбуровых рисков.

На рис. 9 приведена блок-схема принятия решений по первой горизонтальной скважине КП7 перед бурением пилотного ствола в зоне высокой вероятности интрузий по данным магниторазведки. Первоначальной программой бурения предусмотрены 3 горизонтальные скважины. При подтверждении интрузии пилотным стволом остается возможность бурения только двух ГС в восточной части зоны бурения, при отсутствии интрузии реализуется первоначальная программа. При этом в случае неподтверждения прогнозных газонасыщенных толщин (ГНТ), которое возможно в случае опускания кровли пласта или подъема ГВК относительно

прогнозируемых значений, бурение первой скважины осуществляется с мини-пилотным стволом.

Практика бурения мини-пилотов для уточнения разреза (без отбора керна и ГДК/ОПК) была внедрена для скважин, спроектированных в зонах с большим объемом геологических неопределенностей и недостаточной информации о разрезе (ГНТ, ФЕС, уровень ГВК). По результатам бурения мини-пилотных стволов проектируются оптимальные траектории ГС и в конструкции «fishbone». Мини-пилот не ликвидируется после завершения бурения, перекрытие интервала сочленения с основным стволом происходит (в случае необходимости) за счет спуска глухих труб. На рис. 10 приведен пример эффективной практики использования мини-пилотов при различных геологических рисках. В первом случае скважина 25GS расположена на границе тектонических блоков с различным ГВК и мини-пилот подтвердил отсутствие подстилающей воды. Во втором примере ФЕС по пилоту и прогнозный разрез по данным СРР сильно отличались, мини-пилот подтвердил оптимистический вариант разреза, прогнозируемый перед бурением пилота. В обоих случаях итоговые горизонтальные стволы были пробурены с максимальным вскрытием продуктивного разреза и наибольшим стартовым дебитом.

ВЫУЧЕННЫЕ УРОКИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН. ОЦЕНКА ПРОГНОЗНОГО ДЕБИТА, КОРРЕКТИРОВКА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Перед началом бурения каждой эксплуатационной скважины как для ГС, так и для конструкции «fishbone» прогнозируется стартовый дебит. Необходимость оперативно оценивать достижение геологического потенциала — целевого дебита, определенного перед началом бурения, и принимать решения в ходе строительства скважины привела к разработке инструмента оперативной оценки достижения геологического потенциала [6].

Инструмент представляет собой блок-схему решений, применяемую непосредственно в процессе бурения. Достижение потенциала оценивается с помощью заранее рассчитанной палетки, позволяющей спрогнозировать дебит скважины в зависимости от длины ГС и ФЕС пласта (параметр эффективного объема ПЭО). Помимо оперативной оценки дебита, палетка позволяет упростить процесс принятия решений и их согласования со всеми контрагентами, сокращая время в несколько раз (рис. 11).

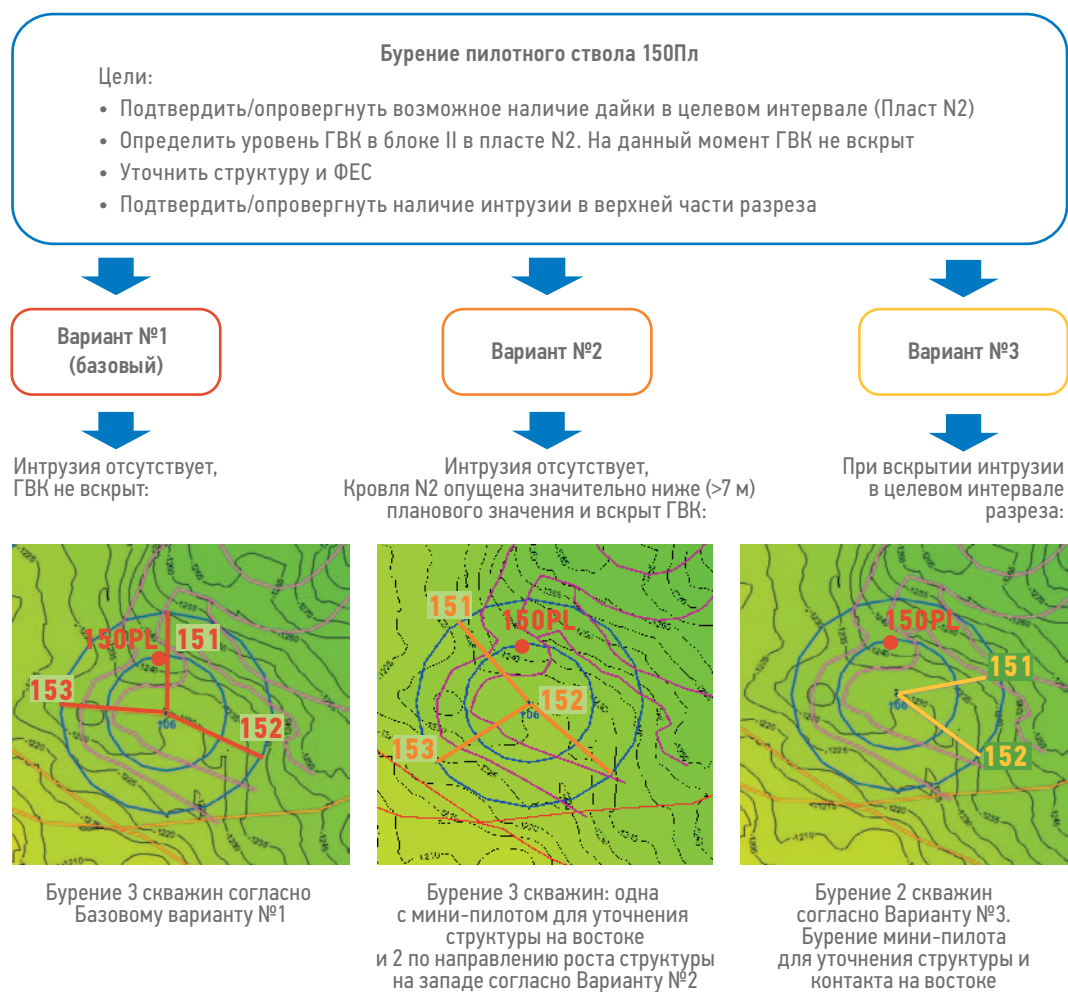


Рис. 9. Блок-схема принятия решений в зависимости от подтверждения геологических рисков по результатам бурения пилота. Составлено авторами

Fig. 9. Block diagram of decision-making depending on the confirmation of geological risks based on the results of pilot drilling. Prepared by the authors

Разработанная методика состоит из нескольких этапов (рис. 12):

- 1) Определяется набор геологических параметров, влияющих на стартовый дебит скважины, диапазон их неопределенности. Технологические параметры фиксированы.
- 2) На секторной ГДМ проводятся многовариантные расчеты с целью оценки дебитов для всего возможного диапазона значений геологических параметров.
- 3) Рассчитываются веса геологических параметров, позволяющие получить однозначную зависимость дебита от параметра эффективного объема.
- 4) Создаются графики-палетки и формы в Excel, позволяющие оценивать дебит в зависимости от ФЕС пласта непосредственно в процессе бурения (рис. 13).

Применение разработанной методики можно проиллюстрировать на примере скважины S1 (рис. 14):

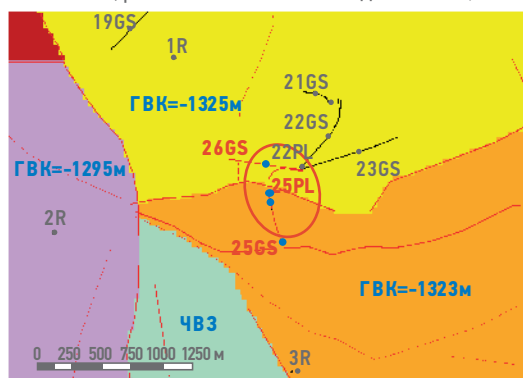
- Изначальной конструкцией скважины был стандартный горизонтальный ствол длиной 750 м с восходящим профилем. По достижении бурением точки T2 расчет на палетке показал значительное недо-стижение планового дебита.
- Для поиска коллектора с целью достижения планового дебита было принято решение о бурении бокового ствола.
- По факту бурения бокового ствола был вскрыт коллектор с высокими ФЕС. Расчеты на палетке показали достижение целевого дебита.
- Было принято решение о добурировании скважины до проектного забоя.
- В ходе ГДИ был получен дебит, заметно превысивший плановый.

СТРОИТЕЛЬСТВО МИНИ-ПИЛОТНЫХ СТВОЛОВ

Цели бурения мини-пилота:

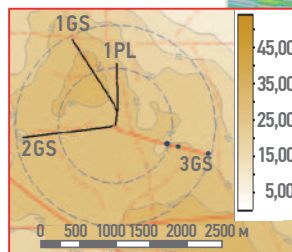
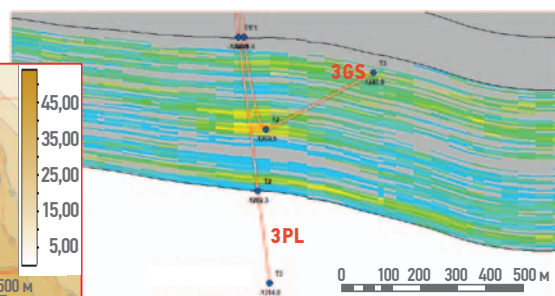
Скважина 25GS

Определение характера насыщения (бурение на границе блоков, разные отметки ГВК в соседних блоках)

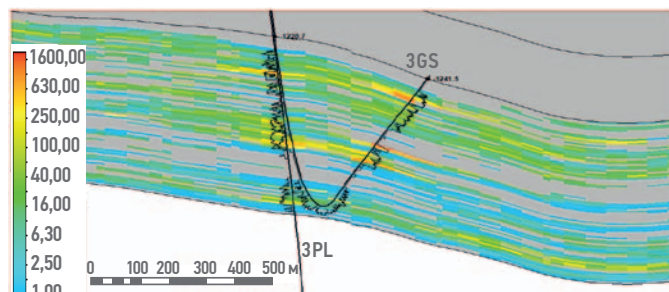


Скважина 3GS

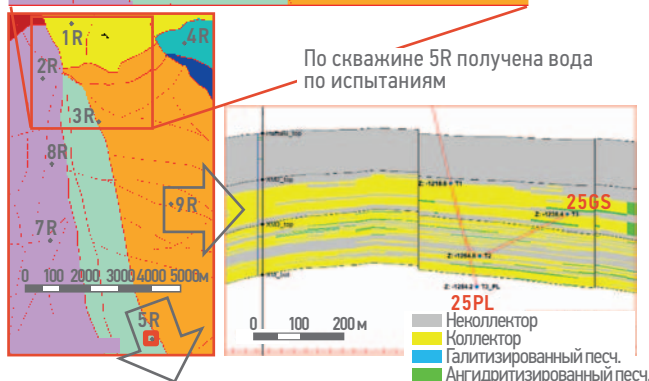
Изучение нижней части разреза с целью подтверждения наличия коллекторов с высокими ФЕС



Пилотный ствол первой скважины куста (1PL) показал существенное снижение проницаемости в нижней части перспективного пласта. Но по данным СРР в направлении бурения прогнозировалось улучшение ФЕС



По скважине 5R получена вода по испытаниям

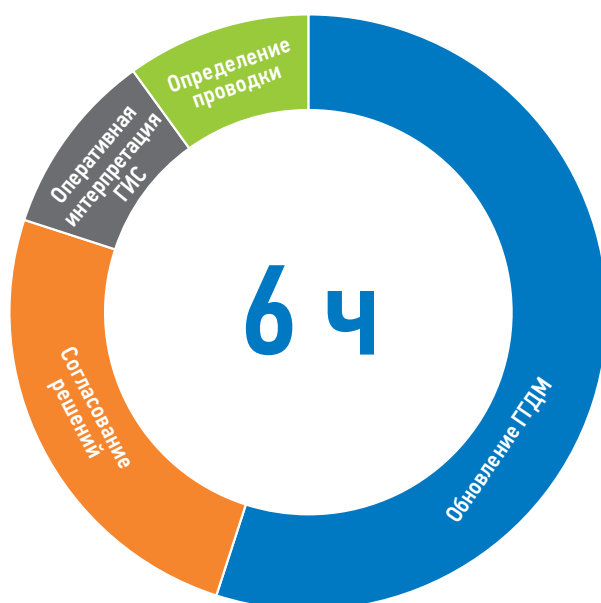


Пробуренный мини-пилот не вскрыл ГВК, скважина 25GS была пробурена с максимальным вскрытием разреза

Пробуренный мини-пилот подтвердил наличие проницаемых прослоев в нижней части пласта. Итоговая скважина 3GS пробурена с высокой долей проходки по коллектору и с максимальным для куста значением вовлеченных в разработку ГНТ

Рис. 10. Пример применения практики использования мини-пилотных стволов. Составлено авторами
Fig. 10. An example of the practice application of using smart pilot wells. Prepared by the authors

БАЗОВЫЕ ВРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ



ТЕКУЩИЕ ВРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ



Рис. 11. Снижение временных затрат на принятие решения в процессе бурения за счет применения разработанной методики.
Составлено авторами

Fig. 11. Reduction of time spent on decision-making in the drilling process due to the application of the developed methodology. Prepared by the authors

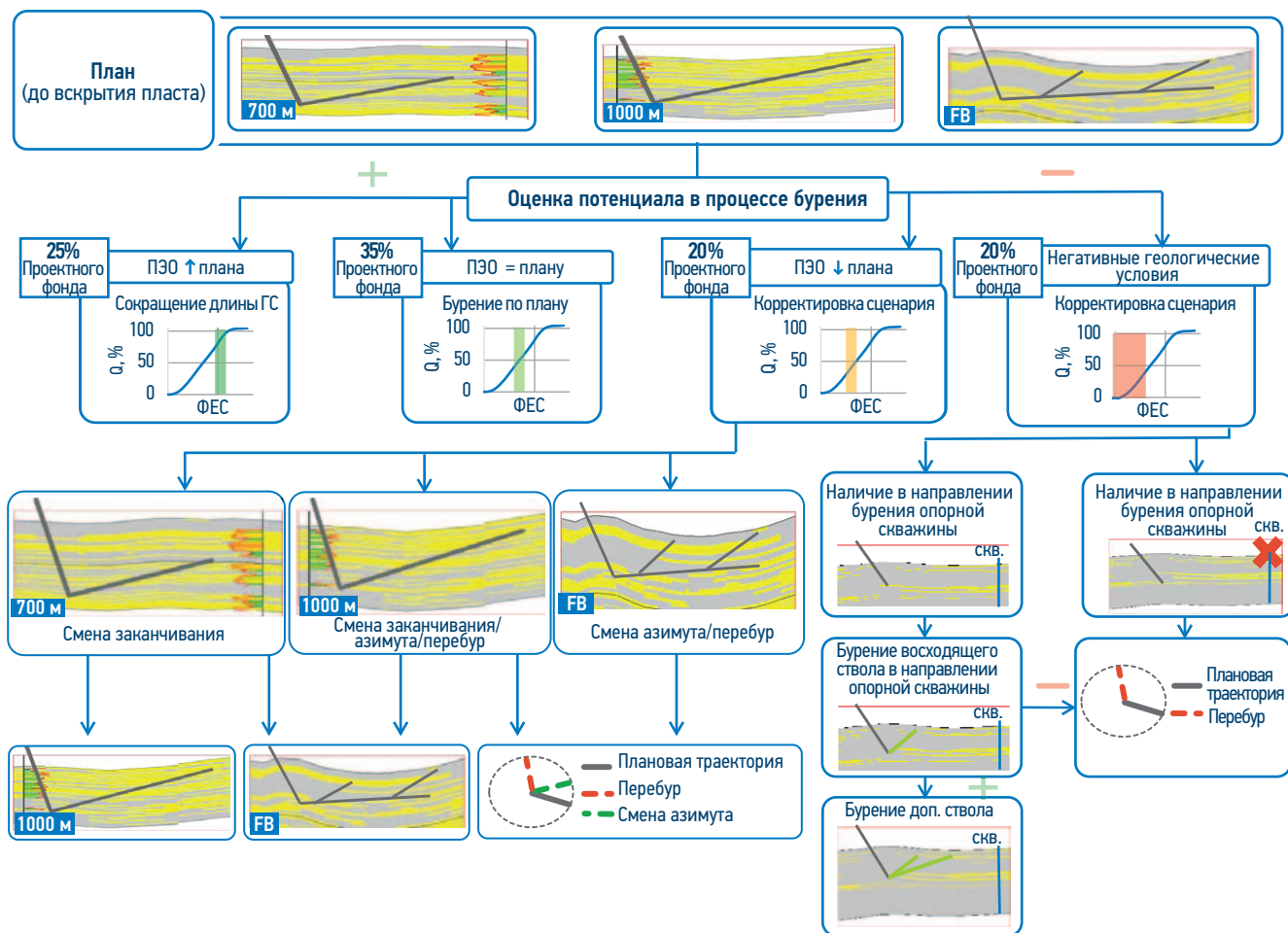


Рис. 12. Пример разработанной блок-схемы принятия решений во время бурения скважины S5. Составлено авторами
 Fig. 12. An example of the developed block diagram of decision-making in relation to well S5. Prepared by the authors

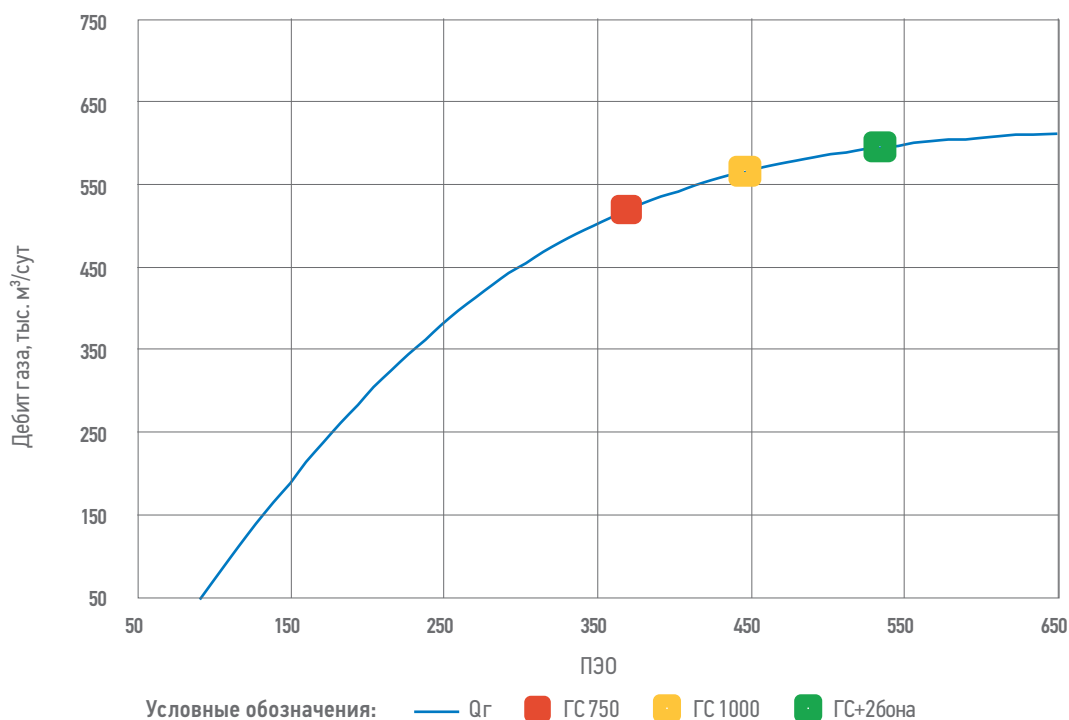


Рис. 13. Пример графика зависимости дебита от параметра эффективного объема и типов заканчивания.

Составлено авторами

Fig. 13. Graph of the dependence of the flow rate on the parameter of the effective volume and well types. Prepared by the authors

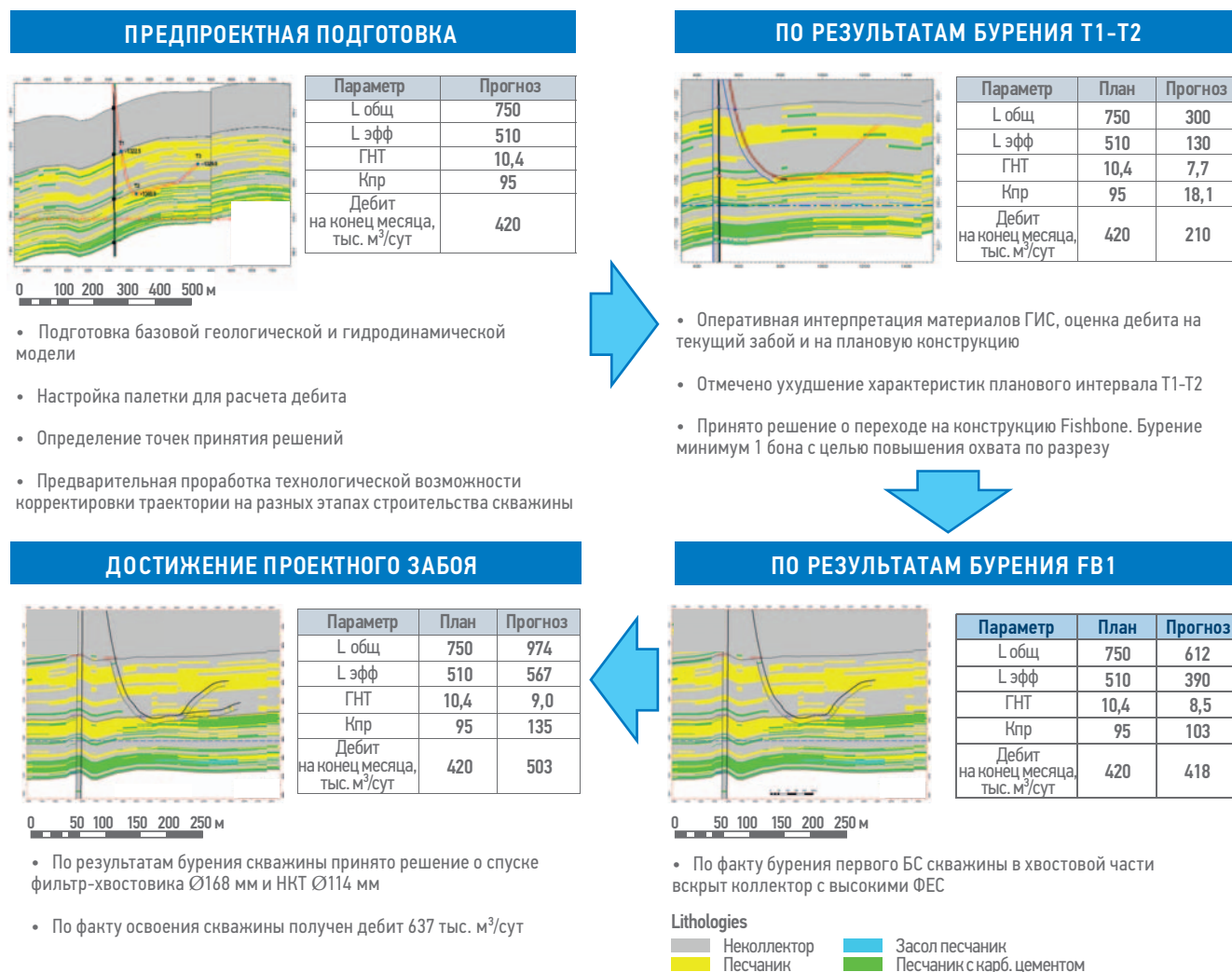


Рис. 14. Пример успешного применения методики при бурении скважины S1. Составлено авторами
Fig. 14. An example of the successful application of the developed methodology in drilling well S1. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

Были проанализированы и оценены результаты бурения более 60 скважин. Решения, реализованные кросс-функциональной командой на этапах построения сейсмогеологической, петрофизической, геологической и гидродинамической моделей и при сопровождении бурения, позволили увеличить эффективность строительства

новых скважин на данном месторождении. Авторские методики прогнозирования дебита и изменения конструкции скважин в зависимости от рассчитанного геологического потенциала получили практическое испытание с доказанным положительным эффектом. Полученный проектный опыт может быть тиражирован на другие активы Восточной Сибири со схожим геологическим строением и рисками.

Список литературы

1. Нугаматов ША, Исмагилова ЛР, Боженко АН. Прогноз зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чагинского месторождения (Восточная Сибирь) // ПРОНЕФТЬ. — 2019. — № 3(13). — С. 35–40.
2. Козин ДВ, Васильев МА, Зверев КВ, Ланин АН, Нугаматов ША, Андронов СА. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере хамакинского горизонта // ПРОНЕФТЬ. — 2021. — Т.6. — № 4. — С. 22–32.
3. Federico Tovaglieri, Annette D. George. Stratigraphic architecture of an Early/Middle Jurassic tidally influenced deltaic system (Plover Formation), Browse Basin, Australian North West Shelf // Marine and Petroleum Geology. 2014. — №49. — С. 59–83.
4. Мельников НВ. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. — 148 с.
5. Воробьев ВС, Жуковская ЕА, Мухидинов ШВ. Учет эффекта засоления пород-коллекторов пластов В10, В13 Непской свиты для повышения эффективности поисково-разведочного бурения на Игналинском, Тымлукинском и Вакунайском лицензионных участках (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. — 2017. — № 6. — С. 49–57.

6. Elling Sletfjerding. Friction Factor in Coated Gas Pipelines and Well Tubing // SPE 52059. — 1998. — SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 October.

References

1. Nigmatov Sh.A., Ismagilova L.R., Boshchenko A.N. The prediction of salted zones of Botuobinskiy formation sandstone on the example of Chayandinskoye field (East Siberia). *PRONEFT. Professionally about oil*. 2019, vol. 13, no. 3, pp. 35–40. (In Russ.).
2. Kozikov D.V., Vasiliev M.A., Zverev K.V., Lanin A.N., Nigmatov S.A., Andronov S.A. Main features of modeling terrigenous deposits in East-Siberia using the example of the Hamakinsky horizon. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2021, vol. 6, no. 4, pp. 22–32. (In Russ.).
3. Federico Tovaglieri, Annette D. George. Stratigraphic architecture of an Early Middle Jurassic tidally influenced deltaic system (Plover Formation), Browse Basin, Australian North West Shelf. *Marine and Petroleum Geology*. 2014, no. 49, pp. 59–83.
4. Melnikov N.V. Vendian-Cambrian saliferous basin of Siberian platform. *Stratigrafiya, istoriya razvitiya* [Stratigraphy, evolution history]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2009, 148 p. (In Russ.).
5. Vorobyev V.S., Zhukovskaya E.A., Mukhidinov Sh.V. Consideration of the salinization effect of reservoir rocks layers B10, B13 of the Nepa formation in order to improve the exploration drilling efficiency at the Ignyalinskiy, Tympuchikanskiy and Vakunayskiy license areas (Eastern Siberia). *Oil and Gas Geology*. 2017, no 6, pp. 49–57.
6. Elling Sletfjerding. Friction Factor in Coated Gas Pipelines and Well Tubing. *SPE 52059*. — 1998. — SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 October.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Шинчихин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил геологическое моделирование.

М.А. Васильев — подготовил текст статьи, выполнил сейсмическую интерпретацию, оценивал комплексные предбуровые риски.

А.А. Гомонов — подготовил текст статьи, выполнил петрофизическое моделирование.

А.Е. Комков — подготовил текст статьи, участвовал в разработке методики прогнозирования дебита, выполнил гидродинамическое моделирование.

М.В. Федоров — осуществлял руководство проектом, утвердил публикуемую версию статьи.

А.Н. Помазов — осуществлял руководство проектом, оценивал комплексные предбуровые риски, участвовал в разработке концепции использования мини-пилотных стволов.

Д.С. Басанаев — подготовил текст статьи, оценивал комплексные предбуровые риски, участвовал в разработке концепции использования мини-пилотных стволов.

Р.Р. Кудашев — осуществлял оперативное управление бурением, оценивал комплексные предбуровые риски, участвовал в разработке концепции использования мини-пилотных стволов.

Alexey V. Shinchikhin — developed the article concept, prepared the text of the article, performed geological modeling.

Mikhail A. Vasilev — prepared the text of the article, performed seismic interpretation, assessed complex pre-drilling risks.

Anton A. Gomonov — prepared the text of the article, performed petrophysical modeling.

Aleksandr E. Komkov — prepared the text of the article, participated in the development of the flow rate forecasting methodology, performed hydrodynamic modeling.

Maksim V. Fedorov — managed the project, approved the published version of the article

Artem N. Pomazov — managed the project, assessed complex pre-drilling risks, participated in the development of the concept of using smart pilot wells.

Daniil S. Basanaev — prepared the text of the article, assessed complex pre-drilling risks, participated in the development of the concept of using smart pilot wells.

Rinat R. Kudashev — carried out operational management of drilling, assessed complex pre-drilling risks, participated in the development of the concept of using smart pilot wells.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Валерьевич Шинчихин* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexey V. Shinchikhin* — Functional manager, Gazprom нефть company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Михаил Андреевич Васильев — эксперт по интерпретации данных СРР, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Антон Андреевич Гомонов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57202982343
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6688-278X>

Александр Евгеньевич Комков — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Федоров — главный геолог, Группа компаний «Газпром нефть»

Артем Николаевич Помазов — руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Даниил Сергеевич Басанаев — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Кудашев Ринат Ришатович — руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»; доцент Центра проектного обучения ВИШ EG, Тюменский индустриальный университет

Mikhail A. Vasilev — Expert in seismic interpretation, Gazprom нефt company group
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Anton A. Gomonov — Functional manager, Gazprom нефt company group
Scopus ID: 57202982343
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6688-278X>

Aleksandr E. Komkov — Senior reservoir engineer, Gazprom нефt company group

Maksim V. Fedorov — Chief geologist, Gazprom нефt company group

Artem N. Pomazov — Project manager, Gazprom нефt company group

Daniil S. Basanaev — Functional manager, Gazprom нефt company group

Rinat R. Kudashev — Project manager, Gazprom нефt company group; Associate Professor EG, Higher Engineering School, Industrial University of Tyumen

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПОРОД НЕПСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© Коллектив авторов,
2023



В.С. Воробьев^{1,*}, Н.А. Иванова², В.В. Пустыльников³

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

²Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ» (НОЦ «Газпромнефть-НГУ»), РФ, Новосибирск

³Апрелевское отделение ФГБУ «ВНИГНИ», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

На керне новых скважин Игнялинского, Тымпучиканского, Вакунайского участков и скважин, пробуренных до 2000 года на этих и сопредельных участках, впервые реализована комплексная программа исследования терригенных пластов непской свиты. Выявлены и охарактеризованы вторичные процессы, развивающиеся в терригенных отложениях непской свиты, определена их стадийность, установлена взаимосвязь со средой осадконакопления и процессами тектогенеза, а также описаны предпосылки площадного прогноза определенных зон вторичного изменения пород.

Цель. Выявление закономерностей распространения вторичных процессов в отложениях непской свиты, степени их влияния на коллекторские свойства пород. Определение направлений прогноза перспективных зон развития коллекторов.

Материалы и методы. Для создания детальной модели вторичных изменений проведено исследование керна 17 скважин, пробуренных «Газпромнефть-ГЕО», и 46 скважин, пробуренных до 2000-х годов.

Результаты. Предложена схема стадийности постседиментационных процессов, учитывающая влияние условий осадконакопления, фоновое погружение осадочного бассейна и инверсионно-тектонической перестройки, сопровождающейся изменением водно-флюидных режимов; формированием тектонических нарушений, зон трещиноватости; термическим воздействием магматических тел.

Заключение. Анализ кернового материала, данных ГИС и результатов работы скважин показывает, что наиболее сильно влияние на коллекторские свойства залежи оказывают галитизация, ангидритизация, доломитизация и битуминизация. Остальные процессы развиты локально на отдельных участках и их влияние на величину запасов, а также ФЕС существенно ниже. Восстановление истории седиментации отложений, их уплотнения, тектонических движений территории позволяет на зональном и локальном уровне прогнозировать перспективность участков.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, терригенный венд, непская свита, литология, постседиментационные процессы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Воробьев В.С., Иванова Н.А., Пустыльников В.В. Закономерности проявления вторичных процессов в терригенных отложениях пород непской свиты в пределах Чонской группы месторождений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):73–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-73-80>

Статья поступила в редакцию 02.10.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

REGULARITIES OF THE SECONDARY PROCESSES IN TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE NEPA FORMATION WITHIN THE CHONA GROUP OF DEPOSITS

Vladimir S. Vorobyov^{1,*}, Natalia A. Ivanova², Valentina V. Pustynnikova³

¹Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

²Science and education center Gazpromneft-NSU, RF, Novosibirsk

³FGBU VNIGNI, RF, Moscow

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. For the first time, a comprehensive program for the study of terrigenous formations of the Nepa formation was implemented on the core of new wells of the Ignalinsky, Tympuchikansky, Vakunaysky sites and wells drilled before 2000 in these and adjacent areas. Secondary processes developing in the terrigenous deposits of the Nepa formation are identified and characterized, their stages are determined, the relationship with the sedimentation medium and tectogenesis processes is established, and the prerequisites for the areal forecast of zones of secondary rock change and zones of absence of such changes are described.

Aim. Identification of the patterns of the spread of secondary processes in the deposits of the Nepa formation, the degree of their influence on the properties of rocks. Determining the directions of forecasting promising areas of reservoir development.

Materials and methods. To create a detailed model of secondary changes, a core study of 17 wells drilled by Gazpromneft-GEO LLC and 46 wells drilled before the 2000s was conducted.

Results. The scheme of stages of post-sedimentation processes is proposed, taking into account the influence of sedimentation conditions, background immersion of the sedimentary basin and inversion-tectonic restructuring, accompanied by changes in water-fluid regimes; formation of tectonic disturbances, fracture zones; thermal effects of magmatic bodies.

Conclusion. Analysis of core material, Well logs data and well operation results shows that halitization, anhydritization, dolomitization and bituminization have the greatest impact on reservoir properties of the deposit. The remaining processes are developed locally at individual sites and their impact on the amount of reserves, as well as the porosity and permeability, is significantly lower. The restoration of the sedimentation history of sediments, their compaction, and tectonic movements of the territory makes it possible to predict the prospects of sites at the zonal and local levels.

Keywords: Eastern Siberia, terrigenous vend, Nepa formation lithology, post-sedimentation processes

Conflict of interest: The authors declare that no conflict of interest.

For citation: Vorobyov V.S., Ivanova N.A., Pustynnikova V.V. Regularities of the secondary processes in terrigenous deposits of the Nepa formation within the Chona group of deposits. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):73–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-73-80>

Manuscript received 02.10.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

«Газпромнефть-ГЕО» владеет тремя лицензиями на поиск, разведку и добычу углеводородов по Игнялинскому, Вакунайскому и Тымпучиканскому участкам недр, расположенным в Иркутской области и Республике Саха (Якутия). Одним из объектов поисково-разведочных работ являются продуктивные пласты В13 и В10 непской свиты. Для месторождений характерно широкое развитие вторичных процессов, наличие которых связано с особенностями осадконакопления и палеотектонической активностью региона. Осадконакопление терригенных

пород таково, что гравийно-песчаные пласты в целом равномерно распространены по площади. Наличие эффективных толщин по скважинам, а значит и их продуктивность, определяется главным образом вторичными преобразованиями осадков, а ключевые неопределенности при прогнозе коллекторов связаны с неоднородным развитием вторичных изменений (рис. 1). На керне новых скважин Игнялинского, Тымпучиканского, Вакунайского участков и скважин, пробуренных до 2000 года на этих и сопредельных участках, впервые реализована комплексная программа исследования терригенных пластов непской свиты.

Образец 1

Песчаник разномзернистый с примесью гравийных зерен. Цемент в породе карбонатный, глинистый. В породе также отмечаются коррозия и регенерация зерен кварца, выщелачивание зерен полевых шпатов.



Образец 2

Песчаник разномзернистый с галитовым и ангидритовым цементом, распределенными послойно. Обломочный каркас породы представлен в основном зернами кварца и полевых шпатов. Полевые шпаты часто несут следы разрушения и интенсивного выщелачивания с образованием вторичной внутризерновой пористости.



Рис. 1. Распределение компонентов, составляющих породы пласта В13 (по материалам работ, выполненных на керне Чонского проекта «Газпромнефть-ГЕО» сотрудниками геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова Д.В. Корост, С.Р. Корост, С.Р. Гафуровой)

Fig. 1. Distribution of the components composing the rocks of the B13 formation (based on the materials of the work performed on the core of the Chona project of Gazpromneft-GEO by the staff of the Geological Faculty of Lomonosov Moscow State University, D.V. Korost, S.R. Korost, S.R. Gafurova)

Комплекс исследований включал в себя макроскопическое описание керна, рентгеноструктурный, рентгенофазовый анализ, исследование пород в шлифах с количественными подсчетами минералов цементной части алевро-песчаных отложений, а также компьютерную томографию. В ходе исследований определялась последовательность заполнения порового пространства аутигенными минералами и органическим веществом (битумом).

Выявлены и охарактеризованы вторичные процессы, развивающиеся в терригенных отложениях непской свиты, определена их стадийность, установлена взаимосвязь со средой осадконакопления и процессами тектогенеза, а также описаны предпосылки площадного прогноза зон вторичного изменения пород и зон отсутствия таких изменений.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В настоящей работе предложена схема стадийности постседиментационных процессов, учитывающая влияние условий осадконакопления [1], фонового погружения осадочного бассейна и инверсионно-тектонической перестройки, сопровождающейся

изменением водно-флюидных режимов; формированием тектонических нарушений, зон трещиноватости; термическим воздействием магматических тел и т.д. (рис. 2).

ВПЕРВЫЕ РЕАЛИЗОВАНА КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НЕПСКОЙ СВИТЫ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРОЙ ОПРЕДЕЛЕНЫ ВТОРИЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ СТАДИЙНОСТЬ, А ТАКЖЕ ВЗАИМОСВЯЗЬ С ПРОЦЕССАМИ ТЕКТОГЕНЕЗА.

На стадии седиментогенеза — раннего диагенеза аутигенное минералообразование связано с обстановками осадконакопления, воздействием атмосферных и грунтовых вод. Результаты ранее проводимых «Газпромнефть-ГЕО» фациальных исследований [2, 3 и др.], указывают на то, что базальные отложения пласта В13 формировались в континентальных обстановках (аллювиально-пролювиальные конуса выноса) в условиях аридного климата (временные потоки и эвапоритизация).

На стадии умеренно глубинного и глубинного диагенеза (катагенеза) осадки выходят из зоны влияния среды осадконакопления и происходят процессы, связанные с уплотнением осадка, перераспределением вещества

Процессы / минералы \ Стадии	Седиментогенез – ранний диагенез	Умеренно глубинный диагенез	Глубинный диагенез (катагенез)	Тектонические перестройки
Сульфатизация (гипс / ангидрит)	■	■		■
Карбонатизация (доломит / кальцит)	■	■		■
Засолонение (галит)		■		■
Растворение галита (рассолонение)				■
Уплотнение осадка			■	■
Регенерация кварца, окварцевание		■	■	■
Выщелачивание карбонатных цемента				■
Выщелачивание зерен полевых шпатов		■	■	■
Битуминизация				■

- влияет на сокращение пустотного пространства, образование аутигенных минералов их перекристаллизация, замещение ими других минералов
- влияет на увеличение пустотного пространства, растворение (выщелачивание)
- влияние на изменение пустотного пространства незначительно

Рис. 2. Принципиальная схема стадийности основных постседиментационных процессов для вендских терригенных отложений Непского свода. Составлено авторами
Fig. 2. Schematic diagram of the stages of the main post-sedimentation processes for the Vendian terrigenous deposits of the Nepa arch. Prepared by the authors

в породе, метаморфизацией захороненных поровых вод: перекристаллизация хемогенных цементов, растворение и последующее осаждение с образованием цементов порового коррозионно-порового типа, замещение и коррозия обломочных зерен. Перечисленные стадии связаны с региональным фоновым литогенезом погружения осадочного бассейна. В отдельную стадию выделены вторичные, так называемые «наложенные» процессы, обусловленные инверсионно-тектонической перестройкой территории (разломная тектоника, воздымание, внедрение траппов, миграция флюидов и т.д.).

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Уплотнение осадка происходит последовательно на всех стадиях диагенеза (и катагенеза), с увеличением давления и температуры. Упаковка обломочных зерен изменяется от слабой (свободной) до средней и плотной, фиксируется сдавливание, деформация

и катаклаз отдельных обломков, «отжим» глинистого материала и пластичных обломков в поровое пространство. Уплотнение пород в изученных разрезах проявлено неравномерно, пятнисто: свободная упаковка обломочных зерен — в базально-поровых и пойкилитово-цементированных участках; более плотная — в остальных; очень плотная, инкорпорационная — в участках минимального содержания первичных глинистых цементов и развития регенерационно-кварцевого цемента.

Сульфатизация в виде ангидрита (гипс отмечается крайне редко), развита по разрезу и латерали неравномерно. В основании пласта В13, образование гипса/ангидрита происходило на стадии седиментогенеза-раннего диагенеза, о чем свидетельствует крустификационный и порово-базальный цемент (рис. 3, А, Б, В). В пластах В13 и В10 ангидритовый порово-пойкилитовый коррозионный цемент развит послойно и пятнисто (рис. 3, Г). Подобные типы цементации происходили в условиях умеренно глубинного и глубинного диагенеза в результате метаморфизации захороненных

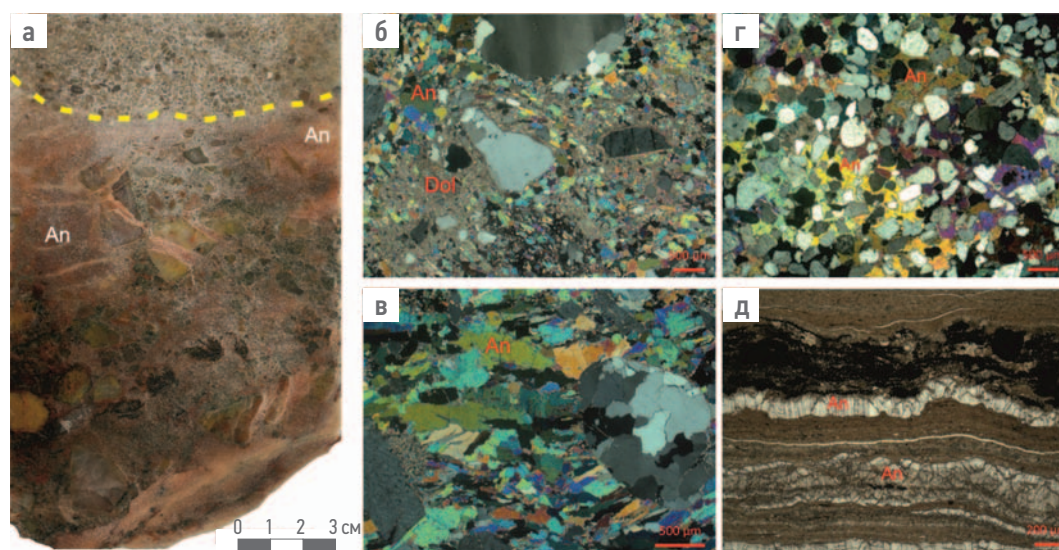


Рис. 3. Типы ангидритового цемента. А — нижний слой галечно-гравийный конгломерат с крустификационным и базальным ангидритовым цементом, упаковка обломков свободная, обломки не соприкасаются друг с другом; верхний слой крупнозернистый песчаник с порово-базальным ангидритовым цементом, упаковка обломков свободная. Фотография вертикального среза керна с контактом слоев; Б — базальный доломитовый и ангидритовый цемент, упаковка обломков свободная. Фотография шлифа в скрещенных николях; В — крустификационный ангидритовый цемент, упаковка обломков свободная. Фотография шлифа в скрещенных николях; Г — порово-пойкилитовый и коррозионно-поровый ангидритовый цемент, упаковка обломков средняя. Фотография шлифа в скрещенных николях; Д — слои шестоватых кристаллов гипс/ангидрита в алевро-аргиллитах (гипсовые корочки обстановок себх). Фотография шлифа в параллельных николях.

Составлено авторами

Fig. 3. Types of anhydrite cement. А — the lower layer is a pebble-gravel conglomerate with croustification and basal anhydrite cement, the packaging of the fragments is free, the fragments do not touch each other; the upper layer is coarse-grained sandstone with pore-basal anhydrite cement, the packaging of the fragments is free. Photo of a vertical section of the core with the contact of layers; Б — basal dolomite and anhydrite cement, the packaging of the fragments is free. Photo of the section in crossed nichols; В — croustification anhydrite cement, the packaging of the fragments is free. Г — pore-poikilite and corrosion-pore anhydrite cement, the packaging of the fragments is average. Photo of a section in crossed nichols; Д — layers of shaggy gypsum/anhydrite crystals in siltstone-mudstones (gypsum crusts of sebx environments). Photo of the train in parallel nichols. Prepared by the authors

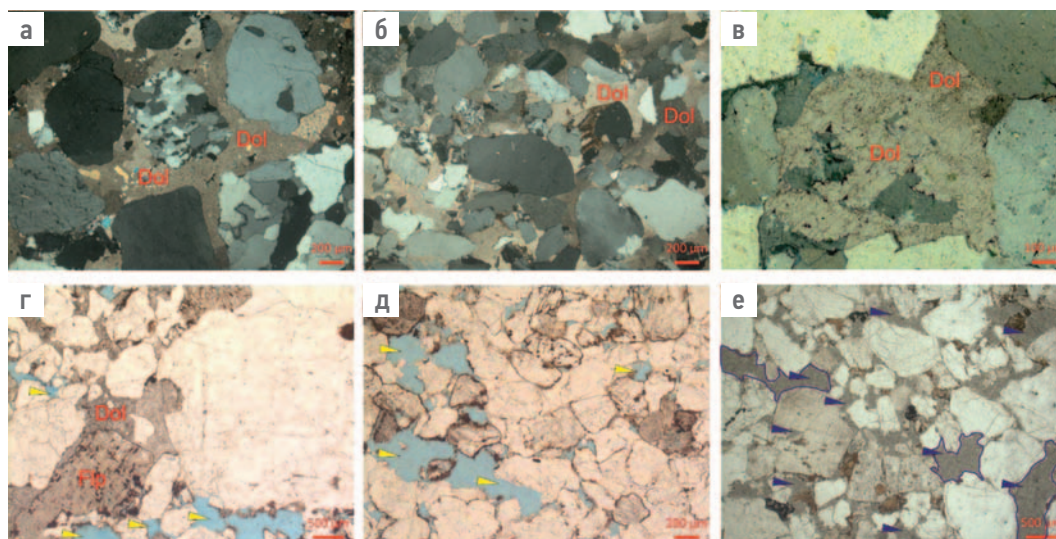


Рис. 4. Типы карбонатного цемента, его последующего растворения, засоление. А — доломитовый порово-базальный цемент, упаковка обломков свободная, обломки почти не соприкасаются друг с другом. Фотография шлифа в скрещенных николях; Б — коррозионно-поровый доломитовый цемент, упаковка обломков от средней до плотной. Фотография шлифа в скрещенных николях. В — замещение зерна полевого шпата доломитом, упаковка обломков плотная. Фотография шлифа в скрещенных николях; Г, Д — коррозионно-поровый доломитовый цемент, упаковка обломков средняя, интенсивное растворение доломита в цементной части и корродированных доломитом зерен. Желтые стрелки — свободные поры растворения. Фотография шлифа в параллельных николях; Е — поры растворения карбонатного цемента заполнены галитом (засоление). Синие стрелки и синий контур — поры, заполненные галитом. Фотография шлифа в параллельных николях.

Составлено авторами

Fig. 4. Types of carbonate cement, its subsequent dissolution, salinization. A is dolomite pore-basal cement, the packaging of the fragments is loose, the fragments almost do not touch each other. Photo of a section in crossed nichols; Б — corrosion-pore dolomite cement, packing of fragments from medium to dense. Photo of a train in crossed nichols. В — substitution of feldspar grains with dolomite, the packing of fragments is dense. Photo of a section in crossed nichols; Г, Д — corrosion-pore dolomite cement, the packaging of the fragments is medium, intensive dissolution of dolomite in the cement part and grains corroded by dolomite. Yellow arrows — free pores of dissolution. Photo of the slot in parallel nichols; Е — the pores of the dissolution of carbonate cement are filled with halite (salinization). The blue arrows and the blue contour are the pores filled with halite. Photo of the train in parallel nichols.

Prepared by the authors

поровых вод и перераспределения вещества. В алевро-аргиллитовых перемичках между пластами В13 и В10, а также в кровельной части пласта В10 в песчаных и алевро-глинистых отложениях фиксируются слои шестоватых кристаллов гипс/ангидрита (рис. 3, Д). Карбонатизация (доломитизация) проявляется по разрезу и площади неравномерно, послойно и пятнисто, образование доломита происходило на нескольких стадиях. Порово-базальный доломитовый цемент, часто совместно с ангидритом (рис. 3, Б и рис. 4, А) формируется на стадии седиментогенеза-раннего диагенеза. На последующих стадиях за счет перераспределения вещества и перекристаллизации развивается коррозионно-поровый, поровый цемент (рис. 4, Б, В).

Растворение карбонатного цемента и карбоната замещения обломочных зерен с образованием извилистых сообщающихся пустот наблюдается лишь в некоторых разрезах и интервалах. Морфология пустот растворения, наличие реликтов карбонатного цемента и реликтов ранее корродированных

карбонатом обломочных зерен (в большей степени полевых шпатов) позволяет предположить, что данный процесс связан с инверсионно-тектонической перестройкой и миграцией водных флюидов. Также отмечается, что процесс растворения карбонатов протекал раньше, чем миграция углеводородов и рассолов, приводивших к засолению образовавшихся пустот (рис. 4, Е).

Обобщение результатов выполненных исследований керна, а также комплексирование геолого-геофизических данных позволили охарактеризовать механизм и этапность процессов засоления пород-коллекторов, суть которых сводится к следующему. Засоление — вторичный процесс, связанный преимущественно с привнесением извне высокоминерализованных рассолов. Раннедиагенетическое засоление незначительное. Развитие эвапоритового бассейна, сопровождавшееся накоплением осадков себхового типа (перекрывающие терригенный комплекс сульфатно-карбонатные отложения) и просачиванием рапы в нижележащие проницаемые

горизонты, привело к их незначительному засолонению.

Источником основной массы привнесенных в нижнюю часть разреза солей предположительно являются отложения вышелегающей (700–1000 м над терригенными отложениями венда) карбонатно-галогенной формации кембрия. При последующем региональном снижении давления и температуры в юрско-меловое время произошла садка солей. На момент появления рассолов в непской свите (в усольское и пермо-триасовое время при внедрении трапловых тел) структурный план района исследований имел существенную дифференциацию. Наиболее приподнятые части пластов располагались в пределах северо-западной и западной частей Верхнечонского месторождения. Погруженные — на юге Игнялинского и юго-востоке Тымпучиканского месторождений. Рассолы, содержащие соли с различной плотностью, распределились по пластам В10 и В13 в соответствии с их удельным весом. В приподнятых зонах сконцентрировались воды с относительно низкой минерализацией, в более погруженных — с высокой минерализацией (рис. 5).

Засолонение носило этапный характер. Сначала проходило внутриконтурное локально развитое выполнение пор.

В приконтактной зоне нефтяных залежей шли интенсивные процессы преобразования коллекторов, главным результатом которых является формирование поясов вторичных хемогенных цемента. По керну и ГИС Верхнечонского месторождения выделяется четыре палеоуровня ВНК [4]. Схожая картина описана и по Среднеботуобинской, Таас-Юряхской и Братской площадям. Данный механизм подтверждается для других нефтеносных провинций мира. В терригенных отложениях месторождений бассейна Marib Al-Jawf доказано развитие галита под палеоуровнем ВНК. Вместе с NaCl всегда развиты интервалы битуминизации, которая проявлена на различных стадиях. В аргиллитовых толщах — в виде залечивания пор и трещинок, в алевроитовых и алевро-песчаных прослоях и линзах проявлена, скорее всего, на стадии глубинного диагенеза при миграции первичной «микронефти» из аргиллитов, обогащенных рассеянным органическим веществом. Более поздняя, в период инверсионно-тектонической перестройки, миграция углеводородов и последующая битуминизация пород проявлены в пластах песчаников в виде пропитки глинистого цемента, залечивания межзерновых каналов и пор, в виде заполнения внутризерновых пустот выщелачивания и трещин битумом.

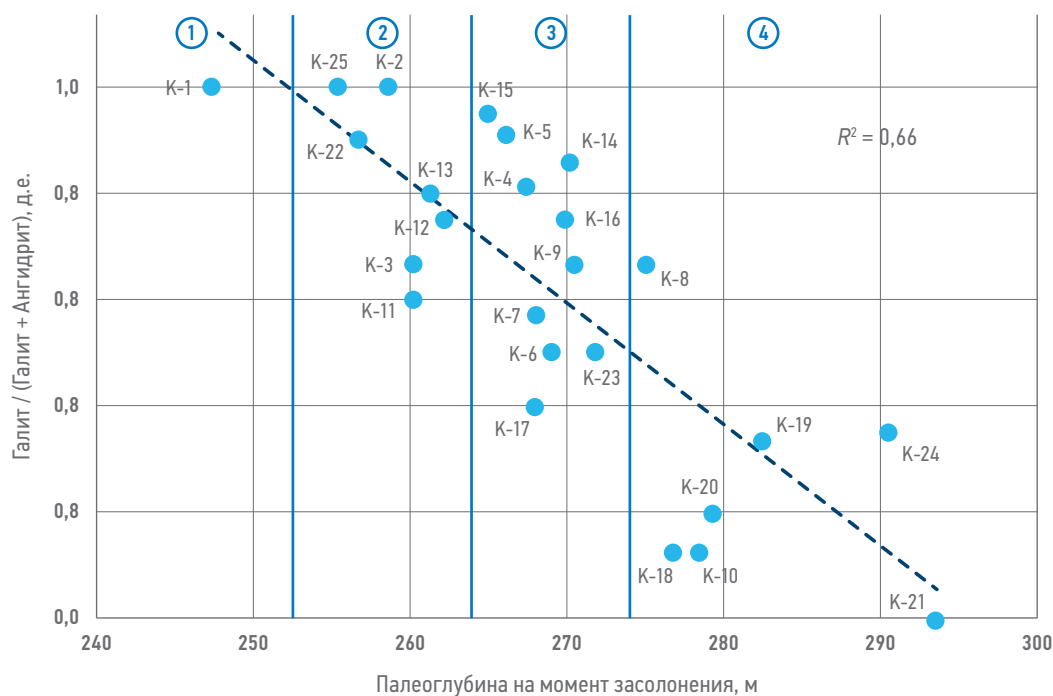


Рис. 5. Изменение доли галита по данным рентгено-структурного анализа (РСА) в породах пластов В10 и В13 с палеоглубиной на момент засолонения для скважин месторождений непского свода. 1 — зона слабого засолонения; 2 — зона галитизации; 3 — зона смешанного засолонения; 4 — зона ангидритизации.

Составлено В.С. Воробьевым

Fig. 5. Change in the proportion of halite according to X-ray structural analysis in the rocks of the B10 and B13 formations with paleodepth at the time of salinization for wells of the Nepa arch. 1 — zone of weak salinization; 2 — zone of halitization; 3 — zone of mixed salinization; 4 — zone of anhydritization. Compiled by Vladimir S. Vorobyov

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ кернового материала, данных ГИС и результатов работы скважин показывает, что наиболее сильное влияние на коллекторские свойства залежи оказывают галитизация, ангидритизация, доломитизация и битуминизация. Остальные процессы развиты локально на отдельных участках, и их влияние на величину запасов, а также ФЕС существенно ниже. Восстановление истории

седиментации отложений, их уплотнения и цементации, а также тектонических движений территории позволяют на зональном и локальном уровне прогнозировать перспективность участков. Прогноз на количественном уровне для конкретных точек бурения рекомендуется осуществлять на основе комплексных вероятностных (или сценарных) прогнозов по описанным в статье концепциям и материалам динамического анализа данных сейсморазведочных работ 3D.

Список литературы

1. Worden R.H., Burley S.D. Sandstone diagenesis: the evolution of sand to stone // *Sandstone diagenesis: Recent and Ancient*. — 2003. — P. 3–46.
2. Воробьев В.С., Хуснитдинов Р.Р., Зверев К.В., Иванова Н.А., Хипели Д.В., Шакирзянов Л.Н. Фациальная модель строения пласта В13 непской свиты венда и ее использование при формировании программы геолого-разведочных работ // *Нефтяное хозяйство*. — 2021. — №3. — С. 14–20.
3. Пустыльников В.В. и др. Кора выветривания: влияние на развитие седиментационного бассейна и постседиментационных процессов (Непский свод, Восточная Сибирь) // *Литоология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания*. Казань, Издательство Казанского университета, 2019. — С. 376–378.
4. Сахибгареев Р.С., Самсонов Б.В. Этапы формирования Верхнехонского газонефтяного месторождения // *Прогноз нефтегазоаккумуляции и локальных объектов на Сибирской платформе*. — Л.: ВНИГРИ, 1988. — С. 24–31.

References

1. Worden R.H., Burley S.D. Sandstone diagenesis: the evolution of sand to stone // *Sandstone diagenesis: Recent and Ancient*. — 2003. — P. 3–46.
2. Vorobyov V.S., Khusnitdinov R.R., Zverev K.V., Ivanova N.A., Khipeli D.V., Shakirzyanov L.N. Facies model of the formation structure of the B13 formation of the Nepa Vend formation and its use in the formation of the geological exploration program // *Oil industry*. — 2021. — No. 3. — P. 14–20. (In Russ.)
3. Pustynnikova V.V. et al. Weathering crust: influence on the development of sedimentation basin and post-sedimentation processes (Nepa arch, Eastern Siberia) // *Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas: proceedings of the IX All-Russian Lithological Meeting*. Kazan, Kazan University Press, 2019. — pp. 376–378. (In Russ.)
4. Sahibgarayev R.S., Samsonov, B.V. *Stages of formation of the Verkhnechonskoye gas and oil field* // *Forecast of oil and gas accumulation and local objects on the Siberian platform*. — Leningrad: VNIGRI, 1988. — pp. 24–31. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.С. Воробьев — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.А. Иванова — провела лабораторные исследования, составила черновой вариант статьи, подготовила иллюстрации и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Пустыльников — провела лабораторные исследования, подготовила текст разделов статьи и иллюстрации, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы

Vladimir S. Vorobyov — developed the general concept of the article, prepared the text of the sections of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Natalia A. Ivanova — conducted laboratory studies, compiled a draft version of the article, prepared illustrations and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Valentina V. Pustynnikova — conducted laboratory studies, prepared the text of the sections of the article and illustrations, agreed to take responsibility for all aspects of the work

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Сергеевич Воробьев* —

кандидат геолого-минералогических наук,
руководитель по развитию компетенций,
Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Наталья Алексеевна Иванова — канди-

дат геолого-минералогических наук, научный
сотрудник, НОЦ «Газпромнефть-НГУ»
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.
SPIN-код: 9049-1664,
Scopus ID: 57205579634

Валентина Вениаминовна Пустыльникова —

кандидат геолого-минералогиче-
ских наук, ведущий научный сотрудник,
НАЦ АО ФГБУ «ВНИГНИ»
143360, Россия, Московская область, г. Апрелевка,
1-я ул. Кетрица, 1.
Scopus ID: 57191918424

Vladimir S. Vorobyov* — Cand. Sci. (Geol.-Min.),

Head of Competence Development, Gazprom нефт
company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Natalia A. Ivanova — Cand. Sci. (Geol.-Min.),

Researcher, Gazpromneft-NSU Research Center
1, Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
SPIN-code: 9049-1664,
Scopus ID: 57205579634

Valentina V. Pustylnikova — Cand. Sci. (Geol.-Min.),

Lead Researcher, National Research Center of FSBI
“VNIGNI”
1, 1st Ketritsa str., 143360, Aprelevka, Moscow region,
Russia.
Scopus ID: 57191918424

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ

© В.В. Гритчина,
М.П. Денисов, 2023



В.В. Гритчина^{1,*}, М.П. Денисов²

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

²Томский политехнический университет, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

В статье представлены результаты проектирования разработки трещиноватой карбонатной залежи с учетом особенностей её геологического строения.

Цель работы заключалась в улучшении прогноза геологического строения и показателей разработки по геолого-гидродинамической модели.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использовались стандартные входные данные для геологического моделирования, а также данные скважинных микроимиджеров, настройка гидродинамической модели выполнялась на результаты проведенных гидродинамических исследований скважин и пробной эксплуатации. Была построена модель трещиноватости, рассчитана трещинная проницаемость, которая затем послужила инструментом уточнения проницаемости в гидродинамической модели.

Результаты. Полученная карта проницаемости трещин была успешно применена при адаптации гидродинамической модели на данные разработки. По результатам расчёта наблюдается улучшение адаптации и отсутствие необоснованных изменений множителей проницаемости.

Заключение. Полученные результаты работ подтверждают улучшение прогноза гидродинамической модели и сохранение умеренного времени расчёта при использовании данного подхода.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, венд-кембрийские отложения, карбонатный коллектор, трещиноватость

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гритчина В.В., Денисов М.П. Влияние геологического строения нефтегазоконденсатной залежи венд-кембрийских отложений в Восточной Сибири на проектирование разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):81–86. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-81-86>

Статья поступила в редакцию 04.10.2023

Принята к публикации 30.10.2023

Опубликована 29.12.2023

THE INFLUENCE OF THE GEOLOGICAL FEATURES OF THE VENDIAN-CAMBRIAN OIL AND GAS DEPOSITS OF EASTERN SIBERIA ON THEIR DEVELOPMENT DESIGN

Vladlena V. Gritchina^{1,*}, Marat P. Denisov²

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²National Research Tomsk Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The article presents the results of planning the development of naturally fractured carbonate reservoir, considering the features of its geological structure

Aim. The work was aimed at improving the forecast of the geological structure and production using the static and dynamic model.

Materials and methods. Standard input data for geological modeling and microimagers were used as initial data; the dynamic model was adjusted based on the results of well testing and production testing. A fracture network model was built, fracture permeability was calculated, which then helped to adjust permeability in dynamic model.

Results. The resulting fracture permeability map was successfully used when history matching the dynamic model. According to the results of the dynamic model calculation, an improvement in history matching and the absence of unreasonable changes in permeability multipliers are observed.

Conclusion. The obtained results confirm the improvement of the dynamic model forecast and the preservation of moderate computing time when using this approach.

Keywords: Eastern Siberia, Vendian-Cambrian deposits, carbonate reservoir, fracturing, naturally fractured reservoir

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

For citation: Gritchina V.V., Denisov M.P. The influence of the geological features of the Vendian-Cambrian oil and gas deposits of Eastern Siberia on their development design. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):81–86. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-81-86>

Manuscript received 04.10.2023

Accepted 30.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемое месторождение располагается в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазовой провинции. На текущий момент месторождение находится на стадии опытно-промышленной разработки.

КАРТА ТРЕЩИННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ИМЕЕТ ХОРОШУЮ СХОДИМОСТЬ С КАРТОЙ МНОЖИТЕЛЕЙ К ПОРОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГДМ И МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНА ДЛЯ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ НА ДАННЫЕ РАЗРАБОТКИ.

ЦЕЛЬ

Венд-кембрийские карбонатные отложения Восточной Сибири характеризуются спорадическим развитием трещиноватости [1], которая может значительно влиять на продуктивность скважин, что затрудняет ее прогнозирование и адаптацию гидродинамической модели (ГДМ) [4].

МЕТОДОЛОГИЯ

Карбонатные пласты рассматриваемого месторождения преимущественно представлены микрокристаллическими доломитами, чаще порового типа, но спорадически — с вертикальными и субвертикальными микро-, мезо- и макротрещинами. При просмотре керна (рис. 1) установлено, что объемная плотность трещин не превышает 10 м^{-1} (т.е. на 1 м породы по простиранию приходится менее 10 вертикальных микротрещин; учитывая редкую сетку трещин, это число можно снизить до 1–2 трещин на 1 м).

По 6 скважинам имелись данные скважинного микроимиджера (комплексы КАРСАР и FMI, рис. 2), которые показали наличие техногенной и естественной трещиноватости. Также выделены единичные залеченные трещины и микроразломы. Исследованный интервал можно отнести к слаботрещиноватым разрезам, густота трещин в среднем составляет 1 м^{-1} , что сопоставимо с данным по керну. Развитие трещин по соседним месторождениям хорошо коррелирует с содержанием

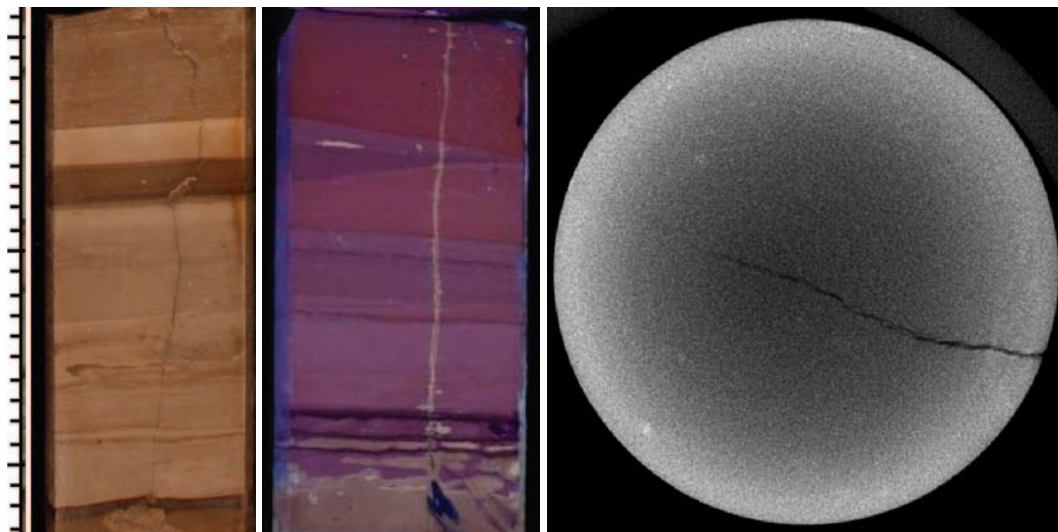


Рис. 1. Внешний вид керна с микротрещинами
Fig. 1. Appearance of core with microfractures

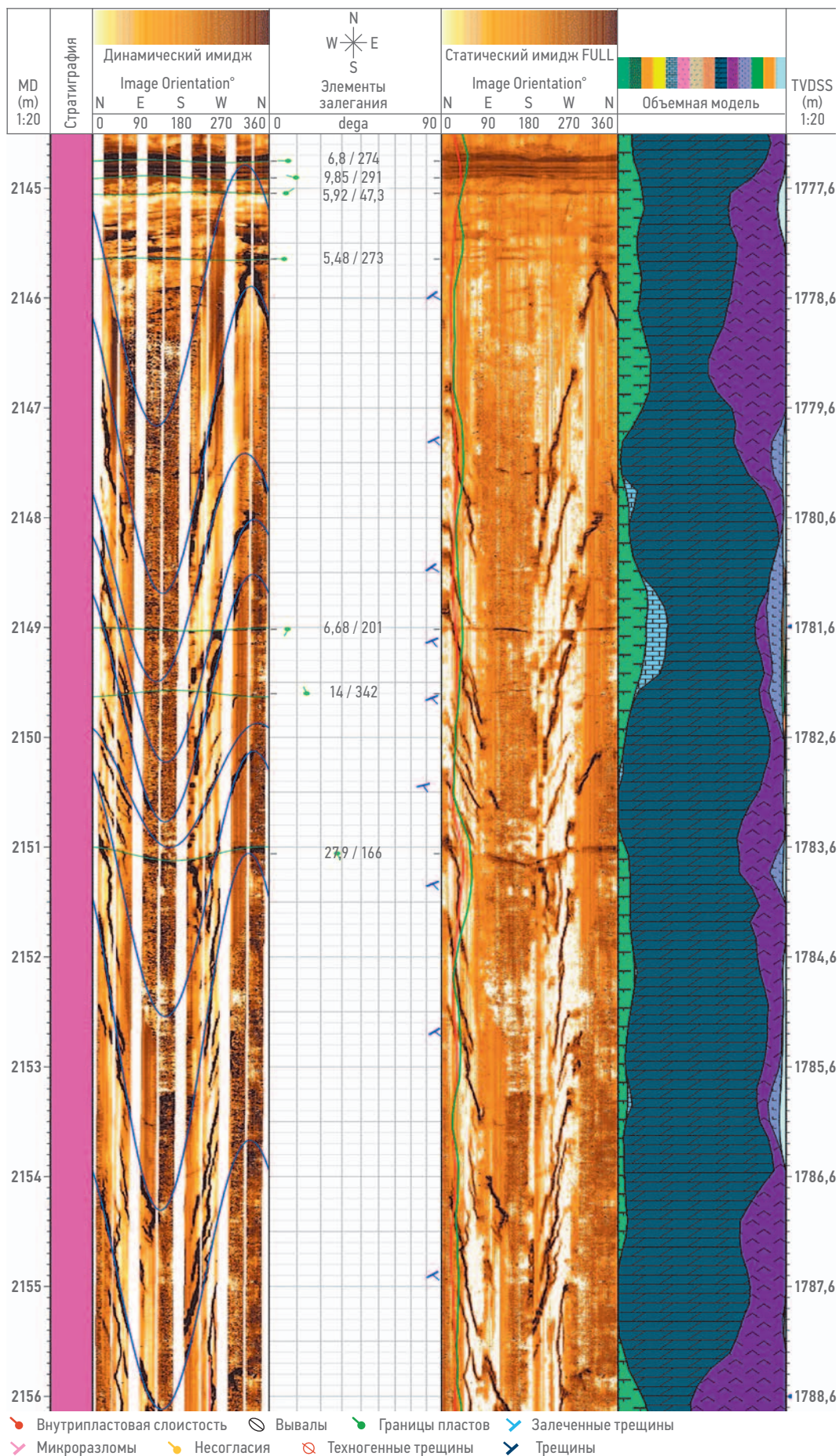


Рис. 2. Имиджер по скважине в интервале рассматриваемых пластов
Fig. 2. Wellbore imager in the interested formation interval

Таблица 1. Параметры систем трещин.
Table 1. Parameters of fracture classes

	Раскрытость, м	Угол падения	Азимут
Класс 1	0,00018257	69,48	352,77
Класс 2	0,00010098	69,28	68,34
Класс 3	0,00012019	69,16	117,87

кальцита, на рассматриваемом месторождении трещиноватость приурочена к карбонатно-сульфатным отложениям, без уверенной корреляции с содержанием конкретных минералов. Анализ данных имиджеров позволил выделить 3 класса трещиноватости (табл. 1, рис. 3). Для каждого класса трещин были определены средняя раскрытость, угол падения, азимут и густота. Впоследствии эти данные подавались на вход DFN-модели и воспроизводились при создании систем трещин [2].

РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам построения DFN-модели была рассчитана карта трещинного компонента проницаемости [4, 7], которая показала хорошую сходимость с картой множителей к поровой проницаемости, введенных для адаптации ГДМ на результаты испытаний и пробной эксплуатации (рис. 4). Ввиду недостаточного количества информации о работе скважин (месторождение еще не введено в разработку) модель двойной среды не использовалась в ГДМ, однако модель трещин позволила привести геологическое обоснование множителям проницаемости.

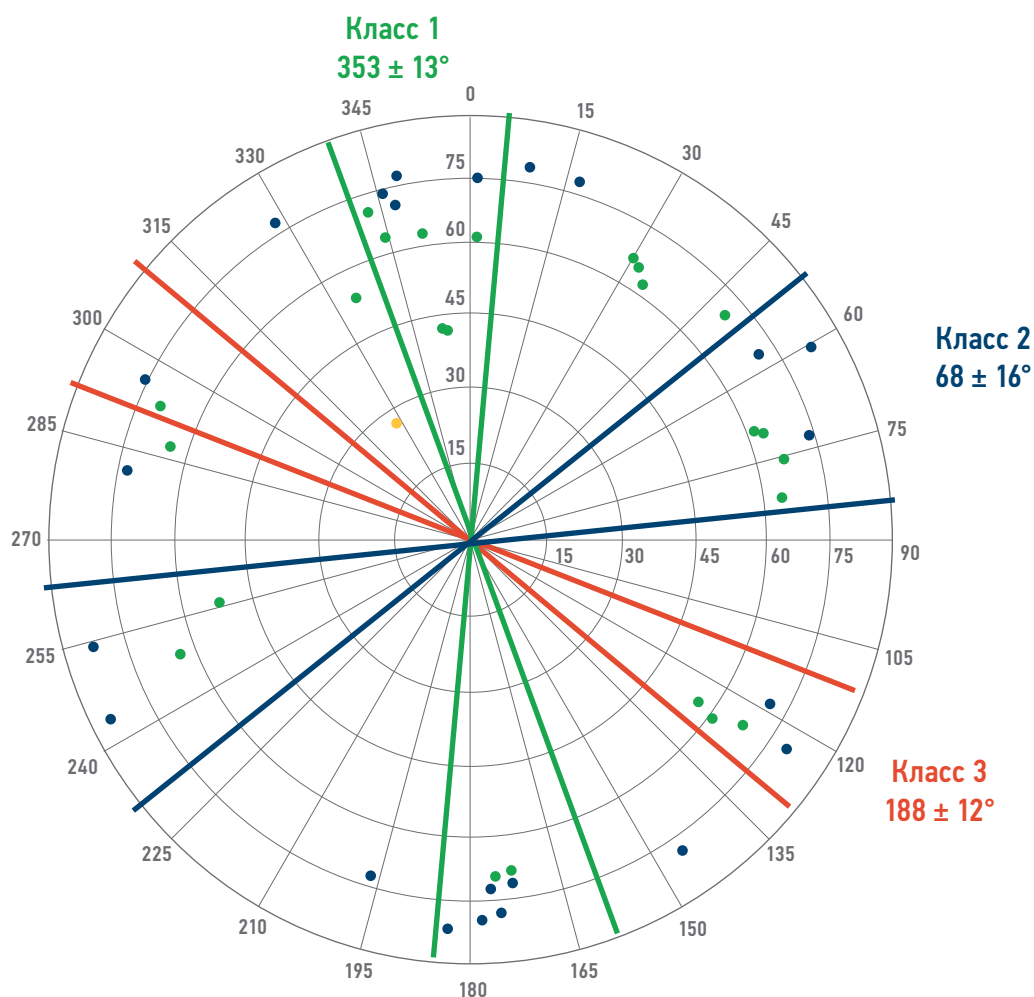


Рис. 3. Роза-диаграмма классов трещиноватости
Fig. 3. Rose diagram of fracture classes

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Карта трещинной проницаемости имеет хорошее сходство с картой множителей в ГДМ, полученной по результатам адаптации модели на данные опробований и пробной эксплуатации. При этом ввиду более полного охвата проведенными исследованиями наилучшую

сходимость показывает зона 1 на **рис. 4**. Данный факт позволяет говорить о подтверждении вклада трещинной составляющей в общую проницаемость продуктивного пласта, а значит, прогнозировать зоны значительного отклонения фактической проницаемости от рассчитанной по зависимости для порового типа коллектора.

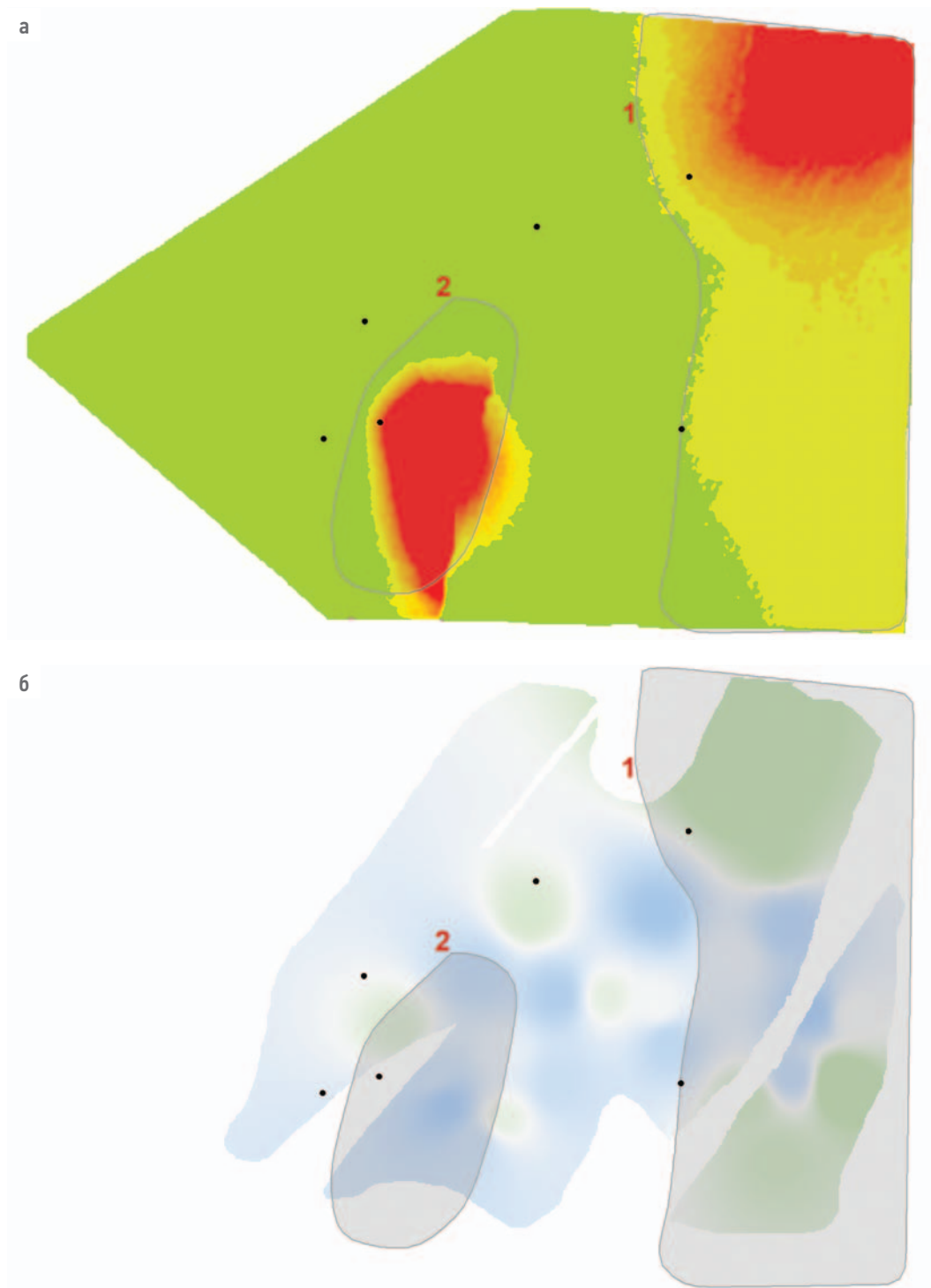


Рис. 4. Карта трещинной проницаемости (а) и множителей к поровой проницаемости (б) с отмеченными зонами увеличения проницаемости

Fig. 4. Map of fracture permeability (a) and multipliers to pore permeability (b) with marked zones of increased permeability

По результатам проведения ОПР планируется уточнение модели трещин и настройка модели двойной среды в ГДМ. В будущем это позволит уточнить стратегию разработки месторождения. Использование в расчётах модели

одинарной среды вместо двойной позволило выполнить многовариантные расчеты систем разработки. Метод настройки позволил сохранить вклад трещиноватости коллектора в продуктивность проектных скважин.

Список литературы

1. Плюснин М.И., Гёкче А.В. Состав и строение непской и тирской свиты Приленско-Непской структурно-фациальной зоны Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения кернового материала // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2020. — № 63(1). — С. 75–89.
2. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. М.: ООО «Белый Ветер», 2016. — 404 с.
3. Титоренко Т.Н. Палеонтология докембрия. Фитолиты (строматолиты и микрофитолиты): учеб.-метод. пособие / Т.Н. Титоренко, С.А. Анисимова, А.Ю. Анисимов. — Иркутск: Изд-во ИГУ, 2012. — 117 с.
4. Рейсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. — 118 с.
5. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», 2002. — 254 с.
6. Гурова Т.Н., Чернова Л.С., Потлова М.М. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. — 254 с.
7. Киркинская В.Н., Сметов Е.М. Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. — 255 с.
8. Дрис Л. Уилсон. Карбонатные фации геологической истории. Пер. с англ., М.: Недра, 1980. — 463 с.

References

1. Plyusnin A.V., Gökche M.I. Composition and structure of the Nepa and Tyrian suite of the Prilensko-Nepskaya structural-facies zone of the Nepa-Botuobinskaya anticline based on the results of core material study // News of higher educational institutions. *Geology and exploration*, 2020, no. 63(1), pp. 75–89. (In Russ.)
2. Zakrevsky K.E., Kundin A.S. *Features of geological 3D modeling of carbonate and fractured reservoirs*. Moscow: Bely Veter LLC, 2016, 404 p. (In Russ.)
3. Titorenko T.N. *Paleontology of the Precambrian. Phytolites (stromatolites and microphytolites): educational and methodological manual* / T. N. Titorenko, S. A. Anisimova, A. Yu. Anisimov. — Irkutsk: ISU Publishing House, 2012, 117 p. (In Russ.)
4. Reiss L. *Fundamentals of development of fractured reservoirs*. — Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2012, 118 p. (In Russ.)
5. Chernitsky A.V. *Geological modeling of massive oil reservoirs in carbonate fractured reservoirs*. Moscow: Neftotdacha, 2002, 254 p. (In Russ.)
6. Gurova T.N., Chernova L.S., Potlova M.M. *Lithology and conditions for the generation of oil and gas reservoirs of the Siberian platform*. Moscow: Nedra, 1988. 254 p. (In Russ.)
7. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. *Carbonate rocks as oil and gas reservoirs*. Leningrad: Nedra, 1981, 255 p. (In Russ.)
8. Wilson J. L. *Carbonate facies in geologic history*. Translate from English. Moscow: Nedra, 1980, 463 pp.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.В. Гритчина — автор геологической модели и модели трещиноватости. Разработала идею и подготовила текст статьи.

М.П. Денисов — автор гидродинамической модели, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Vladlena V. Gritchina — author of geological model and DFN, took an active part in developing the article concept, prepared the text.

Marat P. Denisov — author of dynamic model, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владлена Владимировна Гритчина* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Марат Петрович Денисов — главный специалист, ФГАОУ ВО «Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет», Инженерная школа природных ресурсов, ЦППС НД
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.

Vladlena V. Gritchina* — Function supervisor, Gazprom нефть company group
3–5, Pochtamtamtayskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Marat P. Denisov — Chief specialist, Tomsk Polytechnic University
30, Lenina ave., 634050, Tomsk, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА В13 НЕПСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА И ЕЁ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ПРОГРАММЫ ГРП

© Коллектив авторов,
2023



**В.С. Воробьев^{1,*}, Р.Р. Хуснитдинов¹, К.В. Зверев¹, Н.А. Иванова²,
В.В. Пустыльников³, Д.В. Хипели, Л.Н. Шакирзянов¹**

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

²Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ» (НОЦ «Газпромнефть-НГУ»), РФ, Новосибирск

³Апрелевское отделение ФГБУ «ВНИГНИ», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Сложное геологическое строение месторождений нефти и газа Сибирской платформы, фациальная изменчивость вендских терригенных отложений, анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств вызывают существенные сложности при выделении участков под поисково-разведочное и эксплуатационное бурение. В таких условиях крайне важно на основе качественной исходной геолого-геофизической информации создать детальную фациальную модель для определения минимального и достаточного объема бурения.

Цель. Создать детальную сейсмofациальную модель базальных отложений непской свиты с целью прогноза распространения коллекторов.

Методика и объемы исследований. Для создания детальной фациальной модели проведено седиментологическое описание керна 17 скважин пробуренных «Газпромнефть-ГЕО». По 46 скважинам, пробуренным до 2000-х годов, производилось детальное описание полноразмерных образцов керна, стандартных образцов и шлифов. Результаты седиментологического исследования керна комплексировались с данными ГИС и интерпретации сейсморазведки 3D.

Результаты. По результатам исследований керна, интерпретации сейсморазведки 3D создана детальная фациальная модель отложений пласта В13. Получены уникальные данные о строении фундамента и коры выветривания, оказывающих существенное влияние на строение базальных отложений непской свиты. Выделены и охарактеризованы основные фациальные типы. Восстановлена последовательность развития непского осадочного бассейна и определена геометрия песчаных тел. Установлено, что лучшими коллекторскими (до засоления) свойствами характеризуются фации конусов выноса и распределительных каналов, которые уверенно выделяются по керну и с помощью современной сейсморазведки 3D.

Заключение. Полученные результаты — методики и подходы, концептуальные модели, размеры фациальных тел, их связность и ФЕС — могут быть использованы для месторождений-аналогов региона с целью создания достоверной основы для бурения и прогнозирования добычи.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, терригенный венд, непская свита, литология, фациальный анализ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Воробьев В.С., Хуснитдинов Р.Р., Зверев К.В., Иванова Н.А., Пустыльников В.В., Хипели Д.В., Шакирзянов Л.Н. Фациальная модель пласта В13 Непской свиты венда и её использование при формировании программы ГРП. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):87–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-87-98>

Статья поступила в редакцию 04.10.2023

Принята к публикации 30.10.2023

Опубликована 29.12.2023

FACIES MODEL OF THE B13 FORMATION OF THE NEPEAN VEND FORMATION AND ITS USE
IN THE FORMATION OF THE EXPLORATION PROGRAM

**Vladimir S. Vorobyov^{1,*}, Rustam R. Khusnitdinov¹, Konstantin V. Zverev¹, Natalya A. Ivanova²,
Valentina V. Pustynnikova³, Denis V. Khipeli, Linar N. Shakirzyanov¹**

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²Science and education center Gazpromneft-NSU, RF, Novosibirsk

³Aprelevsky branch of the Federal State Budgetary Institution "VNIGNI", RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The complex geological structure of the oil and gas fields of the Siberian Platform, the facies variability of the Vendian terrigenous deposits, the anisotropy of filtration and reservoir properties cause significant difficulties in allocating sites for exploration and production drilling. In such conditions, it is extremely important to create

a detailed facies model based on high-quality initial geological and geophysical information to determine the minimum and sufficient drilling volume.

Goal. To create a detailed seismofacial model of the basal deposits of the Nepean formation.

Methodology and scope of research. To create a detailed facies model, a sedimentological description of the core of 17 wells drilled by Gazpromneft-GEO LLC was carried out. For 46 wells drilled before the 2000s, a detailed description of full-size core samples, reference samples and grinds was carried out. The results of the sedimentological study of the core were combined with GIS data and 3D seismic interpretation.

Results. Based on the results of core studies and 3D seismic interpretation, a detailed facies model of the B13 formation deposits has been created. Unique data on the structure of the basement and weathering crust, which have a significant impact on the structure of the basal deposits of the Nepean formation, have been obtained. The main facies types are identified and characterized. The sequence of the development of the Nepean sedimentary basin has been restored and the geometry of sand bodies has been determined. It has been established that the best collector properties (before salinization) are characterized by facies of removal cones and distribution channels, which are confidently distinguished by the core and with the help of modern 3D seismic exploration.

Conclusion. The results obtained — methods and approaches, conceptual models, dimensions of facies bodies, their connectivity and FES can be used for analogous deposits in the region in order to create a reliable predictive basis for drilling and production forecasting

Keywords: Eastern Siberia, terrigenous Vend, Nepa formation, lithology, facies analysis

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

For citation: Vorobyov V.S., Khusnitdinov R.R., Zverev K.V., Ivanova N.A., Pustynnikova V.V., Khipeli D.V., Shakirzyanov L.N. Facies model of the B13 formation of the Nepean vend formation and its use in the formation of the exploration program. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):87–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-87-98>

Manuscript received 04.10.2023

Accepted 30.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения нефти и газа Сибирской платформы по геологическому строению являются одними из наиболее сложных в мире. Высокая фациальная изменчивость пород, а также связанная с ними анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС), вызывают существенные сложности при выделении участков под поисково-разведочное и эксплуатационное бурение [3]. «Газпромнефть-ГЕО» владеет тремя лицензиями на поиск, разведку и добычу углеводородов по Игнялинскому, Вакунайскому и Тымпучиканскому участкам недр, расположенным в Иркутской области и Республике Саха (Якутия). Несмотря на то, что здесь открыто 5 месторождений нефти и газа (Верхнечонское, Игнялинское, Вакунайское, Тымпучиканское, Северо-Вакунайское), площадь в 6 855 км² лишь наполовину покрыта сейсморазведкой 3D, а плотность поисково-разведочного бурения (98 км²/скв.) и изученность территории недостаточны для оптимального вовлечения данных месторождений в разработку. Для снятия ключевых геологических неопределенностей и тестирования технологий разработки месторождений необходимо их доизучение бурением. В таких условиях крайне важно на основе качественной исходной геолого-геофизической информации создать детальную фациальную модель

для определения минимального и достаточного объема бурения.

Представленные в работе результаты удалось получить за счет глубокого анализа кернового материала как по району работ, так и по региону, проведения обработки и интерпретации сейсморазведки 3D, анализа отложений-аналогов. В большинстве своем полученные данные являются новыми, существенно уточняют строение целевых пластов в локальном и даже региональном планах, а созданная модель позволяет экономически эффективно реализовывать дальнейшую программу геологоразведочных работ (ГРП) и эксплуатационного бурения. До создания детальной фациальной модели подтверждаемость прогнозов была на уровне 10–15 %, после стала составлять 85 %.

МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью создания детальной и всеобъемлющей фациальной модели для месторождений района (Верхнечонское, Игнялинское, Вакунайское, Тымпучиканское, Северо-Вакунайское) было выполнено седиментологическое описание керна скважин глубокого бурения. По 17 скважинам «Газпромнефть-ГЕО» описание проводилось в кернохранилище на полноразмерном продольно распиленном керне. По 46 скважинам, пробуренным до 2000-х годов, производилось детальное

описание полноразмерных образцов керна, стандартных образцов и шлифов, данные комплексовались с полевым описанием каменного материала. Описание керна было увязано с данными ГИС для электрофациального анализа.

На следующем этапе данные по скважинам были привязаны к материалам сейсморазведки 3D. Выделяемые по сейсмическим атрибутам (RGB, eXchroma, акустического импеданса (Pimp), отношение скорости продольных и поперечных волн (V_p/V_s), седиментационные срезы куба когерентности) аномалии ассоциированы с фациями в разрезах скважин и современными объектами-аналогами.

Для детального описания и расчленения осадочного разреза, а также интерпретации условий и процессов осадконакопления, использовалась схема выделения литотипов на основе первичных литологических свойств пород (состав, структура и текстурные особенности). Образованию каждого из литотипов отвечают определенные условия седиментации, такие как динамический тип потока (волновой, однонаправленный, комбинированный), физико-химические параметры среды, режим седиментации, тип среды седиментации, особенности палеорельефа и пр. Ввиду отсутствия в докембрийских осадочных толщах дополнительных признаков для определения условий седиментации (остатки флоры и фауны) выделение обстановок осадконакопления проводилось на основе следующих признаков: анализа вертикальных и латеральных последовательностей (гранулометрических и текстурных трендов) пород, а также количества и толщин гравийно-песчаных и алевро-глинистых прослоев; присутствие среди терригенных пород хемогенных образований (ангидритов и доломитов), аутигенных минералов (глауконит), указывающих на специфичные условия породообразования; сопоставления полученных результатов литологического, седиментологического изучения керна с существующими моделями строения и представлениями об условиях формирования отложений в разных обстановках осадконакопления.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Многими исследователями [1, 2, 4–8] показано, что немаловажным аспектом в понимании строения базальных отложений непской свиты является изучение пород фундамента и коры выветривания. В целом

на территории Непского свода фундамент представлен породами гранитного ряда в различной степени метаморфизованными и измененными.

**ПОДТВЕРЖДАЕМОСТЬ ПРОГНОЗОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
ДО СОЗДАНИЯ ДЕТАЛЬНОЙ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ
БЫЛА НА УРОВНЕ 10–15 %, ПОСЛЕ — УВЕЛИЧИЛАСЬ
ДО 85 %.**

По степени измененности в породах фундамента выделено две зоны сверху вниз: верхняя зона (Ф-1) — дезинтегрированного (трещиноватого) сильноизмененного фундамента; нижняя зона (Ф-2) — слабоизмененного фундамента. Граница «слабоизмененного» фундамента и «сильноизмененного», находящегося вблизи коры выветривания, постепенная, иногда в интервале сильноизмененного фундамента наблюдается уменьшение значений гамма-каротаж (ГК), возможно, в связи с ангидритизацией-доломитизацией по многочисленным трещинам в породе и прочими факторами.

Остаточная кора выветривания в наиболее полных разрезах представлена двумя зонами (типами) сверху вниз: зона глинистой коры выветривания (тип KB-1), преимущественно гидрослюдистого состава, иногда с примесью хлорита, интенсивно хлоритизированного, гидрослюдизированного биотита, и включениями трещиноватых зерен кварца различной (в основном мелкой) размерности с изъеденными контурами; зона с сохранившейся реликтовой структурой породы (тип KB-2), когда на фоне темно-серой, иногда зеленоватой, глинистой массы видны светлые реликты порфиновых выделений, представленные выветрелым гидрослюдизированным, пелитизированным, иногда каолинизированным, полевым шпатом, реликты измененного (мусковитизированного, хлоритизированного) биотита и белые трещиноватые зерна кварца различной размерности с изъеденными контурами.

Развитие остаточной коры выветривания увеличенной мощности, скорее всего, связано с участками межгорных впадин, врезов и русел временных потоков, т.е. участков понижения рельефа. Изучение пород коры выветривания позволило сделать вывод о палеоклимате территории исследования. Установлено, что в период выветривания преобладал аридный, периодами семиаридный климат, о чем свидетельствует профиль коры выветривания, наличие карбонатов

и сульфатов, как в породах фундамента и коры выветривания по трещинам, так и в базальных горизонтах (В13) терригенного венда.

СТРОЕНИЕ И ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА В13 НЕПСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА

На начало непского времени на большей части территории Чонского объекта существовала денудационная суша, представляющая собой слаборасчлененный горный массив, сложенный породами гранитного ряда, с пологим уклоном (2–3°) в юго-восточном направлении и отдельно стоящими останцами коренных пород.

Денудационный уступ, протягивающийся с юго-запада на северо-восток площади с пологим, но местами резким рельефом, контролирует стратиграфические толщины продуктивного горизонта. Ширина зоны выклинивания, в пределах которой стратиграфическая мощность уменьшается до 0 м составляет в среднем от 3 до 15 км, вдоль выраженных бровок фундамента и отдельных выступов горизонт иногда полностью редуцируется на расстоянии всего сотни метров. Базальные отложения пласта В13 сначала накапливались в юго-восточной части участка в континентальных обстановках аридного, симиаридного климата, постепенно,

со временем, проградируя в северо-восточном направлении при наступлении моря. В средненепское время на фоне наступающей с юго-востока морской трансгрессии на большей части территории установились прибрежно-морские обстановки с обширной приливно-отливной равниной в условиях которой формировалась покрывка пласта В13. На рис. 1 представлен профиль через скважины Игналинского участка атрибутов Pimp и Vp/Vs, выравненный на М2, показывающий примыкание конусов выноса горизонта В13 к фундаменту.

На основании сопоставления сейсмических и скважинных данных интервал горизонта В13 был разделен на два подинтервала (или подгоризонта), где нижний, В13-1 полностью выклинивается к фундаменту / коре выветривания между скважинами Игн-6 — 3-Игн-1 и ВЧ-152 — ВЧ-13. Перекрывающий горизонт В13-2 в песчаных фациях залегает с северо-западным смещением и также имеет стратиграфическое выклинивание, но уже в районе скважин Игн-3, 3-Игн-226.

Основная неопределенность с точным положением линий выклинивания всех примыкающих к фундаменту пластов (горизонтов) связана с неоднозначностью корреляции самой поверхности фундамента/коры выветривания. Отражение и связанная с ним высокоимпедансная зона формируются в широком временном окне и при сопоставлении

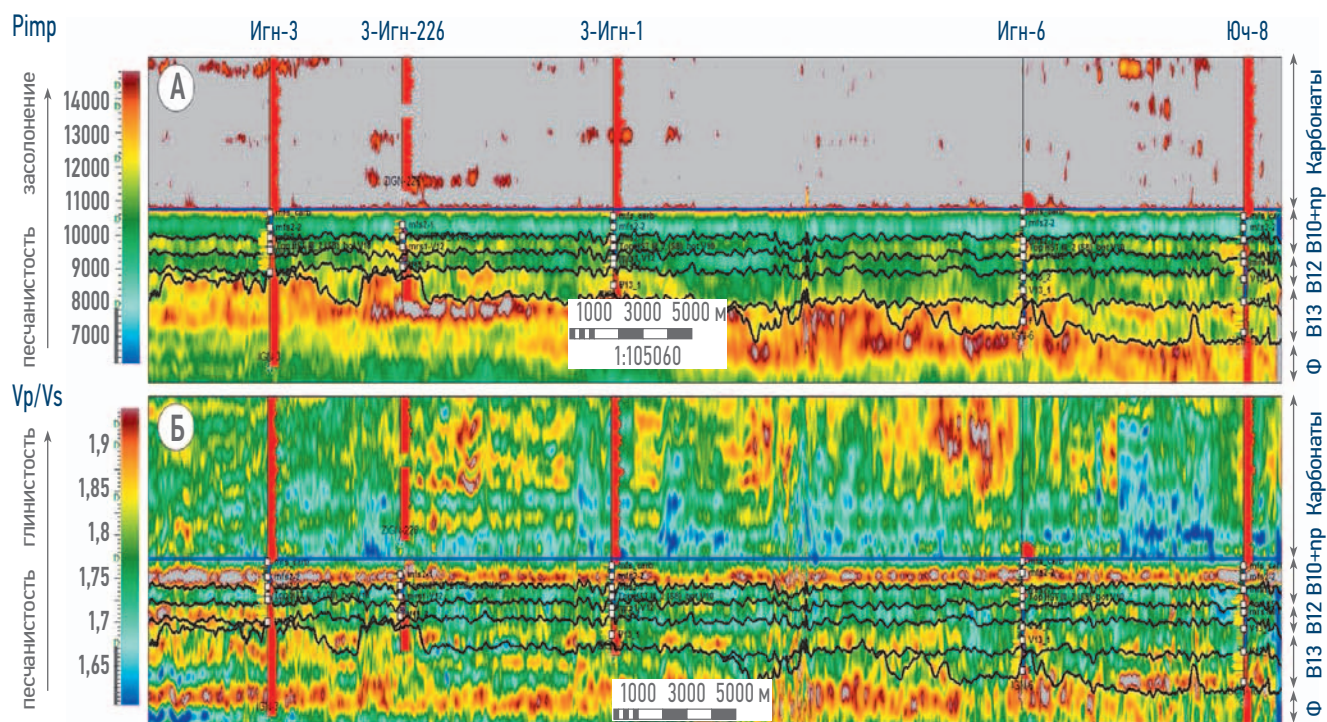


Рис. 1. Профиль СЗ-ЮВ направления через скважины Игналинского участка недр для атрибутов Pimp (А) и Vp/Vs (Б), показывающий примыкание конусов выноса нижней части В13 к фундаменту, их генеральные размеры. Составлено авторами

Fig. 1. The profile of the NW-SE direction through the wells of Ignalinsky area for the attributes Pimp (A) and Vp/Vs (B), showing the abutment of the removal cones of the lower part of B13 to the foundation, their general dimensions. Prepared by the authors

со скважинными данными соответствует как поверхности фундамента, так и поверхности коры, нередко формируясь внутри последней. Другими словами, общий интервал, охватывающий кору выветривания и гетерогенный фундамент (измененный и неизмененный) не имеют «стратиграфически определенного для всей площади» сейсмического отражения.

Пласт В13 накапливался в пределах денудационно-аккумулятивной аллювиально-пролювиальной равнины. Формирование конгломератов нижней части пласта отвечает проксимальной зоне седиментации и контролировалось существующим первоначальным рельефом (рис. 2). Средняя и верхняя части пласта накапливались в пределах медиальной и дистальной зон седиментации, в которых русла контролировались неровностями рельефа фундамента. Со стороны моря аллювиально-пролювиальная равнина была ограничена мелководным морским бассейном с очень пологим погружением дна (морской рампы), на границе которого формировались отложения лопастей низкоградиентных дельт залива со смешанным влиянием речных и приливно-отливных процессов.

Ряд особенностей строения отложений пласта В13, особенно в верхней части, свидетельствуют о частичном влиянии приливно-отливных процессов на седиментацию осадков: ритмичность в строении песчаников с волнистой и фазерной слоистостью; присутствие сдвоенных глинистых слойков в алевролитах и песчаниках (прямой признак стояния воды в межприливно-отливную фазу); следы развития микробияльных пленок в алевроито-глинистых породах, имеющих вид тонких (1–2 мм) черноокрашенных микроволнистых слойков, облегающих подстилающие зерна; присутствие пластично-деформированных обрывков черных глинистых слойков, имеющих скрученную сигарообразную форму, которые указывают на первоначально эластичную консистенцию слойков; присутствие песчаных линз с волновой рябью, сформировавшихся во временных или постоянных водоемах (пойменные озера или мелководная часть залива). На основе детального исследования керновых данных для пласта В13 в разрезах скважин выделены основные литолого-фациальные типы, последовательно сменяющие друг друга вверх по разрезу. *Комплекс аллювиально-пролювиальных конусов выноса* (рис. 3).

Разветвленные реки с неустойчивым водным режимом (реки с твердым стоком, галечно-гравийные реки), включающие микрофации активного русла (галечно-гравийные, гравийно-галечные осадки), микрофации

заброшенных русел и каналов промоин в период разлива (в паводки), а также микрофации пойм (пойменно-озерные, паводковые). Отложения фаии характеризуются как маломощными (менее 1 м), так и относительно мощными (около 5 м) телами. Маломощные тела представлены конгломератами темно-серыми гравийно-мелкогалечными неяснослоистыми, плохо сортированными, с прослоями серо-зеленых тонко-неяснослоистых аргиллитов. Вверх по разрезу наблюдается тенденция уменьшения размера галек. Границы между аргиллитами и конгломератами резкие, слабоволнистые. Мощные тела представлены несколькими трансгрессивными циклами, как полными, так и неполными: в основании цикла — конгломераты серые гравийно-галечно-песчаные, неяснослоистые, плохо сортированные (активное русло), через песчаники серые, от субгоризонтально до слабо-пологоволнистых, участками перекрестно-косослоистых, переходящие в пойменные алевро-аргиллиты темно-серые с коричневым оттенком тонко-параллельно-субгоризонтально-слоистых, с редкими прослоями (намывами, каналами промоин) плохо сортированного разнозернистого гравелитистого материала. Границы циклов резкие, слабоволнистые.

Разветвленные реки с устойчивым водным режимом, включающие микрофаии активного русла (песчано-гравийные, гравийно-песчаные осадки), заброшенных русел, песков разлива, пойм и мелких каналов промоин в периоды разлива. Отложения фаии характеризуются телами средней мощности (2–4 м). В строении разреза наблюдается несколько полных трансгрессивных циклов: русловые песчаники серые, разнозернистые в разной степени гравелитовые, вплоть до гравелитов, слабоволнистослоистые, неяснослоистые, косослоистые ($\angle 10\text{--}20^\circ$), с редкими песчано-гравийно-мелкогалечными прослоями, плохо сортированными неслоистыми с волнисто-эрозионными границами (промоины), переходят в пойменные алевро-аргиллиты темно-серые, тонкоотмученные, тонко-параллельно-слоистые, участками тонко-слабоволнисто-линзовидно-волнистослоистые, с редкими маломощными прослоями галечно-гравийного и песчаного материала, имеющими врезную природу.

Извилистые реки (песчаные, гравийно-песчаные). Отложения фаии представлены телами средней мощности (≈ 4 м). Русловые песчаники серые с коричневатым оттенком, разнозернистые гравелитовые, полого-нечеткослоистые ($\angle 5^\circ$), с градационными микроциклами, начинающимися с гравелитов, переходящими в разнозернистые песчаники,

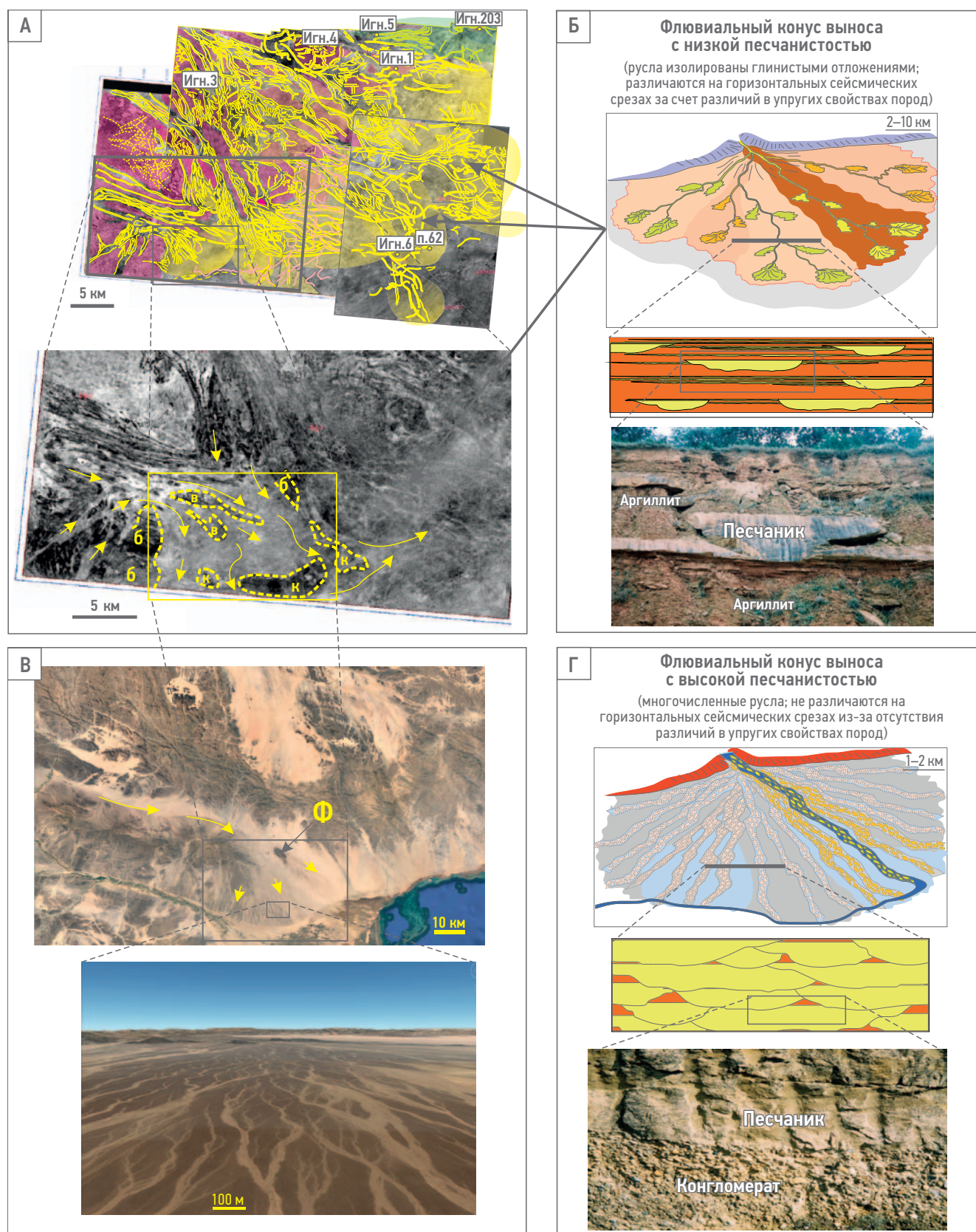


Рис. 2. А — типы флювиальных распределительных систем пласта В13, выделяемые по степени выраженности шнурковых тел на горизонтальных сечениях сейсмического куба с палеорекопструкцией на ОГ М2; Б — модель строения низкopesчаного флювиального конуса выноса и пример древних русловых песчаных тел, заключенных в глинистые осадки; В — современный песчаный флювиальный (аллювиальный) конус выноса в горном массиве Этбай (северо-восток Африки); Г — модель строения песчаного флювиального конуса выноса и пример древних гравийно-галечных русловых тел в обнажении. Составлено К.В. Зверевым

Fig. 2. А — types of fluvial systems of the B13 formation, distinguished by the degree of severity of lacing bodies on horizontal sections of a seismic cube with paleoreconstruction on the OG M2; Б — a model of the structure of a low-sand fluvial removal cone and an example of ancient channel sand bodies enclosed in clay sediments; В — a modern sandy fluvial (alluvial) removal cone in a mountain massif Etbai (north-east Africa); Г — model of the structure of the sandy fluvial cone of the outflow and an example of ancient gravel-pebble channel bodies in the outcrop. Prepared by Konstantin V. Zverev

перекрываются пойменными алевролитами темно-серыми до черного тонко-параллельно-слоистыми, с прослоями и намывами гравийно-песчаного материала.

Дельтовый комплекс (дельта с преобладанием приливно-отливной деятельности и в меньшей степени волновой — смешанный тип побережья), сформированный на фоне трансгрессии моря, выделен преимущественно в верхней части пласта В13. Комплекс включает микрофаши русел

с влиянием приливно-отливных течений, распределительных каналов с влиянием приливно-отливных течений и устьевых баров, переработанных волновой деятельностью (рис. 4).

Отложения *фаши распределительных каналов с влиянием приливно-отливных течений* представлены телами средней мощности ($\approx 2-4$ м): песчаниками средне-крупнозернистыми, мелко-среднезернистыми, коричневыми, с прослоями мелкозернистых глинистых

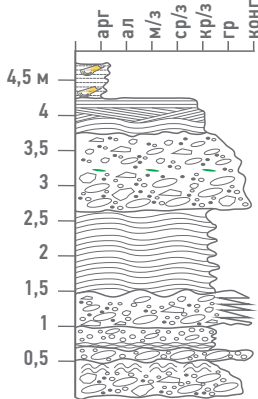
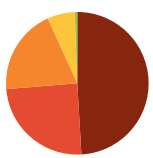
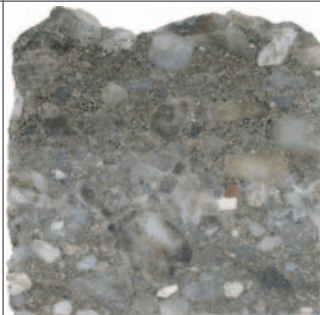
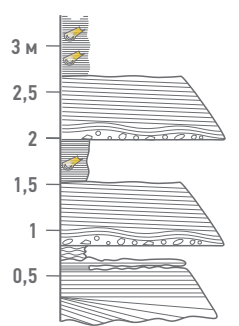
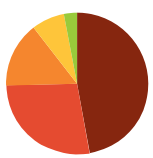
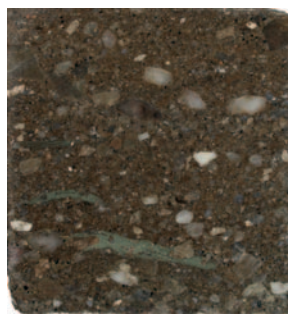
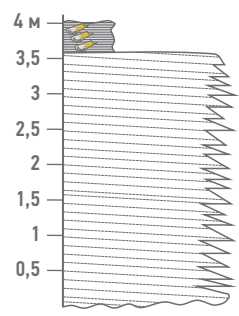
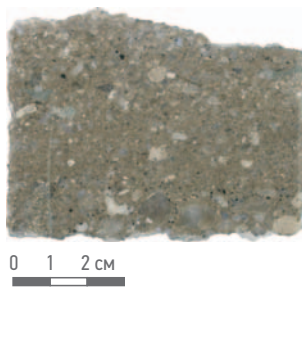
Тип фаций	Типовое строение разреза	Средний гранулометрический состав отложений	Фотографии образцов керна	
Разветвленные реки с неустойчивым водным режимом		>1 мм 1,0–0,5 мм 0,5–0,25 мм 0,25–0,1 мм 0,1–0,01 мм 	 0 1 2 см Конгломерат галечно-песчано-гравийный	 0 1 2 см Песчаник гравелитовый
Разветвленные реки с устойчивым водным режимом			 0 1 2 см Гравелит песчаный	 0 1 2 см Песчаник гравелитистый
Извилистые реки			 0 1 2 см Песчаник средне-крупнозернистый, гравелитистый	 0 1 2 см Песчаник гравелитистый

Рис. 3. Типовое строение фаций аллювиально-пролювиальных конусов выноса. Арг — аргиллит; ал — алевролит; м/з — мелкозернистый песчаник; ср/з — среднезернистый песчаник; кр/з — крупнозернистый песчаник; гр — гравелит; конг — конгломерат. Составлено авторами
Fig. 3. Typical structure of facies of alluvial-proluvial cones of outflow. Apr — argillite; ал — siltstone; м/з — fine-grained sandstone; ср/з — medium-grained sandstone; кр/з — coarse-grained sandstone; гр — gravellite; конг — conglomerate. Prepared by the authors

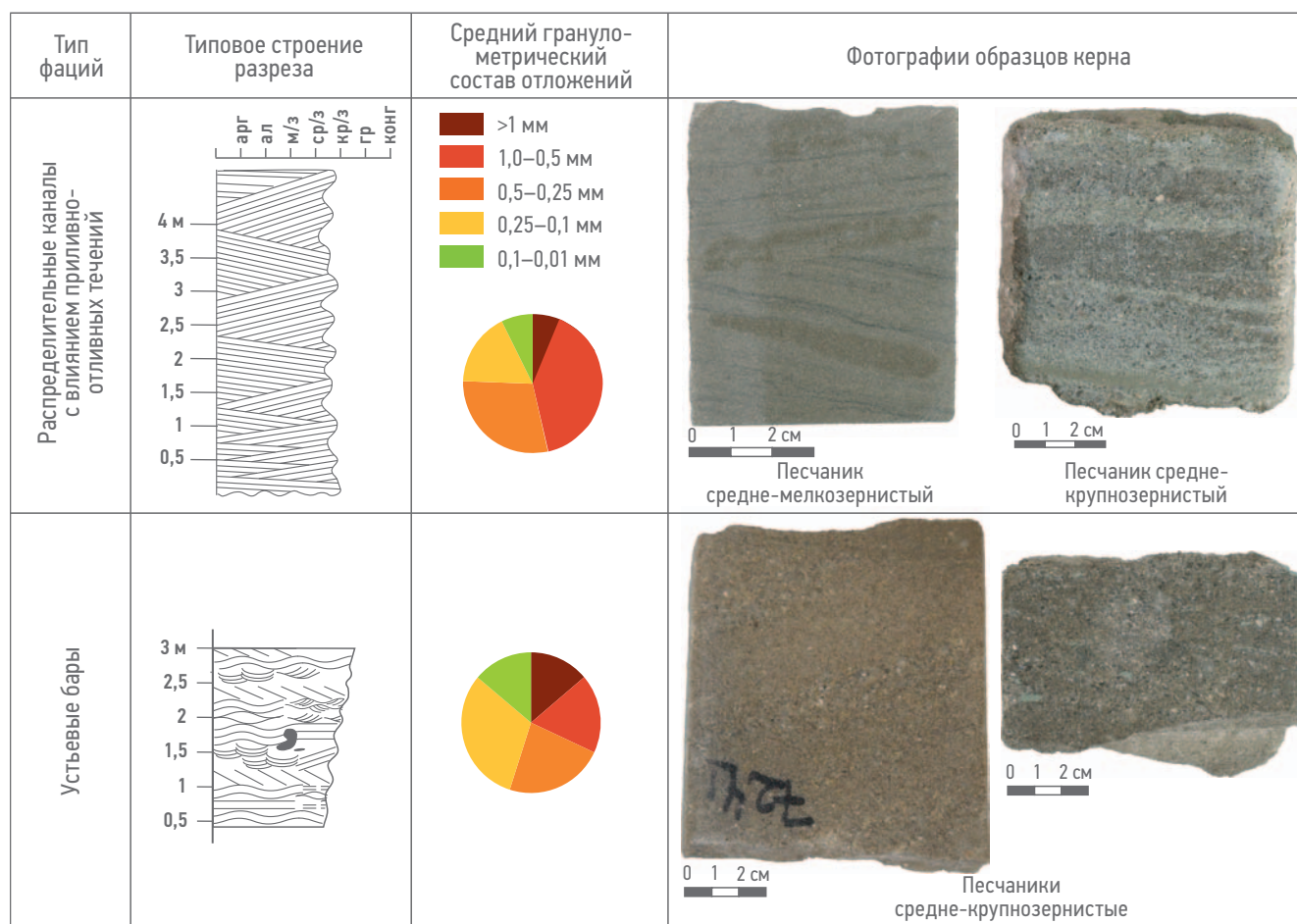


Рис. 4. Типовое строение фаций дельтового комплекса. Условные обозначения на рис. 4. Составлено авторами
 Fig. 4. The typical structure of the facies of the delta complex. Symbols in Fig. 4. Prepared by the authors

песчаников и реже алевро-аргиллитов серо-зеленых, неравномерно разнослоистых в послойной ассоциации с крупноволнистыми, косослоистыми сериями ($\angle 20-30^\circ$), элементами восходящей ряби, также отмечаются сдвоенные глинистые слойки. Отложения фации устьевых баров дельтового комплекса представлены относительно маломощными ($\approx 1-2$ м) песчаными телами, имеющим регрессивное строение, зернистость которых увеличивается вверх по разрезу (песчаники серые с бежевым оттенком, послойно от мелко-среднезернистых до средне-крупнозернистых и послойно гравелитистых до гравелитов разнозернистых). Текстуры песчаников также изменяются вверх по разрезу: косослоистые ($\angle 20^\circ$), выше мультислоистые текстуры с пологими углами наклона ($\angle 10^\circ$), далее текстуры переходят в субгоризонтально-, слабо волнисто-, мелко-, среднеслоистые, в более грубозернистых породах преобладает средневолнистая пологая слоистость, с участками мелкомасштабной косоволнисто-срезанной ($\angle 10^\circ$).

Приливно-отливная равнина, обширная на безбарьерном побережье с пологим уклоном, с преобладанием приливно-отливного режима, в меньшей степени волнового (нагонные ветра формирующие волны), включающая микрофации алевро-глинистой (иловой) приливно-отливной равнины верхнелиторальной и нижнелиторальной зон, песчано-алевритовой (песчаной) приливно-отливной равнины верхнелиторальной зоны, фации мелких приливно-отливных каналов (промоин) и крупных (активных) приливно-отливных каналов (иногда с признаками волнового режима), а также бары, песчаные отмели (приливно-отливные аккумулятивные тела). Фациальная изменчивость контрастно проявляется по данным CPP 3D для нижней части пласта. Для выделения связанных с гравийно-песчаными отложениями русел и терминальных лопастей, была проведена седиментологическая интерпретация горизонтальных сечений сейсмического куба (рис. 1, А). Основное направление течения палеорусел соответствует общему тренду увеличения толщин пласта В13 (на юго-восток). В западной части площади присутствуют

линейные зоны, состоящие из субпараллельных почти ровных шнурковых линий, огибающих крупный выступ фундамента. Аналогичные зоны линейности наблюдаются в Нубийской пустыне, где они связаны с системой невысоких параллельных хребтов. Схожесть предполагает наличие в пределах зон линейности аналогичных систем в осевой части вытянутых долин. Палеорусловые системы в западной и северо-западной части площади начинают активно делиться и разветвляться в центральной части Игнялинского ЛУ, образуя флювиальные конусы выноса (распределительные русловые системы).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА В13 ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ГРП И ПРОГРАММЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особый интерес с точки зрения нефтегазопроисковых работ вызывают конуса выноса, выделяемые по сейсмике 3D. Флювиальные конуса имеют разные, оцененные по седиментационным срезам, размеры: ширина их колеблется от 5–7 до 10–18 км, длина — от 5–10 до 20 и более километров. Анализ расположения на площади точек разветвления палеорусел показывает, что большинство флювиальных

конусов выноса сконцентрированы в полосе на краю области выступов фундамента, которая протягивается с юго-запада на северо-восток. Данные сейсморазведки 3D в пределах Игнялинского участка (рис. 1), а также анализ профиля по скважинам через Верхнечонский и Игнялинский участки (рис. 5) подтверждают данную концепцию. На территории Игнялинского участка уступы СЗ-ЮВ направления фиксируются в районе скважин Игн-6 и 3-Игн-1, а также Игн-3 и 3-Игн-226. Очевидно, что нижняя часть пласта В13 формируется разновозрастными гравийно-песчаными конусами выноса, которые накапливаются вблизи таких уступов. По мере продвижения моря вглубь континента происходит логичное смещение ряда фаций в том же направлении. При этом размеры песчано-гравийной части конусов выноса по скважинным данным (рис. 1) в целом близки к оцениваемым по сейсмическим материалам, длина — от 8–10 до 15–20 км. Далее по направлению морского бассейна эти конуса глинизируются, что уверенно фиксируется по керну и ГИС. Более сложной выглядит картина по результатам сейсмической инверсии в атрибутах P_{imp} и V_p/V_s , которые необходимо анализировать совместно, т.к. первый параметр показывает зоны засоления (рис. 1, А), связанные со вторичными процессами, а второй — глинизации (рис. 1, Б), связанные напрямую с условиями седиментации.

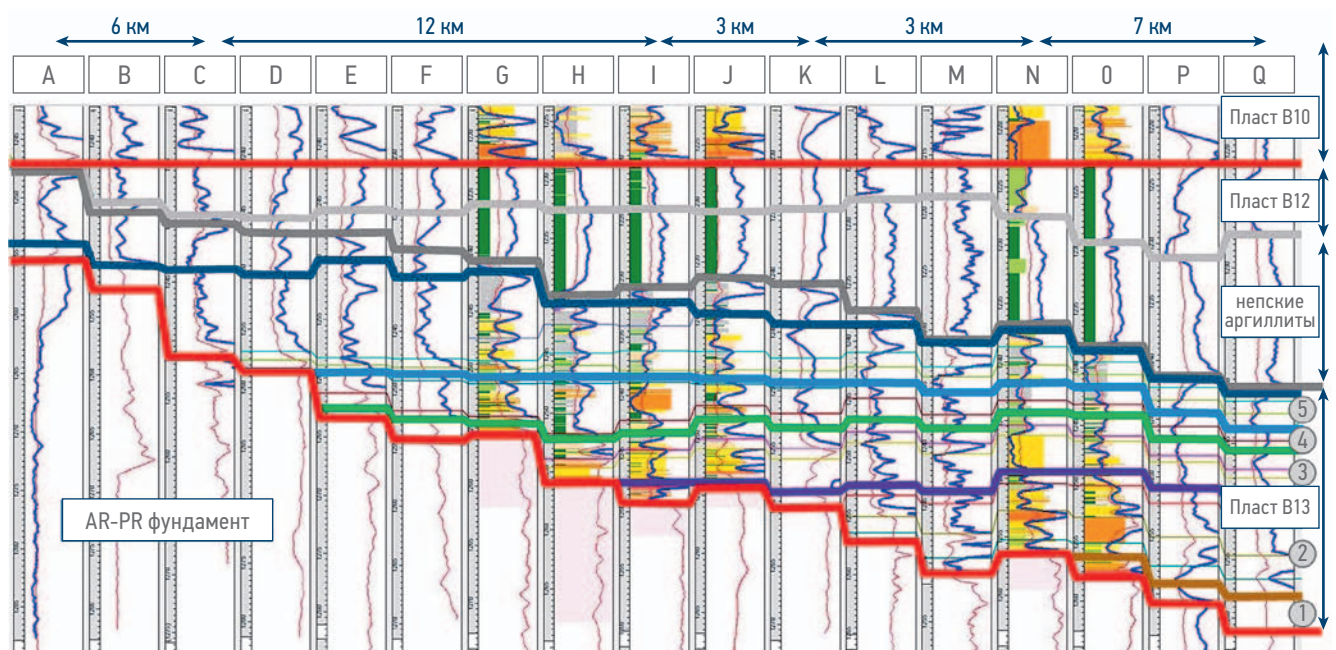


Рис. 5. Детальная корреляция пород нижнечонской подсвиты Чонской группы месторождений (профиль с СЗ на ЮВ — по генеральному направлению сноса осадков (Верхнечонский, Игнялинский участки). Составлено авторами

Fig. 5. Detailed correlation of rocks of the Lower Neph subformation of the Chon group of deposits (profile from NW to SE — along the general direction of sedimentation (Verkhnechonsky, Ignyalinsky areas). Prepared by the authors

Важно отметить, что выделяемые по данным скважин и сейсморазведки конуса могут иметь низкую гидродинамическую связь друг с другом, а также могут быть разделены непроницаемыми барьерами, как по латерали (между конусами), так и по вертикали (глинистые перемычки между пластами В13-1, В13-2 и пр.). Данные неопределенности заложены в 3D геологическую модель и учитываются при выполнении вероятностной оценки ресурсной базы.

ВЫВОДЫ

В условиях крайне высокой изменчивости континентальных и прибрежно-морских отложений непсковой свиты прогнозировать зоны распространения коллекторов и фаций невозможно без создания детальной сейсмофациальной модели пластов. Лучшие с точки зрения исходных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (до засоления) коллекторы пласта В13 формировались в нижней части, они представлены фациями конусов выноса

и распределительных каналов, уверенно выделяемых с помощью современной сейсморазведки 3D; ширина флювиальных конусов колеблется от 5–7 до 10–18 км, а длина от 5–8 до 20 км; по керну, ГИС и данным сейсморазведки фиксируется закономерное уменьшение общих и эффективных толщин к краям конусов, увеличивается доля глинистой фракции.

В результате исследований керна, обработки и интерпретации сейсморазведки 3D создана детальная фациальная модель отложений. Её применение позволило повысить степень подтверждаемости моделей с 15 до 85 %, что позволяет оптимизировать число требуемых к бурению поисково-разведочных скважин, сузить воронку неопределенностей в запасах и создать объективную основу для формирования бизнес-кейса по проекту. Полученные результаты — методики и подходы, концептуальные модели, размеры фациальных тел, их связность и ФЕС — могут быть использованы для месторождений-аналогов региона с целью создания достоверной прогнозной основы для бурения и прогнозирования добычи.

Список литературы

1. Карих Т.М., Иванюк В.В., Немчинова М.Б. и др. Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения и их отражения в структуре поверхности «фундамент — осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. — № 10. — С. 11–21.
2. Воробьев В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. — № 12. — С. 27–32.
3. Воробьев В.С., Истомина Я.С. Основные причины засоления пород терригенного комплекса на Верхнечонском месторождении // Тезисы к конференции «Геобайкал-2014», 2014. — С. 1–5.
4. Ивановская А.В. Закономерности битумопроявлений в породах кристаллического фундамента, корях выветривания, базальных отложениях венда юго-востока Сибирской платформы // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: мат. VII Всероссийского литологического совещания 28–31 октября 2013 г. — Т. I. — С. 364–367.
5. Карих Т.М., Иванюк В.В., Немчинова М.Б., Вилесов А.П., Хохлов Г.А. Опыт изучения геологического строения Верхнечонского месторождения и их отражения в структуре поверхности «Фундамент — осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. — № 12. — С. 13–20.
6. Нассонова Н.В., Иванюк В.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения по данным сейсморазведки 3D // Нефтяное хозяйство, 2010. — № 11. — С. 38–42.
7. Пустыльников В.В., Сентякова Н.С., Иванова Н.А., Воробьев В.С. Фундамент и кора выветривания в пределах Чонской группы месторождений // Тезисы к конференции «Геобайкал 2018». — 2018 г.
8. Старосельцев К.В. Строение фундамента центральной части Сибирской платформы: авторф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук (25.00.03) / Старосельцев Кирилл Валерьевич; Объед. Ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН. — Новосибирск, 1992. — 23 с.

References

1. Karikh T.M., Ivanyuk V.V., Nemchinova M.B., etc. The material composition of the rocks of the foundation of the Verkhnechonskoye field and their reflections in the structure of the surface «foundation — sedimentary cover» according to seismic data (Siberian platform) // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2013. — No. 10. — pp. 11–21. (In Russ.)
2. Vorobyev V.S. Prospects of oil and gas potential of the foundation of the Siberian platform (by example Verkhnechonskoye field) // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2013. — No. 12. — pp. 27–32. (In Russ.)
3. Vorobyev V.S., Istomina Ya.S. The main causes of salinization of rocks of the terrigenous complex at the Verkhnechonskoye field // *Abstracts for the conference «Geobaiikal-2014»*, 2014. — pp. 1–5. (In Russ.)
4. Ivanovskaya A.V. Regularities of bitumen occurrences in the rocks of the crystalline basement, weathering crusts, basal deposits of the Vendian southeast of the Siberian platform // *Sedimentary basins, sedimentation and post-sedimentation processes in geological history: mat. VII All-Russian Lithological Meeting on October 28–31, 2013* — Vol. I. — pp. 364–367. (In Russ.)
5. Karikh T.M., Ivanyuk V.V., Nemchinova M.B., Vilesov A.P., Khokhlov G.A. The experience of studying the geological structure of the Verkhnechonskoye deposit and their reflection in the structure of the «Foundation — sedimentary cover» surface according to seismic data (Siberian Platform) // *Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 2013. — No. 12. — pp. 13–20. (In Russ.)
6. Nassonova N.V., Ivanyuk V.V., Lebedev M.V., Khokhlov G.A. Material composition of the rocks of the Verkhnechonskoye field foundation according to 3D seismic data // *Oil Industry*, 2010. — No. 11. — pp. 38–42. (In Russ.)

7. Pustynnikova V.V., Sentyakova N.S., Ivanova N.A., Vorobiev V.S. Basement and weathering crust within the Chona groupdeposits // *Abstracts for the conference "Geobaiikal 2018"*. — 2018. (In Russ.)
8. Staroseltsev K.V. *The structure of the foundation of the central part of the Siberian platform*: author. dis. On the job. Learned. Step. Cand. Geol. is a mineral. Sciences (25.00.03) / Kirill Valeryevich Staroseltsev; Obed. Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy SB RAS. — Novosibirsk, 1992, 23 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.С. Воробьев — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи, подготовил рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Хуснитдинов — участвовал в разработке концепции статьи, составил разделы статьи, подготовил рисунки, и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.В. Зверев — выполнил седиментологические исследования, подготовил рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.А. Иванова — провела литологические исследования кернового материала и фациальный анализ, подготовила рисунки, составила разделы статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Пустыльникова — провела литологические исследования кернового материала и фациальный анализ, подготовила рисунки, составила разделы статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.В. Хипели — выполнил интерпретацию сейсморазведки 3D, сейсмических атрибутов, составил разделы статьи, подготовил рисунки, и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Л.Н. Шакирзянов — разработал общую концепцию работ, подготовил текст разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vladimir S. Vorobyov — developed the general concept of the article, prepared the text of the sections of the article, prepared drawings, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work

Rustam R. Khusnitdinov — participated in the development of the concept of the article, compiled sections of the article, prepared drawings, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Konstantin V. Zverev — performed sedimentological studies, prepared drawings and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Natalya A. Ivanova — conducted lithological studies of core material and facies analysis, prepared drawings, compiled sections of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Valentina V. Pustynnikova — conducted lithological studies of core material and facies analysis, prepared drawings, compiled sections of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Denis V. Khipeli — performed the interpretation of 3D seismic exploration, seismic attributes, compiled sections of the article, prepared drawings, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Linar N. Shakirzyanov — developed the general concept of the work, prepared the text of the sections of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Сергеевич Воробьев* — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель по развитию компетенций, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Рустам Рафаилович Хуснитдинов — руководитель по разработке продукта Блок интегрированных решений, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladimir S. Vorobyov* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Competence Development, Gazprom нефt company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Rustam R. Khusnitdinov — Product development manager, Integrated Solutions Block, Gazprom нефt company group

Константин Витальевич Зверев — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт по седиментологии терригенных резервуаров, Группа компаний «Газпром нефть»

Наталья Алексеевна Иванова — кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, НОЦ «Газпромнефть-НГУ»
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.
SPIN-код: 9049-1664
Scopus ID: 57205579634

Валентина Вениаминовна Пустыльникова — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, НАЦ АО ФГБУ «ВНИГНИ»
143360, Россия, Московская область, г. Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, 1.
Scopus ID: 57191918424

Денис Викторович Хипели — менеджер проектов

Ленар Назибович Шакирзянов — исполнительный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Konstantin V. Zverev — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading expert on sedimentology of terrigenous reservoirs, Gazprom нефt company group

Natalya A. Ivanova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Researcher, Gazpromneft-NSU Research Center
1, Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
SPIN-code: 9049-1664
Scopus ID: 57205579634

Valentina V. Pustylnikova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading researcher, National Center of JSC Federal State Budgetary Institution "VNIGNI"
1, 1st Ketritsa str., Aprelevka, 143360, Moscow region, Russia.
Scopus ID: 57191918424

Denis V. Khipeli — Project manager

Lenar N. Shakirzyanov — Executive director, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ОБОСНОВАНИЯ ВОЗМОЖНОЙ ЦЕННОСТИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2023



М.А. Васильев^{1,*}, А.А. Гомонов¹, Д.М. Макухо¹, Д.В. Козиков

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. В статье представлены результаты петроупругого моделирования, использованные для обоснования ценности выполнения сейсмической инверсии при прогнозе свойств коллектора в межскважинном пространстве на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири.

Материалы и методы. В рамках работы проведен анализ по поиску потенциала для прогноза фильтрационно-емкостных свойств целевого пласта с использованием данных сейсморазведочных работ 3D и ГИС. Предложен подход обоснования выполнения сейсмической инверсии, её вида для снижения геологических неопределенностей при бурении эксплуатационных скважин. Описан процесс построения петроупругой модели целевого пласта, реализованы различные геологические сценарии для моделирования упругих параметров.

Результаты. Построена петроупругая модель по 7 скважинам месторождения, вскрывших целевой пласт. Выполненный анализ базового сценария и результатов моделирования позволил оценить потенциал возможности прогноза коллектора, отдельных литотипов, характера насыщенности в поле упругих параметров, в том числе с учётом сейсмического диапазона частот, и сформировать программу доизучения месторождения для повышения эффективности бурения эксплуатационных скважин.

Заключение. Полученные результаты позволяют обоснованно рекомендовать необходимость выполнения синхронной инверсии для снижения геологических неопределенностей, связанных с прогнозом свойств коллектора в межскважинном пространстве, и тиражировать данный подход на другие активы Восточной Сибири со схожим геологическим строением.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, вендские отложения, терригенный коллектор, петроупругое моделирование, сейсморазведка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Васильев М.А., Гомонов А.А., Макухо Д.М., Козиков Д.В. Петроупругое моделирование как инструмент обоснования возможной ценности сейсмической инверсии на примере месторождения Восточной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):99–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-99-114>

Статья поступила в редакцию 06.10.2023

Принята к публикации 03.11.2023

Опубликована 29.12.2023

ROCK PHYSICS MODELING AS A TOOL FOR JUSTIFICATION OF THE POSSIBLE VALUE OF SEISMIC INVERSION BY THE EXAMPLE OF EASTERN SIBERIA FIELD

Mikhail A. Vasilev^{1,*}, Anton A. Gomonov¹, Dmitriy M. Makukho¹, Dmitriy V. Kozikov

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The article presents the results of rock physics used to justify the value of performing seismic inversion in predicting reservoir properties in the interwell space in an oil-gas-condensate field in Eastern Siberia.

Materials and methods. As part of the work, an analysis was carried out to find the potential for predicting the reservoir properties of the target formation using 3D and well logging data. An approach has been proposed to justify the implementation of seismic inversion and its type to reduce geological uncertainties when drilling production wells. The process of constructing a rock physics model of the target reservoir is described, and various geological scenarios for modeling elastic parameters are realized.

Results. A rock physics model was built using 7 wells of the field that penetrated the target formation. The analysis of the base scenario and modeling results made it possible to assess the potential of predicting the reservoir, individual lithotypes, saturation in the field of elastic parameters, also with seismic data frequency filter, and to prepare a program for additional exploration of the field to increase the efficiency of drilling production wells.

Conclusion. The results obtained allow us to recommend calculation of simultaneous inversion to reduce geological uncertainties associated with predicting reservoir properties in the interwell space. The conclusions of this work make it possible to translate used approach to other projects in Eastern Siberia with a similar geological structure.

Keywords: Eastern Siberia, Vendian deposits, terrigenous reservoirs, rock physics, seismic

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

For citation: Vasilev M.A., Gomonov A.A., Makukho D.M., Kozikov D.V. Rock physics modeling as a tool for justification of the possible value of seismic inversion by the example of Eastern Siberia field. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):99–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-99-114>

Manuscript received 06.10.2023

Accepted 03.11.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Усложнение геологического строения разрабатываемых пластов в доле месторождений компании приводит к поиску новых подходов, инструментов и методов прогноза свойств коллектора. Зачастую предлагаемые решения требуют глубокой проработки, настройки оптимальных параметров, что влияет на сроки проекта. Фактор времени на этапе активного эксплуатационного бурения является самым ценным, определяющим шаги проектной команды.

УЧИТЫВАЯ, ЧТО СИНХРОННАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ ТРЕБУЕТ ДЛИТЕЛЬНЫХ РАСЧЕТОВ, ПРЕДЛАГАЕТСЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОГНОЗА СВОЙСТВ ПЛАСТА В ПОЛЕ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ.

Для рассматриваемого месторождения данная особенность тоже актуальна. С одной стороны, на чаше весов находятся предлагаемые мероприятия, нацеленные на повышение прогностической способности геологической модели, с другой — затраченное на эти решения время. При высокой скорости бурения ценность планируемых улучшений будет зависеть в том числе и от количества оставшихся скважин, для которых можно будет оценить эффект.

Одним из предлагаемых решений является синхронная сейсмическая инверсия, расчеты которой занимают продолжительное время, поэтому для обоснования ее возможной ценности было реализовано петроупругое моделирование (ПУМ).

ИЗУЧЕННОСТЬ

Исследуемый район изучен сейсмо-разведочными работами (СРР) 3D,

поисково-разведочным бурением (плотность 57 км²/скв), ведется строительство эксплуатационных скважин, выполнены региональные гравимагниторазведочные работы. По 113 скважинам имеются исследования вертикального сейсмического профилирования (ВСП)/акустического каротаж (АК) (рис. 1). В современных скважинах записан расширенный комплекс ГИС, позволяющий сформировать выборку для построения петроупругой модели. Качество данных СРР 3D неравномерное по всей площади из-за сейсмогеологических особенностей района, а также ввиду выполнения полевых работ в разные сезоны, разными сеймопартиями и по существенно отличающимся методикам полевых наблюдений. Кратность съёмки варьирует от 48 до 240, максимальные удаления составляют 2965–4651 м, азимутальность различная. Обработка всех съёмки СРР 3D выполнена в едином графе в 2016 году. Кроме полнократного сейсмического куба также подготовлены частично-кратные сейсмические данные. Амплитудно-частотные характеристики волнового поля не выдержаны по площади в целевом интервале и подвержены недокомпенсированному влиянию изменчивой области верхней части разреза (ВЧР), траппов и интрузий, контрастной по свойствам средней части разреза (СЧР), сложенной соляными породами и карбонатами.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Рассматриваемое месторождение расположено на юге Сибирской платформы в пределах Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию приурочено к Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской НГП. Относится к категории уникальных по объёму углеводородов. Продуктивными являются терригенные

отложения венда: ботубинский, хамакинский и талахский горизонты. Хамакинский горизонт приурочен к верхней подсвите паршинской свиты венда. Толщина горизонта в пределах месторождения изменяется от 5 до 138 м. Отложения горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, гравелитов и аргиллитов. Песчаники грубозернистые, с преобладанием гравелитовых фракций, средне- и мелкозернистые. Коллекторами служат песчаники кварцевые и полевошпатово-кварцевые, с глинистым и ангидритовым цементом [1]. Средняя пористость — 10,5 %, проницаемость — 105 мД. Отличительной особенностью является широкое распространение вторичных изменений коллектора — ангидритизации и галитизации. Покрышкой служат аргиллиты паршинской свиты. Хамакинский горизонт представлен дельтовым комплексом фаций [2], осложненным отложениями врезанных долин. Накопление дельтовых осадков происходило в условиях смешанного влияния аллювиальных и приливно-отливных процессов. Основание хамакинского горизонта сложено отложениями продельтового склона и фронта дельты. Они перекрываются отложениями дельтовой равнины с распределительными каналами. Врезанные долины, представленные отложениями русловых песчаников, нарушают последовательность дельтовых отложений, размывая их при своем формировании. Они встречаются по разрезу хаотично, без каких-либо тенденций к их прогнозированию, что существенно осложняет геологическое строение. Коллектор хамакинского горизонта повсеместно подвержен ангидритизации, что фиксируется по керну и данным интерпретации ГИС (около 30 % песчаников, включая неколлектор). В меньшей степени породы подвержены галитизации (3–4 % песчаников). Вторичная природа происхождения ангидрита и галита подтверждается описанием шифров. Толщины интервалов ангидритизации в среднем составляют 8 м в каждой скважине, в единичных скважинах достигают 25 м. По разрезу прослой ангидритизированных песчаников распространяются хаотично, однако в хамакинском горизонте есть тренд увеличения толщин на юг. Вероятнее всего, это связано с более активной тектоникой южной части месторождения.

ДИАПАЗОН НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПО ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ

По хамакинскому горизонту выполнена вероятностная оценка запасов нефти и газа.

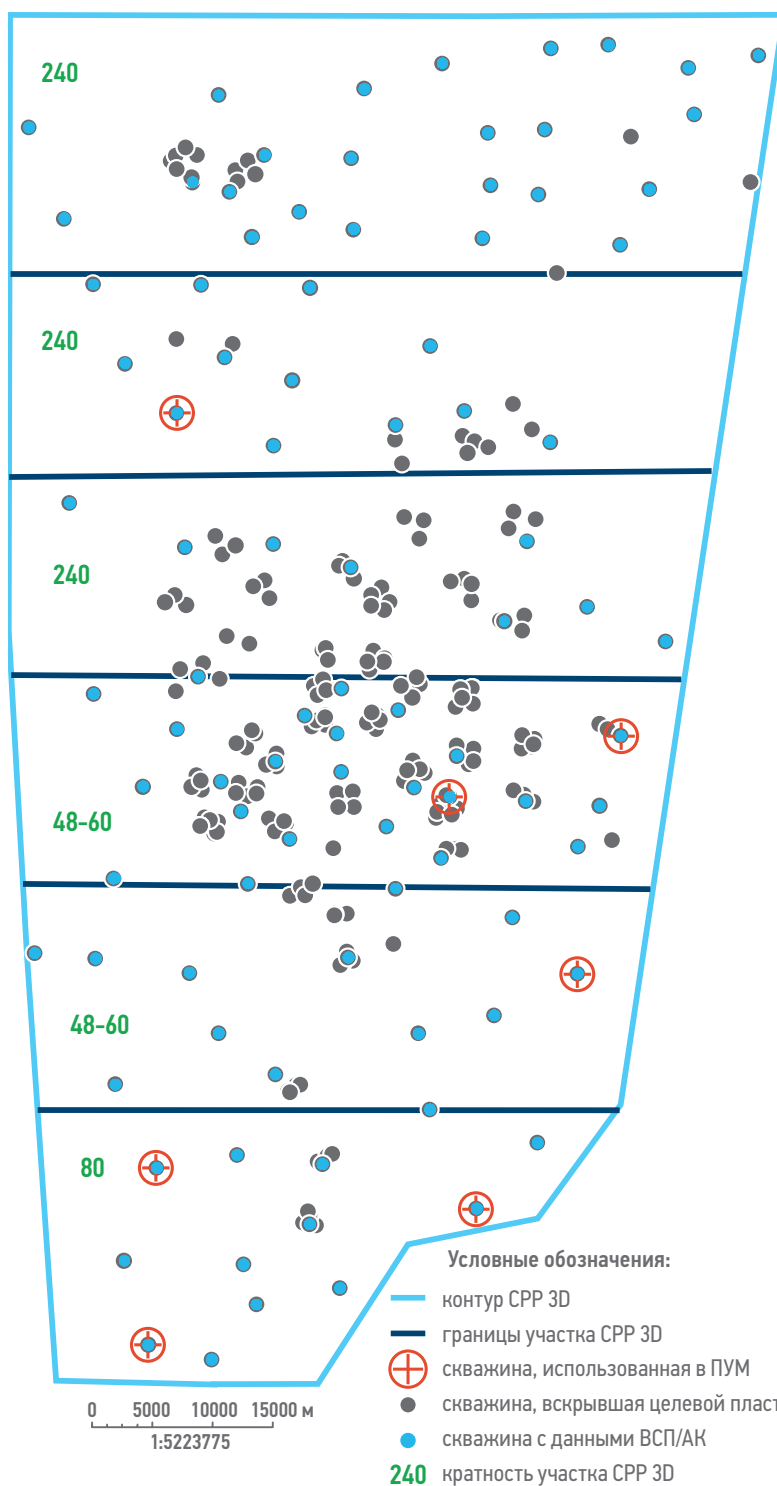


Рис. 1. Схема изученности района работ. Составлено авторами
Fig. 1. Scheme of the study area. Prepared by the authors

Оценка включает в себя определение диапазонов неопределенностей по основным геологическим параметрам, таким как пористость, проницаемость, насыщенность, эффективные толщины, уровень ГНК/ВНК, положение структурного плана и т.д. Для каждого из параметров определяется наиболее вероятное значение, которое принимается за базовое. В диапазон

неопределенностей включается вариация этого параметра, которая обоснована исходными данными. Например, для диапазона по пористости учитывается ошибка определения K_n по данным ГИС. Для этого строится кросс-плот K_n по данным керна — K_n по данным ГИС и на основании плотности точек определяется возможный диапазон (рис. 2). Исходя из анализа плотности точек, можно сделать вывод, что отклонения от базового значения пористости могут достигать до 0,03 д.ед. (в крайних сценариях). По правилу трех сигм вероятность отклонения K_n от базового значения на 0,01 д.ед. составляет 34 %. По сопоставлению распределений пористости по керну и ГИС наблюдается хорошая сходимость в интервалах коллектора (рис. 3).

Следующий ключевой геологический параметр — ангидритизация. В целом наличие вторичных изменений в коллекторах хамакинского горизонта не вызывает сомнений, однако возможны неточности при выделении интервалов ангидритизации при интерпретации скважин с ограниченным комплексом ГИС. Эта неопределенность учитывается

вариацией процентного соотношения литотипов в геологической модели.

Диапазон определяется исходя из статистики по скважинным данным: среднего значения процентного содержания ангидритов по ГИС, количества скважин с РИГИС и стандартного отклонения выборки. На основе этих данных рассчитывается возможный диапазон процентного содержания ангидритов внутри песчаника. По хамакинскому горизонту диапазон составляет от 24 до 36 % от общего объема песчаников.

ПРЕДПОСЫЛКИ К ВЫПОЛНЕНИЮ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В рамках построения сейсмогеологической модели целевого пласта на этапе динамической интерпретации данных CPP 3D реализованы различные подходы: атрибутный анализ, спектральная декомпозиция, построение карт сейсмоклассов, eXchroma, использование нейросетевых алгоритмов и классификаторов. Рассчитаны тысячи различных комбинаций атрибутов в разных окнах в интервале

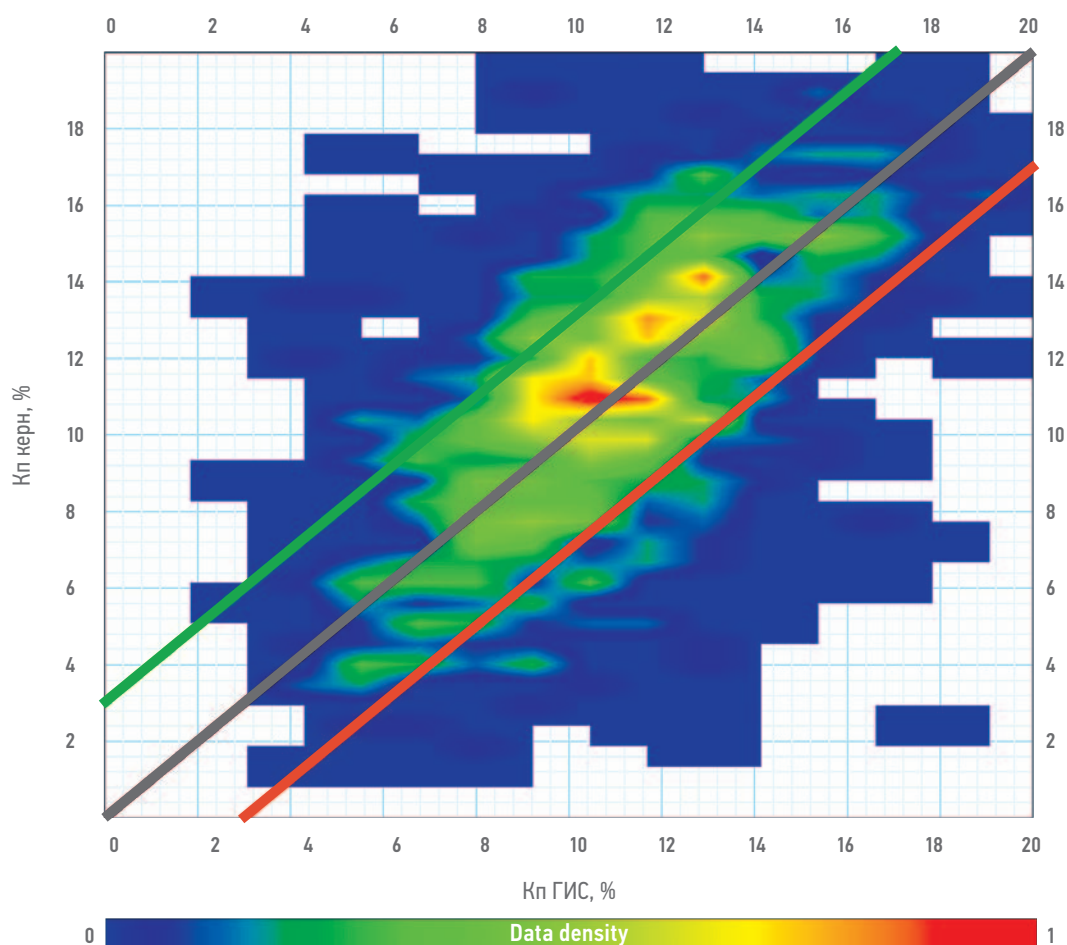


Рис. 2. Сопоставление пористости по керну (K_n керна) с пористостью по ГИС (K_n ГИС) для определения диапазона неопределенности. Составлено авторами

Fig. 2. Core and well logs porosity comparison for uncertainty analysis. Prepared by the authors

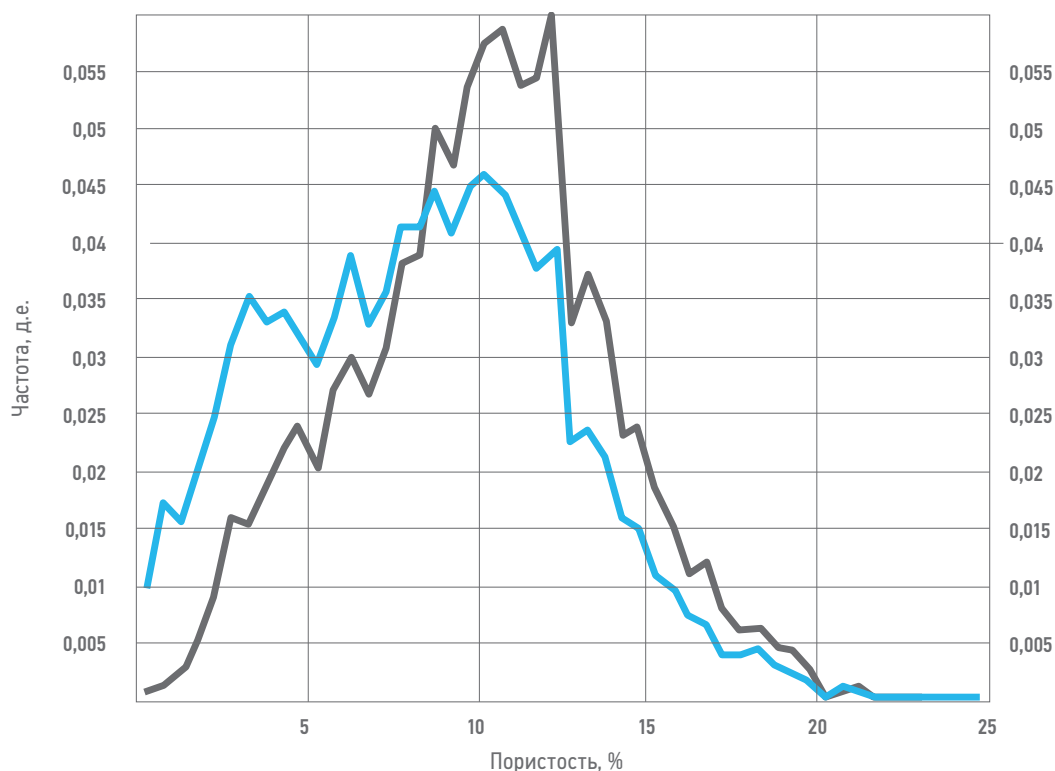


Рис. 3. Сопоставление пористости по керну (синяя линия) с пористостью по ГИС (черная линия).

Составлено авторами

Fig.3. Comparison of core porosity (blue line) with well log porosity (black line). Prepared by the authors

целевого пласта как по суммарному амплитудному кубу, так и по его производным и кубу акустического импеданса. По итогам анализа связей с прогнозируемыми параметрами пласта (эффективная толщина, пористость, Net-to-gross (NTG) статистически значимых зависимостей не обнаружено (рис. 4). В качестве мероприятия, которое позволило бы снизить неопределенность прогноза ФЕС в межскважинном пространстве, предложено рассмотреть выполнение сейсмической инверсии. Ранее результаты синхронной инверсии позволили получить объемные тренды прогноза коллектора для пласта-аналога на другом проекте в этом же регионе [3]. Однако ввиду того что выполнение некоторых видов сейсмической инверсии требует длительных расчетов, было принято решение предварительно обосновать возможность прогноза свойств целевого пласта в поле упругих параметров (акустический импеданс (AI), отношение скорости продольной волны к поперечной (V_p/V_s), плотность) с использованием петроупругого моделирования (ПУМ).

ПОСТРОЕНИЕ ПЕТРОУПРУГОЙ МОДЕЛИ

В первую очередь создана объемная модель, включающая в себя 6 минеральных компонентов: кварц, КПШ, глинистая компонента,

ангидрит, галит и сидерит (табл. 1). В качестве опорных скважин использовались 7 скважин с расширенным комплексом ГИС, записанным приборами Schlumberger со сплошным отбором керна. В результате получены непрерывные кривые объемного содержания минеральных компонент, хорошо согласующиеся с результатами исследований керна.

Гистограммы распределения базовых параметров в геологической модели представлены на рис. 5. Средняя пористость составляет 0,1 д.е., содержание ангидритизированных разностей (в общем объеме песчаника) — 30,4 %.

С учетом имеющихся неопределенностей и учитывая распределения параметров в геологической модели, о которых говорилось выше, рассмотрено несколько геологических сценариев для моделирования: увеличение пористости в коллекторе на 10 %, увеличение доли ангидритизированных разностей на 25 %, флюидозамещение на нефть, газ, воду. В процессе петроупругого моделирования использовался подход Шу–Вайта [4]. Первым этапом стало смешивание минералов твердой фазы (табл. 1) [5]. Упругие модули K (модуль сжатия) и G (модуль сдвига) смеси минералов рассчитывались по модели Хилла [6]. Далее в минеральный скелет (кварц, КПШ и глина) пропорционально распределялась

пористость. Упругие свойства сухой породы рассчитывались с помощью модели Кастера–Токсоза [7]. Для расчета упругих модулей флюида использовано уравнение Вуда [8]. Итоговые упругие модули «смеси» твердой фазы и флюида рассчитывались с помощью уравнений Гассмана [9].

Контроль качества объемной литологической модели проводился путем сопоставления результатов с керном. Для оценки доли минералов использовались данные рентгенофазового анализа, а для понимания правильности расчета коэффициента пористости — коэффициент пористости по керосину.

В результате построения модели получены синтетические значения упругих модулей, из которых в дальнейшем рассчитывались параметры плотности, интервальных времен пробега продольной (DTp) и поперечной

(DTs) волн. Модельные данные акустического и плотностного каротажей сопоставлялись с исходными данными ГИС (рис. 6).

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

На следующем этапе модельные значения AI, сдвигового импеданса (SI), V_p/V_s , плотность базовой модели по 7 скважинам проанализированы в формате гистограмм (рис. 7) и кросс-плотов (рис. 8) для разных выборок данных. Отмечается хорошее разделение коллектора и неколлектора по параметру V_p/V_s и плотности, но отмечается сильное перекрытие значений в поле P и S импеданса. На кросс-плоте в поле двух параметров V_p/V_s -AI (рис. 8) наблюдается возможность

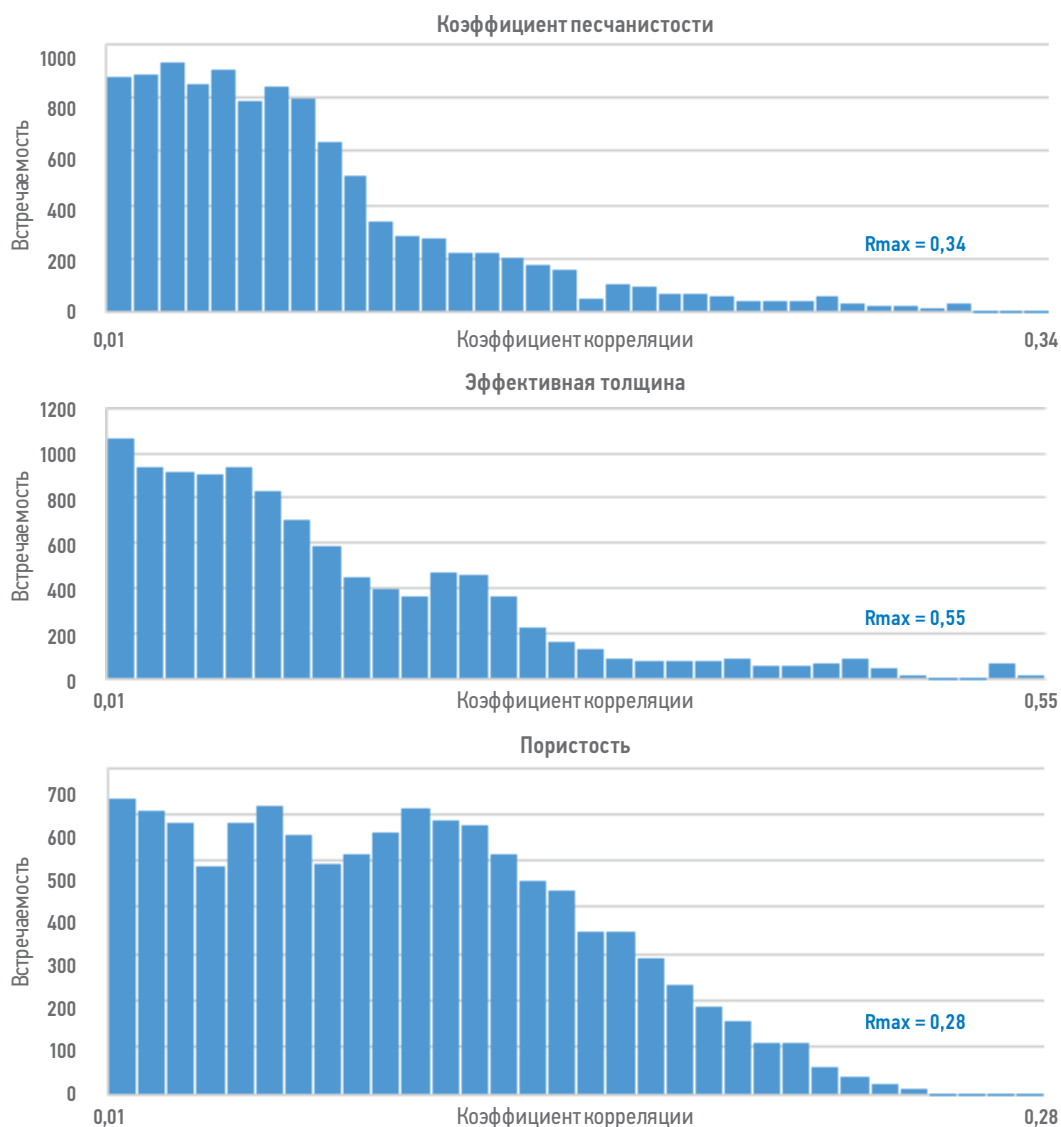


Рис. 4. Распределение коэффициентов корреляции сейсмических атрибутов с параметрами пласта в точках скважин. Составлено авторами

Fig. 4. Distribution of correlation coefficients of seismic attributes with geological parameters at well points. Prepared by the authors

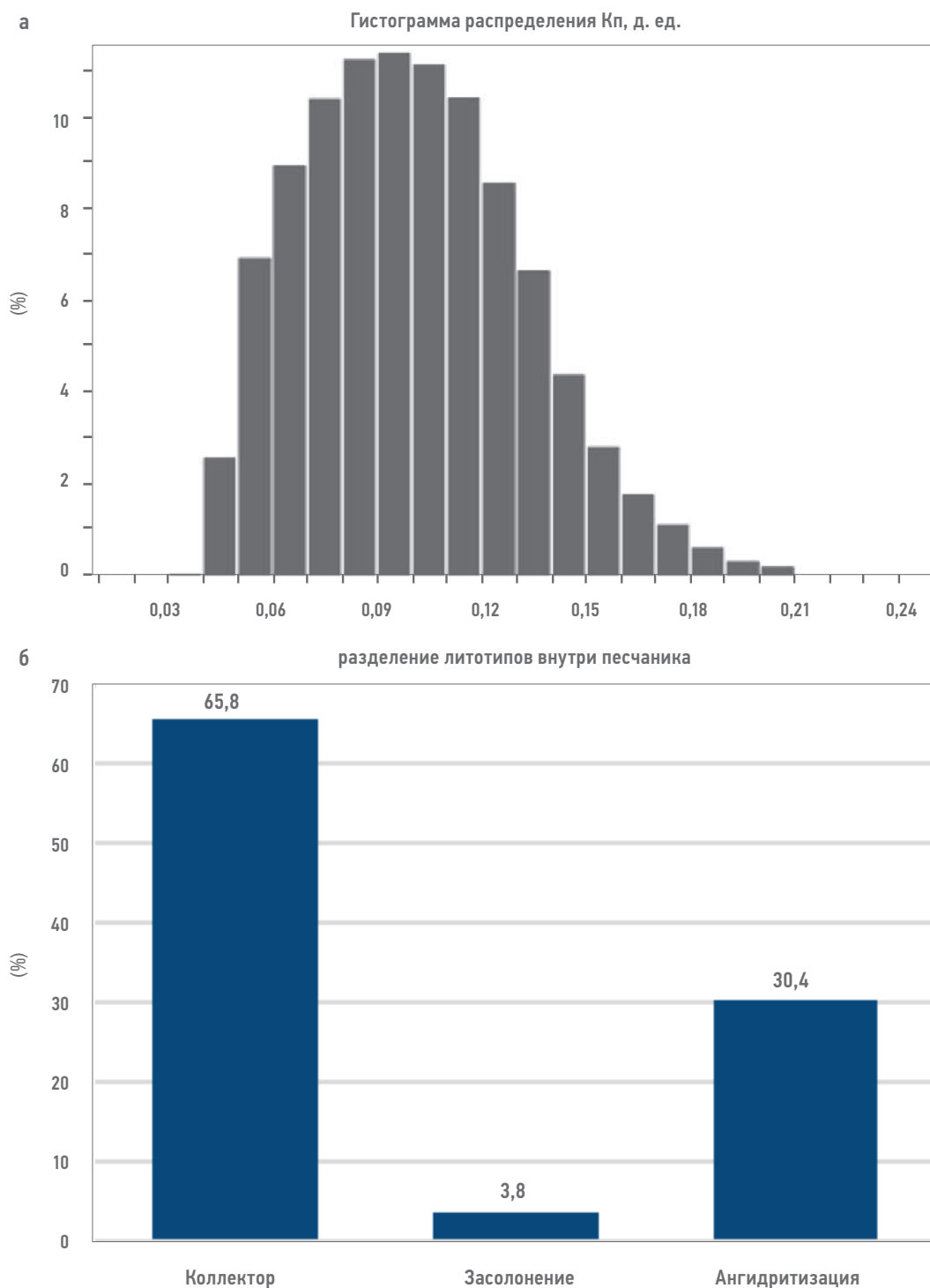


Рис. 5. Гистограммы распределения литофизических параметров: а) пористости; б) распределения литотипов внутри песчаника (интервалы засоления и ангидритизации относятся к неколлектору). Составлено авторами
Fig. 5. Lithophysics property histograms: а) porosity; б) lithotypes distribution in sandstones (anhidritization and halitization are nonreservoir). Prepared by the authors

определить граничные отсечки для некоторых литотипов, а также отделить газонасыщенный коллектор от водонасыщенного. Для оценки изменения упругих модулей последовательно смоделированы 3 геологических сценария, которые учитывали геологические неопределенности, описанные ранее. В первом случае увеличена пористость в коллекторе на 10 % (относительных).

Такое значительное изменение обусловлено, с одной стороны, отсутствием эффекта при 5 %, с другой стороны — необходимостью проверить степень её влияния на упругие параметры при выходе на граничные значения распределения в геологической модели при оптимистичном варианте. Во втором сценарии увеличена доля ангидритизированных разностей на 25 %. Это

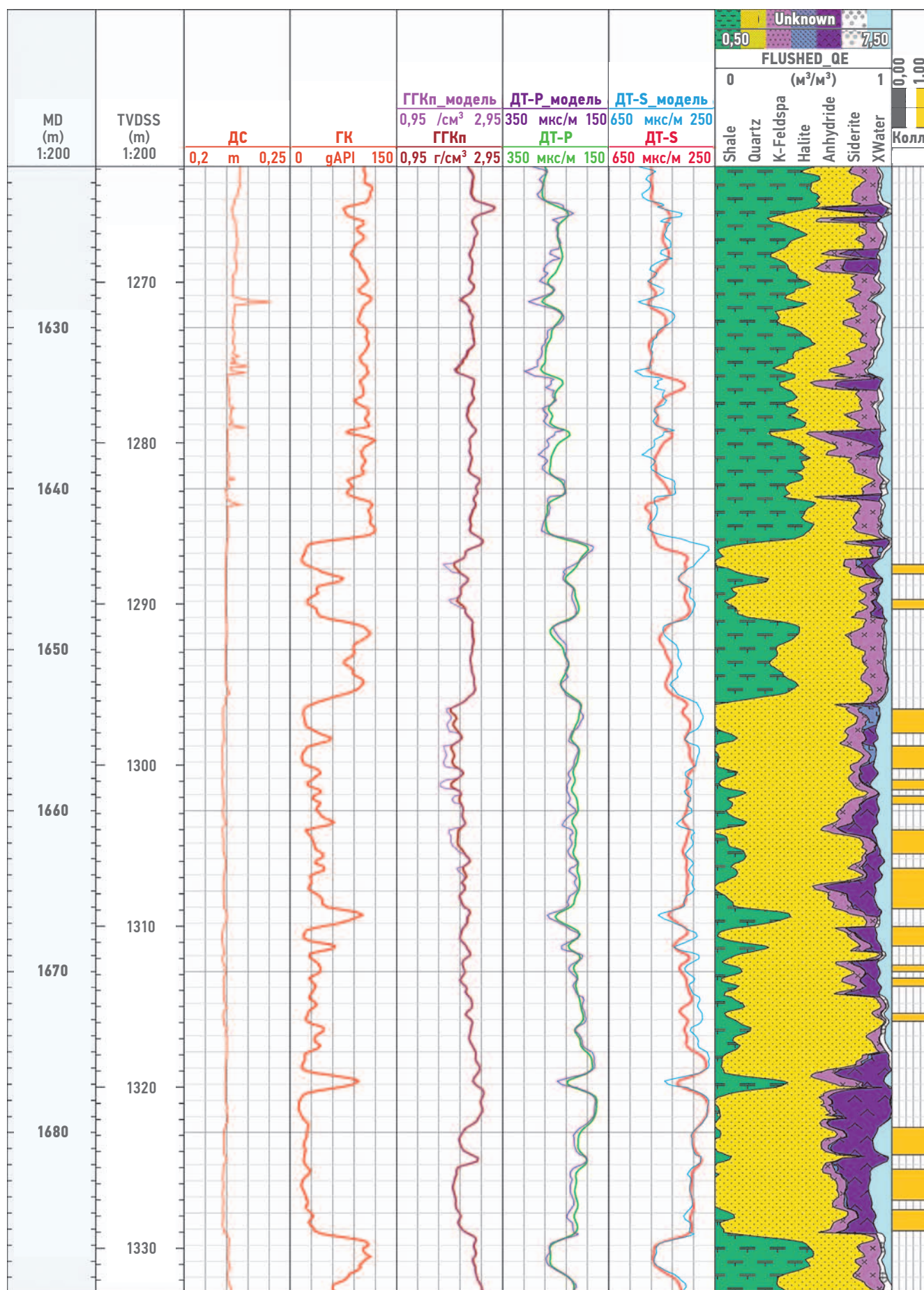


Рис. 6. Результаты объемного и петроупругого моделирования в базовом варианте на примере одной скважины. Составлено авторами
 Fig. 6. Results of volumetric and rock physics modeling in the basic case using the example of one well. Prepared by the authors

значение находится за пределами неопределенности, заложенной в геологическую модель, но имеет право на существование, т.к. такое процентное содержание встречается в отдельных скважинах, в модели при этом описывается среднее значение в целом по залежи.

В третьем сценарии выполнено флюидозамещение на газ, нефть и воду. Учитывая тот факт, что рассматриваемое месторождение нефтегазоконденсатное, то все три варианта актуальны для оценки изменчивости упругих параметров.

На рис. 9–11 показаны распределения упругих параметров коллектора-неколлектора для базового и модельных сценариев. Стоит

Таблица 1. Параметры, заданные при петроупругом моделировании

Table 1. Parameters used in rock physics modeling

Компоненты	К, ГПа	G, ГПа	Асп. число, у.е.	Плотность, г/см ³
Кварц	35	45	0,07	2,65
КПШ	55,4	28,1	0,08	2,57
Аргиллит	22	6	0,07	2,8
Ангидрит	54,9	29,1	0	2,98
Галит	24,8	14,9	0	2,15
Сидерит	123,7	51	0	3,93
Вода	5,07			1,2
Нефть	0,794			0,85
Газ	0,12			0,1

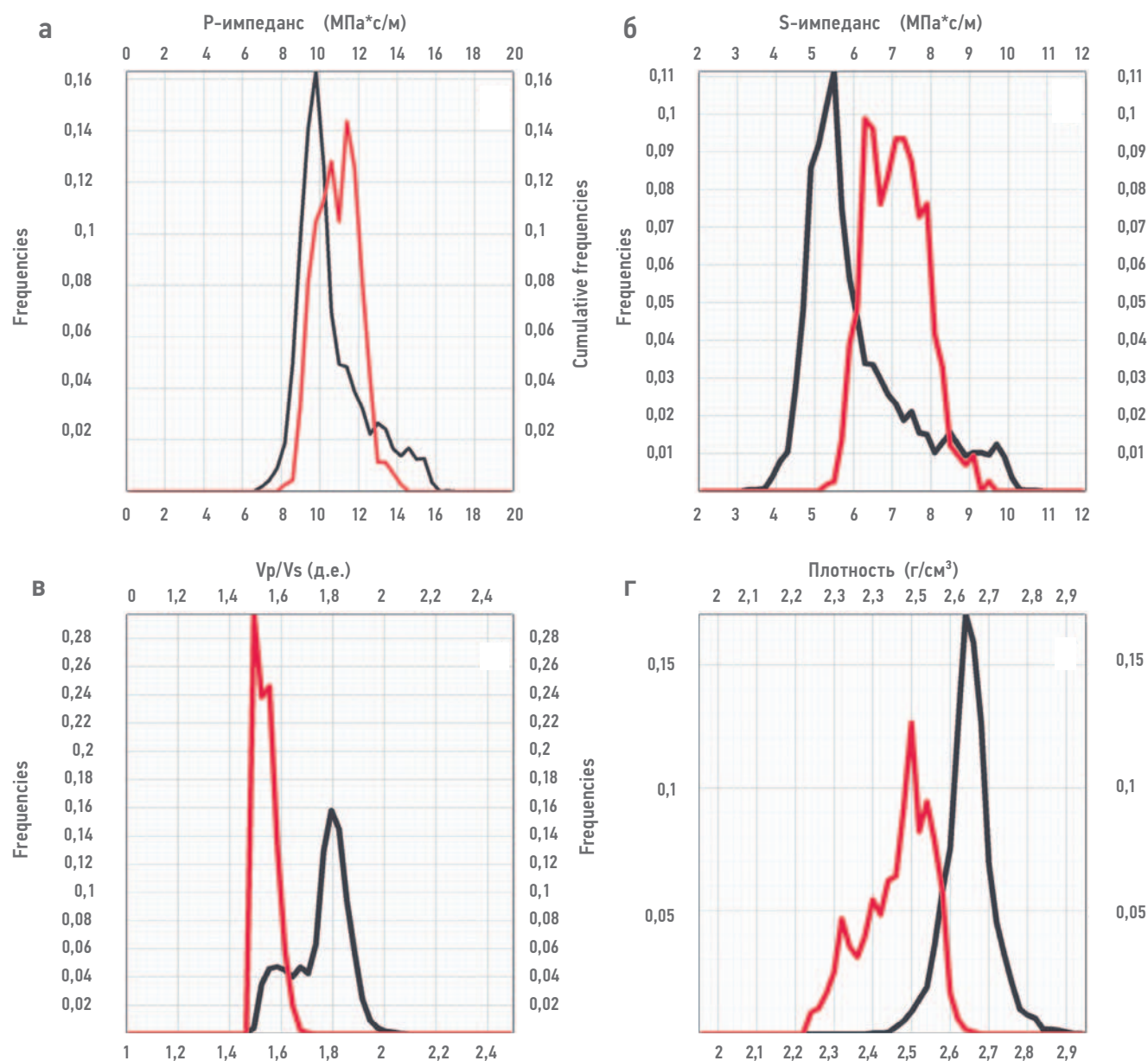


Рис. 7. Гистограммы упругих параметров для коллектора-неколлектора базовой модели: а) AI; б) SI; в) Vp/Vs; г) плотность. Цветом: красный — коллектор, черный — неколлектор. Составлено авторами

Fig. 7. Histograms of elastic parameters for the reservoir-non-reservoir base model: а) AI; б) SI; в) Vp/Vs; г) density. Color: red — reservoir, black — non-reservoir. Prepared by the authors

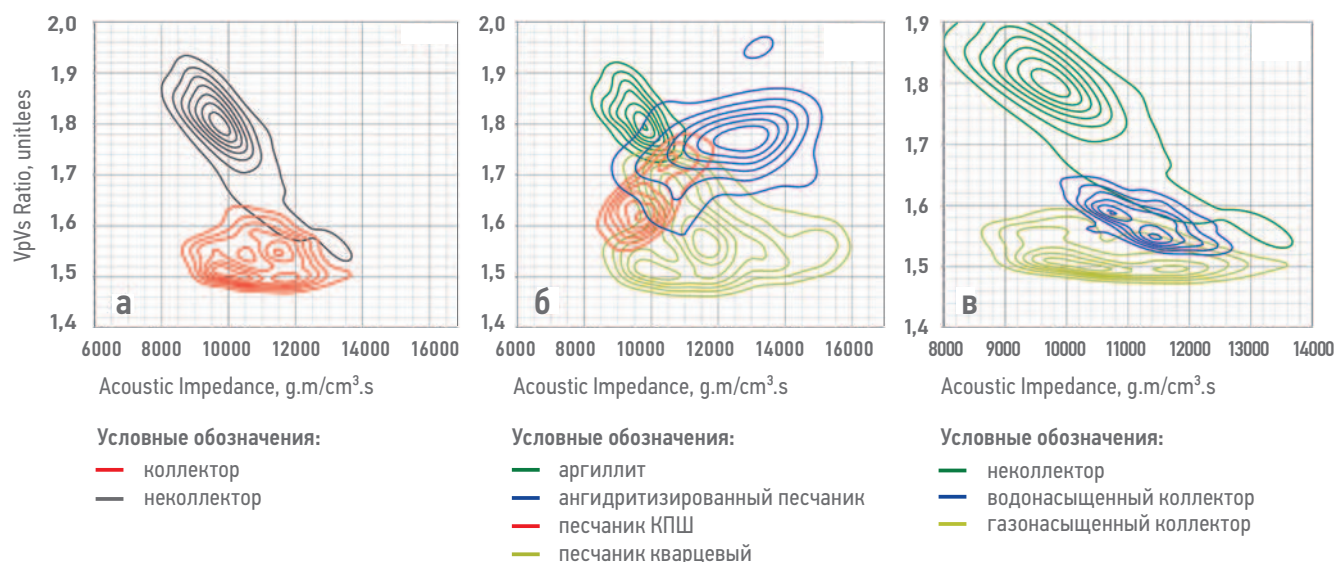


Рис. 8. Кросс-плоты AI-Vp/Vs базовой модели: а) коллектор-неколлектор; б) для отдельных литотипов; в) для коллектора с разным насыщением и неколлектора. Составлено авторами

Fig. 8. Cross-plots AI-Vp/Vs of the basic model: а) reservoir-non-reservoir; б) for individual lithotypes; в) for a reservoir with different saturation and a non-reservoir. Prepared by the authors

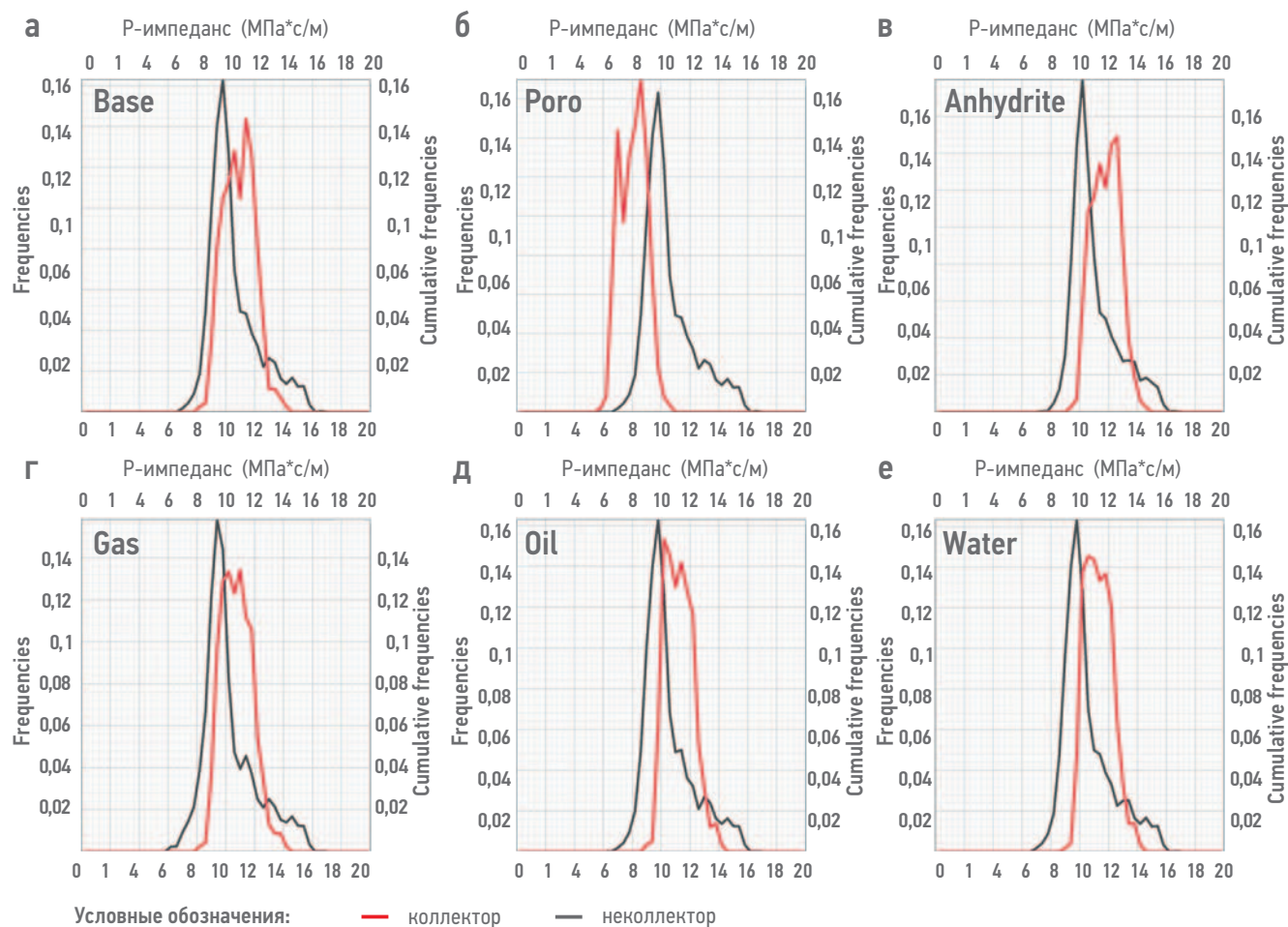


Рис. 9. Гистограммы AI для коллектора-неколлектора: а) базовый сценарий; б) увеличение пористости в коллекторе на 10 %; в) увеличение доли ангидритов на 25 %; г) флюидозамещение на газ; д) флюидозамещение на нефть; е) флюидозамещение на воду. Составлено авторами

Fig. 9. AI histograms for reservoir-non-reservoir: а) base case scenario; б) increase in porosity in the reservoir by 10%; в) increase in the proportion of anhydrites by 25%; г) fluid replacement with gas; д) fluid replacement with oil; е) fluid replacement with water. Prepared by the authors

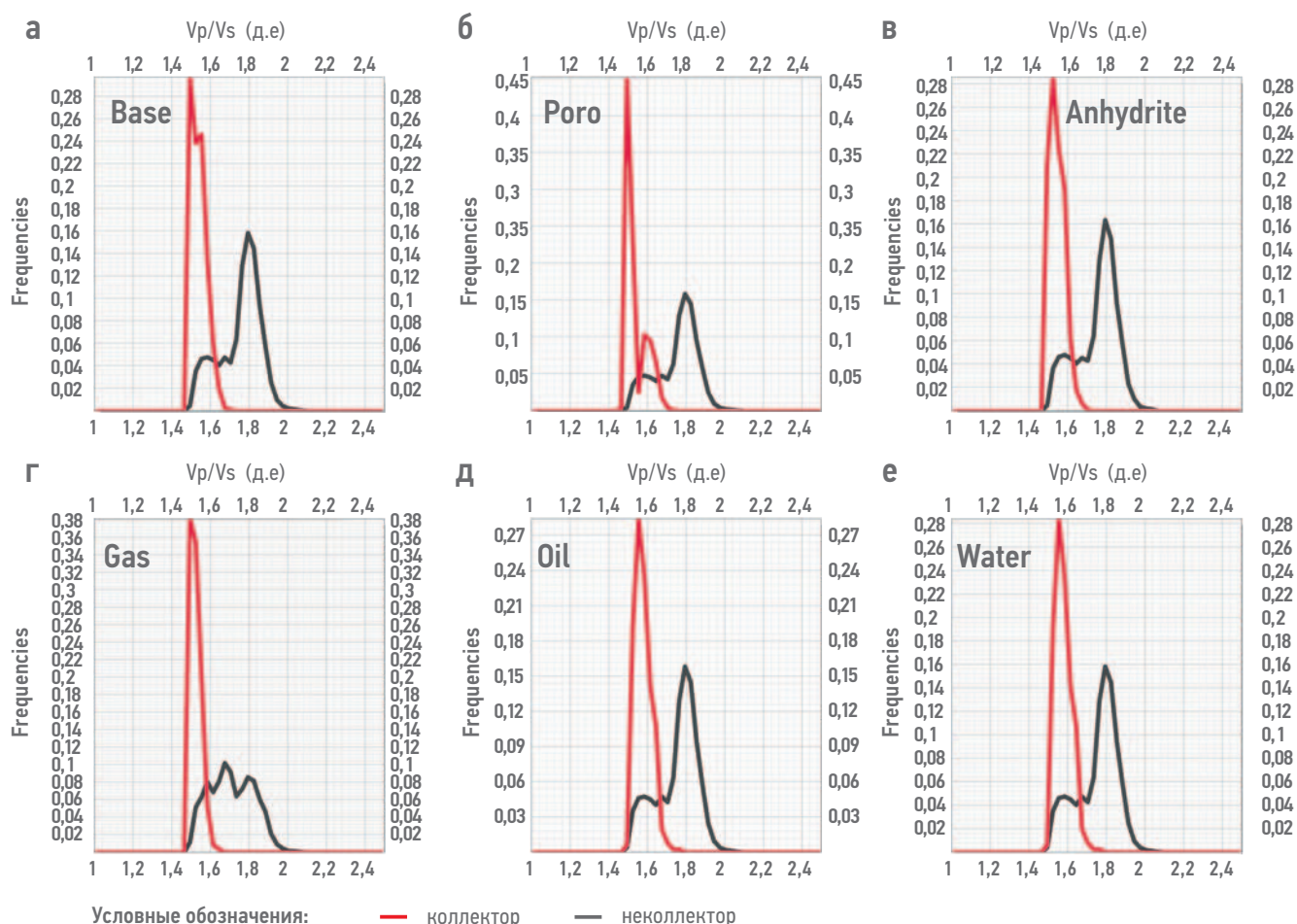


Рис. 10. Гистограммы Vp/Vs для коллектора-неколлектора: а) базовый сценарий; б) увеличение пористости в коллекторе на 10 %; в) увеличение доли ангидритов на 25 %; г) флюидозамещение на газ; д) флюидозамещение на нефть; е) флюидозамещение на воду.

Составлено авторами

Fig. 10. Vp/Vs histograms for reservoir-non-reservoir: а) base scenario; б) increase in porosity in the reservoir by 10%; в) increase in the proportion of anhydrites by 25%; г) fluid replacement with gas; д) fluid replacement with oil; е) fluid replacement with water. Prepared by the authors

отметить, что для параметра акустического импеданса во всех вариантах перекрытие значений существенное, что не позволяет с уверенностью разделить коллектор и неколлектор (рис. 9). Для параметра Vp/Vs, наоборот, отчетливо разнесены моды распределений коллектора и неколлектора во всех геологических сценариях (рис. 10), как и для плотности (рис. 11), хотя немного меньше.

На следующем этапе для оценки устойчивости полученных распределений при переходе от разрешенности ГИС к диапазону сейсмических данных использовано сглаживание осреднением по Бакусу [10] с окном, равным четверти длины волны. Этот параметр рассчитан на основании скорости распространения продольной волны и доминантной частоты сейсмических данных в целевом интервале (рис. 12, 13).

Далее на рис. 14–16 приведены кросс-плоты упругих параметров с учётом фильтра значений в сейсмической полосе частот.

Рассматривая результаты сглаженного распределения Vp/Vs и AI для насыщенного коллектора и неколлектора (рис. 14), необходимо отметить сохраняющуюся возможность выделения газонасыщенного интервала в поле двух параметров, что является обоснованием при планировании синхронной инверсии. На рис. 15 показаны базовый и модельные сценарии для сглаженного распределения коллектор–неколлектор. При увеличении пористости и при флюидозамещении воды на газ наблюдается еще более уверенное, относительно базового, разделение значений в поле Vp/Vs–AI. Флюидозамещение на нефть и воду смещает значения коллектора к неколлектору относительно базового варианта насыщенности (вода/газ). Для водонасыщенного коллектора потенциал разделения от неколлектора существенно снижается. Таким образом, можно сделать вывод о потенциально более уверенном прогнозировании нефте- и газонасыщенного коллектора в поле упругих параметров.

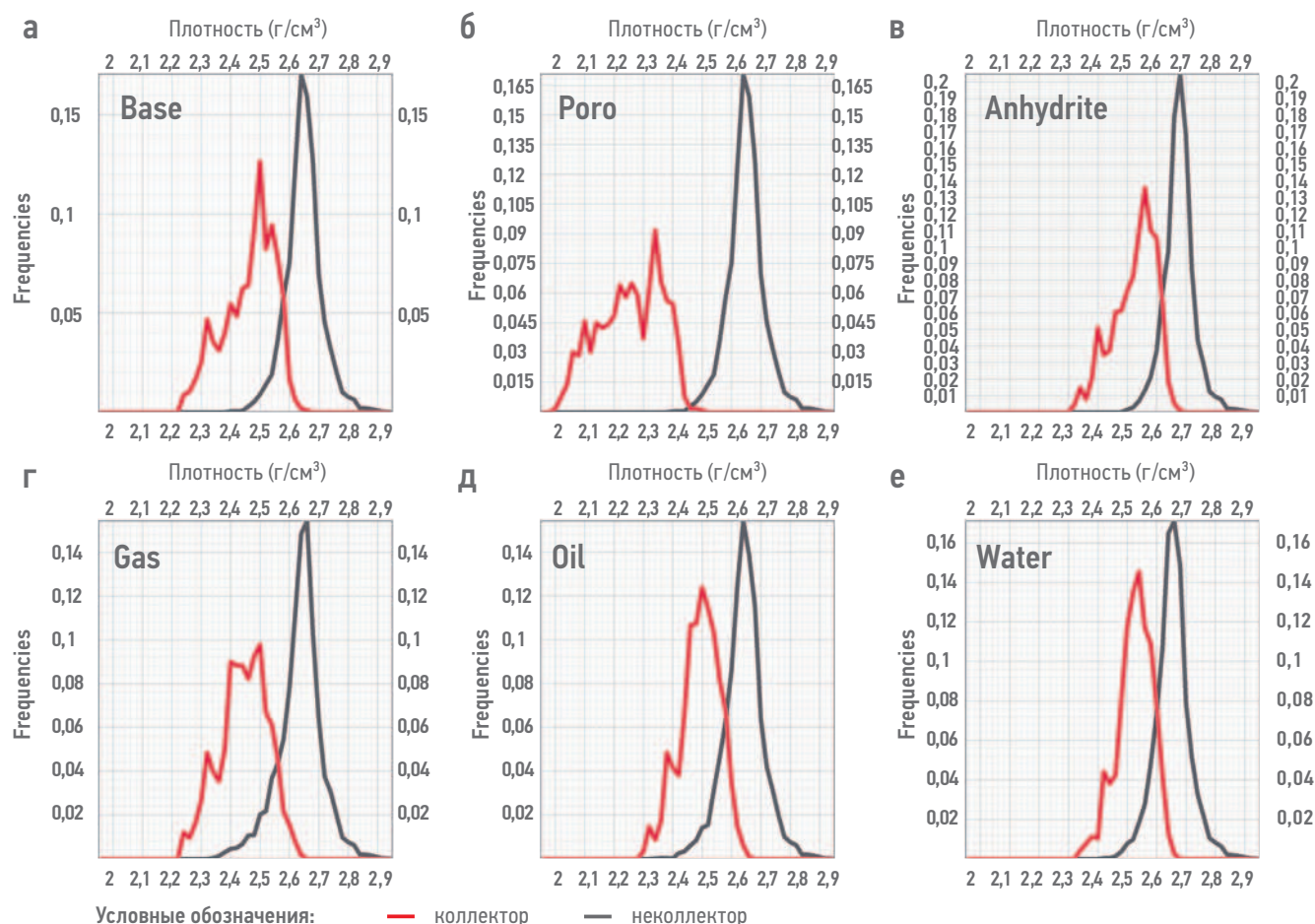


Рис. 11. Гистограммы плотности для коллектора-неколлектора: а) базовый сценарий; б) увеличение пористости в коллекторе на 10 %; в) увеличение доли ангидритов на 25 %; г) флюидозамещение на газ; д) флюидозамещение на нефть; е) флюидозамещение на воду. Составлено авторами

Fig. 11. Density histograms for reservoir-non-reservoir: а) base scenario; б) increase in porosity in the reservoir by 10%; в) increase in the proportion of anhydrites by 25%; г) fluid replacement with gas; д) fluid replacement with oil; е) fluid replacement with water. Prepared by the authors

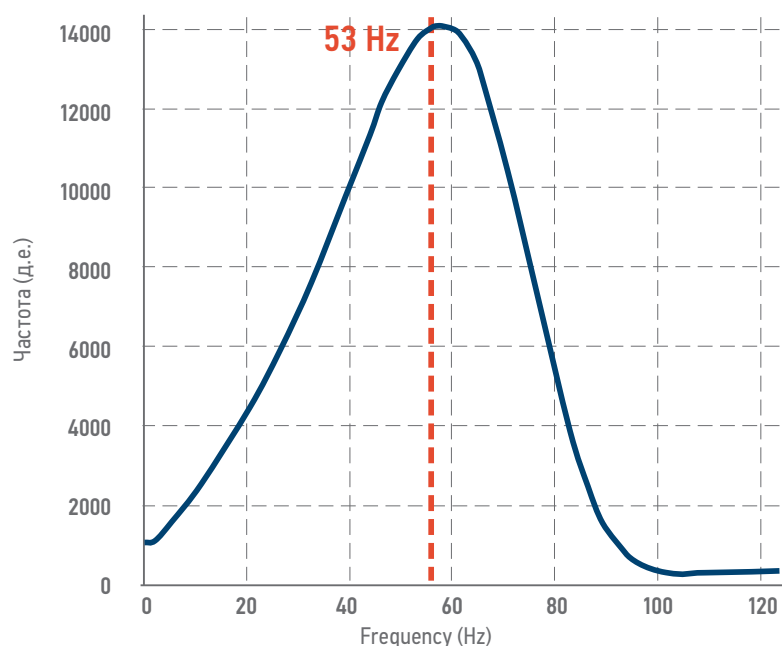


Рис. 12. Частотный спектр сейсмического сигнала в интервале целевого пласта. Составлено авторами

Fig. 12. Frequency spectrum of the seismic signal in the target formation interval. Prepared by the authors

При рассмотрении сценария с увеличением доли ангидритизированных пород на 25 % (рис. 16) в сейсмическом диапазоне частот, не отмечается существенных изменений в распределении упругих параметров V_p/V_s и AI для разных литотипов. Происходит небольшое (700–1000 единиц) смещение в область повышенных значений AI всех литотипов. Для части значений ангидритизированных пород наблюдается снижение параметра V_p/V_s и перемещение их в диапазон песчаников. Без изменений остаётся полное перекрытие значений литотипов аргиллитов и ангидритизированных пород в поле обоих параметров. Эти особенности указывают на потенциально высокую неопределённость прогноза отдельных литотипов.

Таким образом, отсутствие разделения в поле продольного акустического импеданса как для коллектора-неколлектора и литотипов, так и для разного насыщения коллектора при различных модельных сценариях позволяет сделать вывод об отсутствии

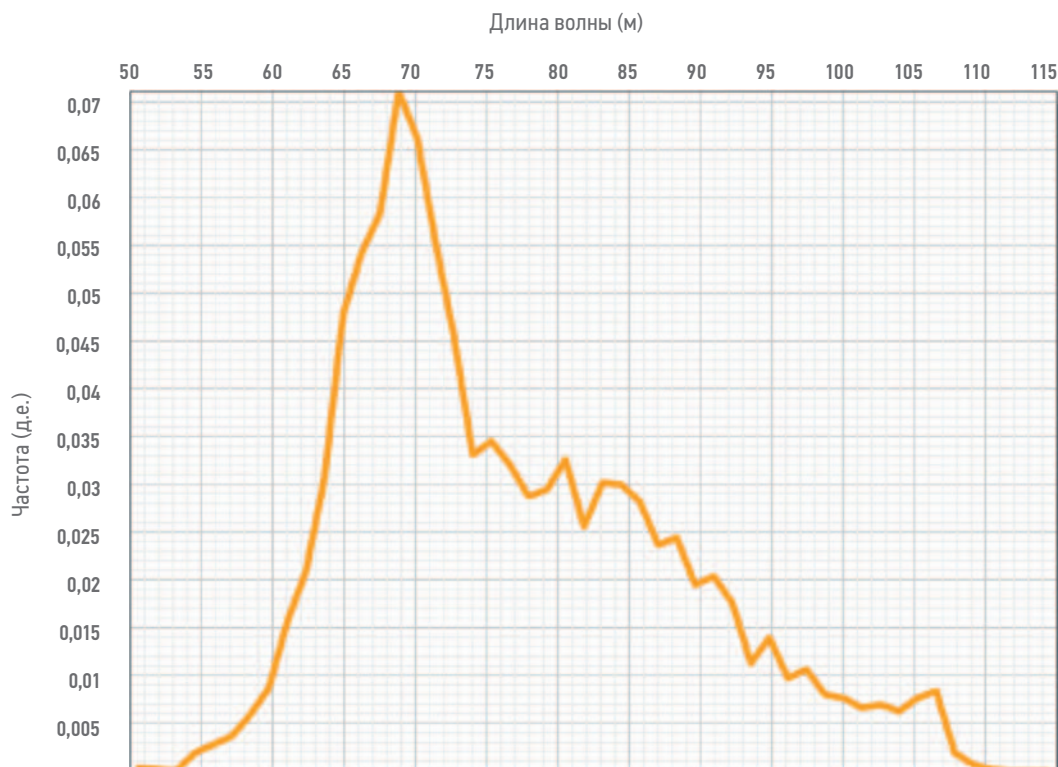


Рис. 13. Гистограмма распределения длины продольной волны в моделируемом интервале. Составлено авторами
Fig. 13. Histogram of P-wave length distribution in the modeled interval. Prepared by the authors

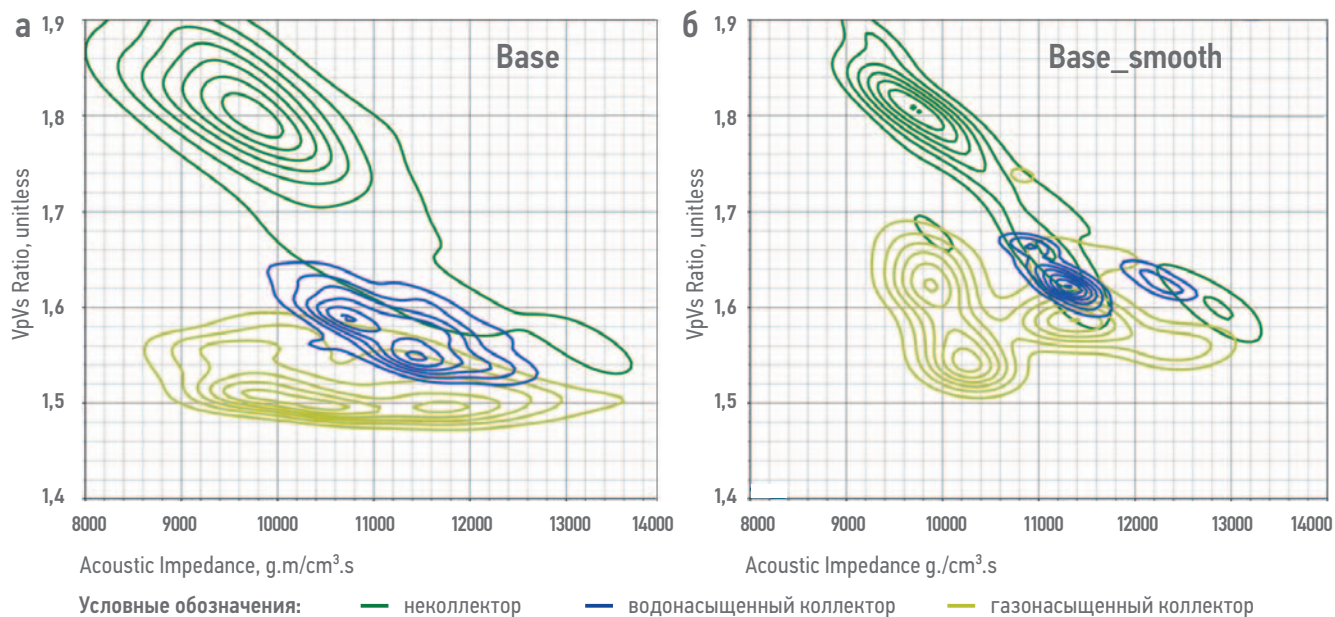


Рис. 14. Кросс-плоты AI-Vp/Vs базовой модели с учётом насыщения: а) в полосе частот ГИС; б) в сейсмическом диапазоне частот.
Составлено авторами

Fig. 14. Cross-plots AI-Vp/Vs of the base model considering saturation: а) in the log frequency band; б) in the seismic frequency range.
Prepared by the authors

ценности расчета акустической детерминистической инверсии, результатом которой является лишь куб продольного акустического импеданса.

Анализируя распределения параметров Vp/Vs, плотности, акустического

импеданса совместно, в том числе на кросс-плотах, можно сделать вывод о наличии предпосылок к прогнозу коллектора в целом и газонасыщенного в частности по результатам выполнения синхронной инверсии.

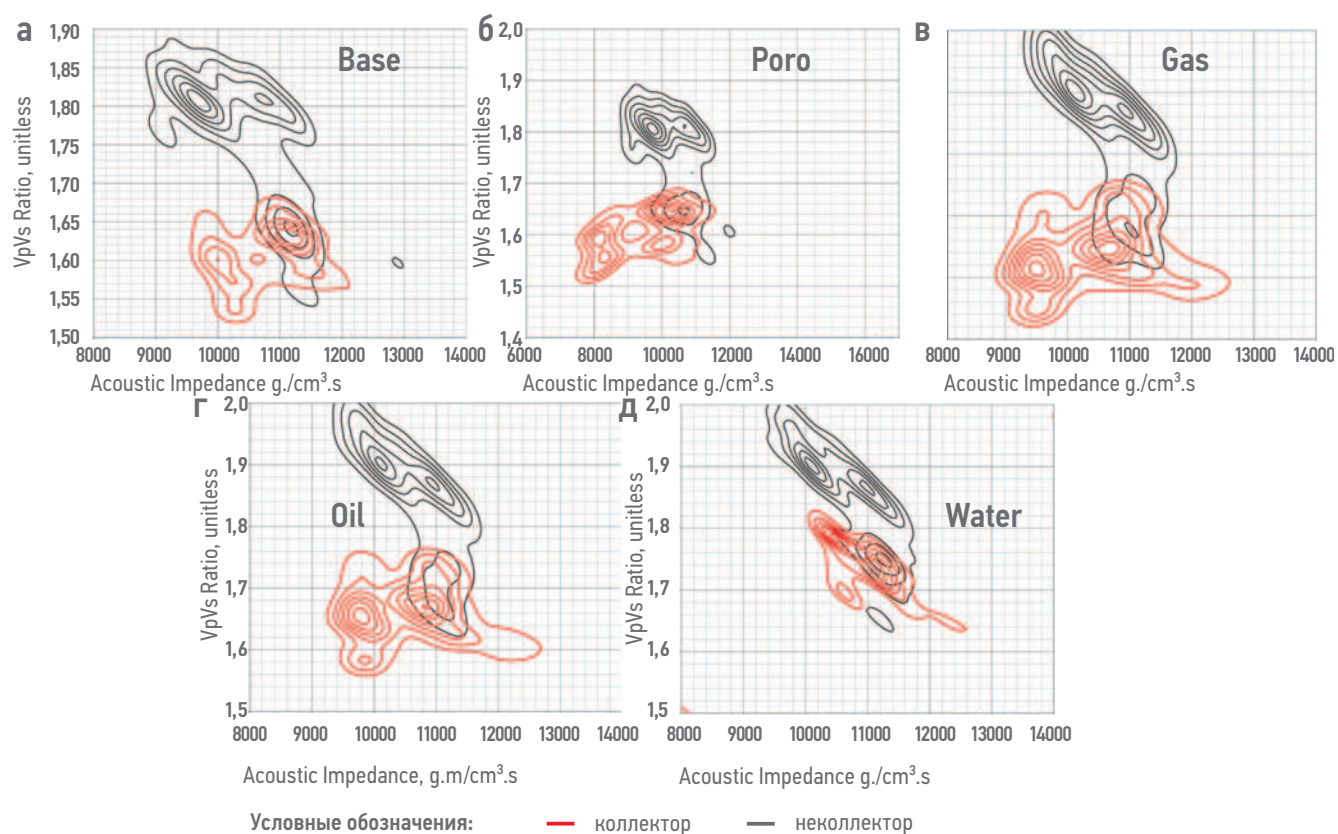


Рис. 15. Кросс-плоты AI-Vp/Vs для коллектора-неколлектора в сейсмическом диапазоне частот: а) базовый сценарий; б) увеличение пористости в коллекторе на 10 %; в) флюидозамещение на газ; г) флюидозамещение на нефть; д) флюидозамещение на воду.

Составлено авторами

Fig. 15. AI-Vp/Vs cross-plots for reservoir-non-reservoir in the seismic frequency range: а) base scenario; б) increase in porosity in the reservoir by 10%; в) fluid replacement with gas; г) fluid replacement with oil; д) fluid replacement with water. Prepared by the authors

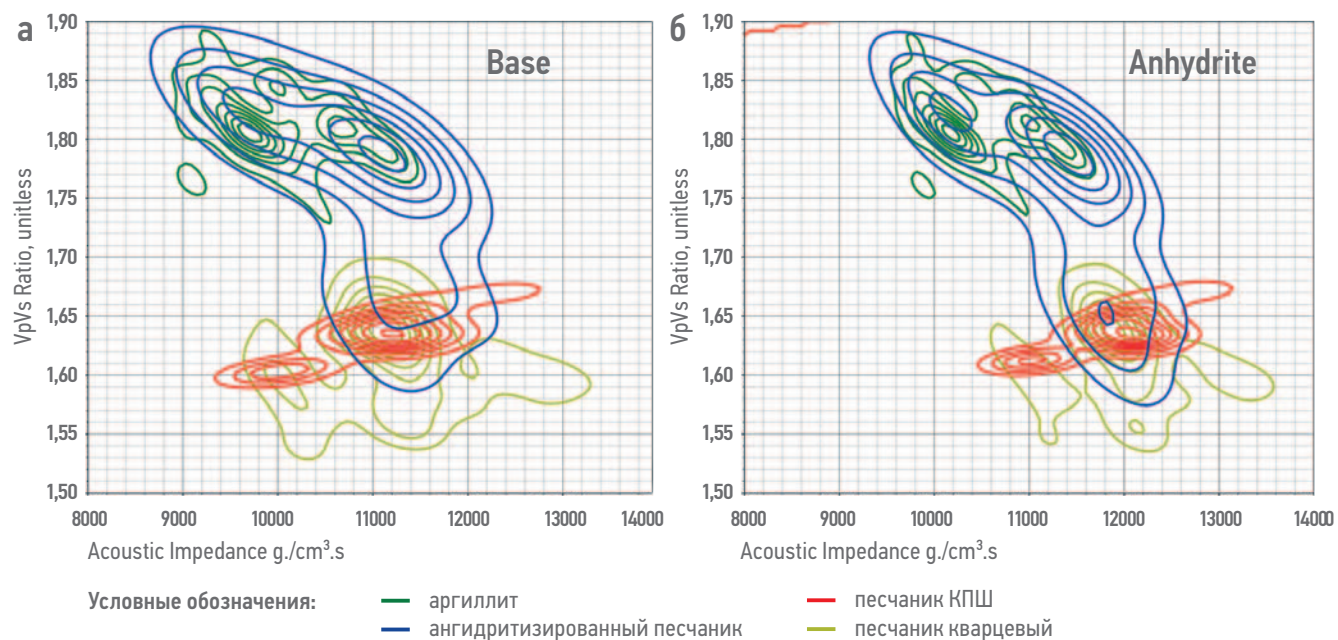


Рис. 16. Кросс-плоты AI-Vp/Vs для разных литотипов в сейсмическом диапазоне частот: а) базовый сценарий; б) увеличение доли ангидритов на 25 %. Составлено авторами

Fig. 16. AI-Vp/Vs cross-plots for different lithotypes in the seismic frequency range: а) base scenario; б) increase in the proportion of anhydrites by 25%. Prepared by the authors

ВЫВОДЫ

Результаты, полученные в данной работе, с одной стороны, позволяют сделать вывод о хорошем потенциале прогноза улучшенных свойств коллектора в поле упругих параметров, прежде всего V_p/V_s , с другой — высокую неопределенность прогноза ангидритизации, ухудшающей ФЕС целевых пластов. Таким образом дальнейшим шагом проекта может быть выполнение синхронной сейсмической инверсии с получением кубов упругих параметров A_1 , S_1 , V_p/V_s , плотности. В дальнейшем, используя алгоритмы байесовской классификации, атрибутного анализа и body-checking, возможно перейти к получению 2D- или 3D-трендов свойств пласта для дальнейшего учета в геологической модели с целью повышения её прогнозистической способности.

Выполненный анализ позволяет сделать вывод о возможности и важности использования предложенного подхода для обоснования сейсмической инверсии. Учитывая ресурсоемкость данного процесса, это будет особенно актуально для проектов на стадии выбор-эксплуатация.

Косвенным выводом данной работы можно рассматривать рекомендацию к переработке данных CPP 3D с целью равномерного восстановления амплитудно-частотных характеристик волнового поля по разрезу и по площади, учитывающего изменчивость ФЕС целевых интервалов, а не влияние ВЧР, соляной толщи пород, траппов и интрузий выше.

Полученный проектный опыт может быть тиражирован на другие активы Компании в Восточной Сибири со схожим геологическим строением и рисками.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
2. Козиков Д.В., Васильев М.А., Зверев К.В., Ланин А.Н., Нигаматов Ш.А., Андронов С.А. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере хамакинского горизонта // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2021 — № 4 (22). — С. 32–42
3. Кубышта И.И., Павловский Ю.В., Емельянов П.П. Эффективность технологий инверсии сейсморазведки 3D как основа построения и уточнения сейсмогеологической модели вендских отложений месторождения Восточной Сибири // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2016 — №1 (1). — С. 27–37
4. Xu S., White R.E. A new velocity model for clay-sand mixtures 1 // Geophysical prospecting. — 1995. — Т. 43. — №. 1. — P. 91–118.
5. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. — Cambridge university press, 2020. 716 p.
6. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. — 1963. — Т. 11. — №. 5. — P. 357–372.
7. Kuster G.T., Toksöz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations // Geophysics. — 1974. — Т. 39. — №. 5. — P. 587–606.
8. Wood A. W. A Textbook Of Sound: The Macmillan Company // New York. — 1941. 578 p.
9. Gassmann F. On elasticity of porous media. — 1998. P. 1–22.
10. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering // J. Geophys. Res., 1962. — №67. — P. 4427–4440.

References

1. Melnikov N.V. *Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Riphean and Vendian Siberian Platform and its folded framing* / N.V. Melnikov, M.S. Yakshin, B.B. Shishkin et al. — Novosibirsk: Geo, 2005. — 428 p. (In Russ.)
2. Kozikov D.V., Vasiliev M.A., Zverev K.V., Lanin A.N., Nigmatov Sh.A., Andronov S.A. Main features of modeling terrigenous deposits in East-Siberia using the example of the Hamakinsky horizon // PRONEFT. Professionally about oil. — 2021 — №6 (4). — P. 32–42. (In Russ.)
3. Kubyshta I.I., Pavlovskiy Yu.V., Emelyanov P.P. Efficient 3D seismic inversion technologies as a basis for creating and updating geoseismic model of the Vendian deposits (in terms of Eastern Siberia oil-and-gas fields) // PRONEFT. Professionally about oil. — 2016 — №1 (1). — P. 27–37. (In Russ.)
4. Xu S., White R. E. A new velocity model for clay-sand mixtures 1 // Geophysical prospecting. — 1995. — Т. 43. — №. 1. — P. 91–118.
5. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. *The rock physics handbook*. — Cambridge university press, 2020. 716 p.
6. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. — 1963. — Т. 11. — №. 5. — P. 357–372.
7. Kuster G. T., Toksöz M. N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations // Geophysics. — 1974. — Т. 39. — №. 5. — P. 587–606.
8. Wood A. W. A Textbook Of Sound: The Macmillan Company // New York. — 1941. 578 p.
9. Gassmann F. *On elasticity of porous media*. — 1998. P. 1–22.
10. Backus, G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering // J. Geophys. Res., 1962. — №67. — P. 4427–4440.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.А. Васильев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил сейсмическую интерпретацию.

А.А. Гомонов — подготовил текст статьи, выполнил петроупругое моделирование.

Д.М. Макухо — выполнил экспертное и методическое сопровождение петроупругого моделирования, подготовил правки к тексту статьи.

Д.В. Козилов — подготовил текст статьи, выполнил геологическую интерпретацию.

Mikhail A. Vasilev — performed seismic interpretation, developed the article concept, prepared the text.

Anton A. Gomonov — performed rock physics model, prepared the text of the article.

Dmitriy M. Makukho — performed expert and methodological support for rock physics modeling, prepared edits to the text of the article.

Dmitriy V. Kozikov — performed geological interpretation, prepared the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Андреевич Васильев* — эксперт по интерпретации данных СРР, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Антон Андреевич Гомонов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57202982343
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6688-278X>

Дмитрий Михайлович Макухо — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 54974270200
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-2743-8039>

Дмитрий Вячеславович Козилов — главный специалист по геологическому моделированию
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4308-0939>

Mikhail A. Vasilev* — Expert in seismic interpretation, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Anton A. Gomonov — Head of area, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 57202982343
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6688-278X>

Dmitriy M. Makukho — Expert, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 54974270200
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-2743-8039>

Dmitriy V. Kozikov — Chief specialist in geological modeling
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4308-0939>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ В КАРБОНАТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОГО КОНЦЕПТА

© В.А. Фәгәрева, 2023

В.А. Фәгәрева

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



Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В карбонатных коллекторах сосредоточено более 50 % мировых запасов нефти и газа. При этом они характеризуются сложным строением и сильной латеральной изменчивостью отложений, так как их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) одновременно могут зависеть как от седиментационной структуры отложений, которая является определяющей при формировании ФЕС, так и от вторичных процессов (перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание и др.), усиливающих фациальную неоднородность. Одной из важнейших задач при моделировании таких отложений является прослеживание продуктивных эффективных толщин в межскважинном пространстве. Для «сложных» терригенных коллекторов хорошо себя зарекомендовала инверсия и ее объемная интерпретация через байесовскую классификацию. Подобные подходы позволяют восстанавливать значения упругих свойств в целевых интервалах разреза и выполнять прогноз в межскважинном пространстве распределения коллекторов и их ФЕС. Корректность использования данного подхода к карбонатным породам остается темой для дискуссий.

Цель. С целью получения прогноза распространения коллекторов карбонатных отложения осинского горизонта Восточной Сибири была разработана методика построения НЧМ (низкочастотная модель) и выбран оптимальный вариант интерпретации.

Материалы и методы. Учитывая особенности карбонатного разреза, протестированы различные методы построения НЧМ и разработана оптимальная методика, позволяющая сохранить геологическую основу разреза и убрать влияние скважин на тренд. Рассчитана синхронная инверсия, ее интерпретация выполнялась методом байесовской классификации кубов упругих параметров, на выходе получен куб вероятности коллектора для каждой фациальной зоны.

Результаты. Установлено, что для карбонатных коллекторов классический подход к построению низкочастотного тренда через интерполяции скважин не подходит, необходимо использовать тренд для более корректного распространения упругих свойств. При интерпретации стоит учитывать и фациальные изменения пласта, так как в разных фациях коллектор может быть представлен разными ФЕС, а следовательно, и разными упругими параметрами.

Заключение. Сейсмическая инверсия как инструмент детального геологического моделирования на примере нефтяного месторождения в Восточной Сибири показала эффективность для прогноза ФЕС в карбонатном интервале.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, синхронная инверсия, байесовская классификация, венд, карбонатные отложения, осинский горизонт, Красноярский край

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Фәгәрева В.А. Расширение возможностей синхронной инверсии в карбонатах с использованием седиментологического концепта. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):115–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-115-120>

Статья поступила в редакцию 25.09.2023

Принята к публикации 16.11.2023

Опубликована 29.12.2023

EXPANDING THE POSSIBILITIES OF SYNCHRONOUS INVERSION IN CARBONATES USING A SEDIMENTOLOGICAL CONCEPT

Veronika A. Fagereva

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. More than 50 % of the world's oil and gas reserves are concentrated in carbonate reservoirs. At the same time, they are characterized by a complex structure and strong lateral variability of sediments, since their filtration-intensive properties (FES) can simultaneously depend both on the sedimentation structure of sediments, which is decisive in the formation of FES, and on secondary processes (recrystallization, dolomitization, leaching, etc.), which enhance facies heterogeneity. One of the most important tasks in modeling such deposits is to trace productive effective thicknesses in the inter-well space. For "complex" terrigenous reservoirs, inversion and its volumetric interpretation through Bayesian classification have proven themselves well. Such approaches make it possible to restore the values of elastic properties in the target intervals of the section and to make a forecast in the inter-well space of the distribution of reservoirs and their FES. The correctness of using this approach to carbonate rocks remains a topic for discussion.

Aim. In order to obtain a forecast of the distribution of reservoirs of carbonate deposits of the Osinsky horizon of Eastern Siberia, a method for constructing a low-frequency model was developed and the optimal interpretation was chosen.

Materials and methods. Considering the features of the carbonate section, various methods of constructing the NMF have been tested and an optimal technique has been developed to preserve the geological basis of the section and remove the influence of wells on the trend. Synchronous inversion was calculated, its interpretation was carried out by the Bayesian classification of cubes of elastic parameters, and the collector probability cube for each facial zone was obtained at the output.

Results. It is established that the classical approach to constructing a low-frequency trend through well interpolation is not suitable for carbonate reservoirs, it is necessary to use the trend for more correct propagation of elastic properties. When interpreting, facies changes in the formation should also be taken into account, since in different facies the reservoir can be represented by different FES, and therefore by different elastic parameters.

Conclusion. Seismic inversion as a tool for detailed geological modeling on the example of an oil field in Eastern Siberia has shown its effectiveness for predicting FES in the carbonate interval.

Keywords: Eastern Siberia, synchronous inversion, Bayesian classification, carbonate deposits, Osinsky horizon, Krasnoyarsk region

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

For citation: Fagereva V.A. Expanding the possibilities of synchronous inversion in carbonates using a sedimentological concept. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):115–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-115-120>

Manuscript received 25.09.2023

Accepted 16.11.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, когда эпоха «простых» месторождений постепенно заканчивается, а вновь открываемые месторождения характеризуются сложным строением и сильной латеральной изменчивостью отложений, важными задачами становятся корректное выделение и прослеживание продуктивных эффективных толщин в межскважинном пространстве. Это особенно актуально при работе с карбонатными коллекторами, так как их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) одновременно могут зависеть как от седиментационной структуры отложений, которая является определяющей при формировании ФЕС, так и от вторичных процессов (перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание и др.), усиливающих фациальную неоднородность. Для «сложных» терригенных коллекторов хорошо зареко-

распределения коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств. Возможно ли выполнение прогноза ФЕС по результату синхронной инверсии для карбонатного интервала?

Степень достоверности получаемых с использованием результатов инверсий геологических моделей напрямую зависит от полноты геолого-геофизической информации на конкретном месторождении и качества сейсмических данных.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В пределах изучаемого объекта открыты 3 месторождения в терригенных толщах венда и карбонатных отложениях рифея. Площадь изучена двумя сейсмическими съёмками 3D, редкой сетью 2D-профилей и 23 скважинами.

Для снятия неопределённостей сложного геологического строения было выполнено объединение и переобработка с уровня сейсмограмм данных МОГТ 3D общей площадью 3852 км² с интерпретационным сопровождением обработки. Переобработка данных позволила получить более широкий, чем у предшественников, частотный диапазон, динамическую выраженность (прослеживаемость) отражений в целевых интервалах, минимизировать влияние неблагоприятных сейсмогеологических условий (сквозные аномалии, связанные с рельефом, влияние контрастных объектов верхней и средней частей разреза) [1].

НЕСМОТЯ НА ТО ЧТО РЕЗУЛЬТАТЫ ИНВЕРСИИ В КАРБОНАТНОМ ИНТЕРВАЛЕ БОЛЕЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНЫ К КАЧЕСТВУ ВХОДНЫХ ДАННЫХ, ЭТОТ МЕТОД МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД.

мендовала себя инверсия и ее объемная интерпретация через байесовскую классификацию. Подобные подходы позволяют восстанавливать значения упругих свойств в целевых интервалах разреза и выполнить прогноз в межскважинном пространстве

Результаты инверсии в карбонатном интервале более чувствительны к качеству входных данных, чем терригенные отложения. В данной статье мы не будем затрагивать тему неопределенностей с выделением коллекторов по данным ГИС и сосредоточимся на сейсмических данных.

В сейсмическом изображении карбонатные толщи являются практически «немыми» за счет слабых коэффициентов отражения. При этом могут возникать паразитирующие отражения, связанные с кратными и частично кратными волнами помехами.

Целевой карбонатный пласт, который будем рассматривать в статье, слабо изучен на площади, но по аналогии с месторождениями в других регионах может быть перспективным.

На изучаемой площади карбонатный интервал осложнен межплатформенным прогибом (депрессия), заполненным осадками соленодной лагуны, и интрузией, которая присутствует на разных уровнях разреза (выше продуктивного интервала, ниже и в самом интервале).

МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ НЧМ

Учитывая слабые контрасты упругих свойств карбонатных пластов, малое количество скважин и наличие осложняющих геологических объектов (пластовые интрузии, проявляющиеся на разных уровнях), большой вклад в инверсионные преобразования вносит НЧМ. Ошибки в ней могут не только исказить результаты инверсии,

но и повлиять на финальные прогнозные карты (рис. 1).

Для того чтобы корректно распространить свойства в межскважинном пространстве необходимо использовать тренд. Один из распространенных вариантов — использование скорости из миграции, но при выполнении временной миграции скорости могут не отражать геологические особенности, особенно при малом количестве скважин. В процессе выполнения исследований был разработан алгоритм ускоряющего подбора НЧМ как для карбонатного, так и для терригенного интервалов. Данный алгоритм включает в себя многоитерационный подход и состоит из следующих этапов.

- Построение НЧМ через константы и их фильтрация для более плавного перехода (НЧМ №1).
- Расчет куба акустического импеданса с использованием НЧМ №1 (A_i №1).
- Фильтрация A_i №1 до полосы частот НЧМ (НЧМ №2).
- Расчет куба акустического импеданса с использованием НЧМ №2 (A_i №2).
- Использование A_i №2 в качестве тренда для НЧМ (НЧМ №3).
- Расчет финального куба с использованием НЧМ №3.

Тренды для остальных НЧМ строились на основании тренда по A_i . Таким образом удалось построить НЧМ для расчета синхронной инверсии в карбонатном интервале и при этом избежать искажения данных. Пример стандартного подхода и многоитерационного показа на рис. 2.

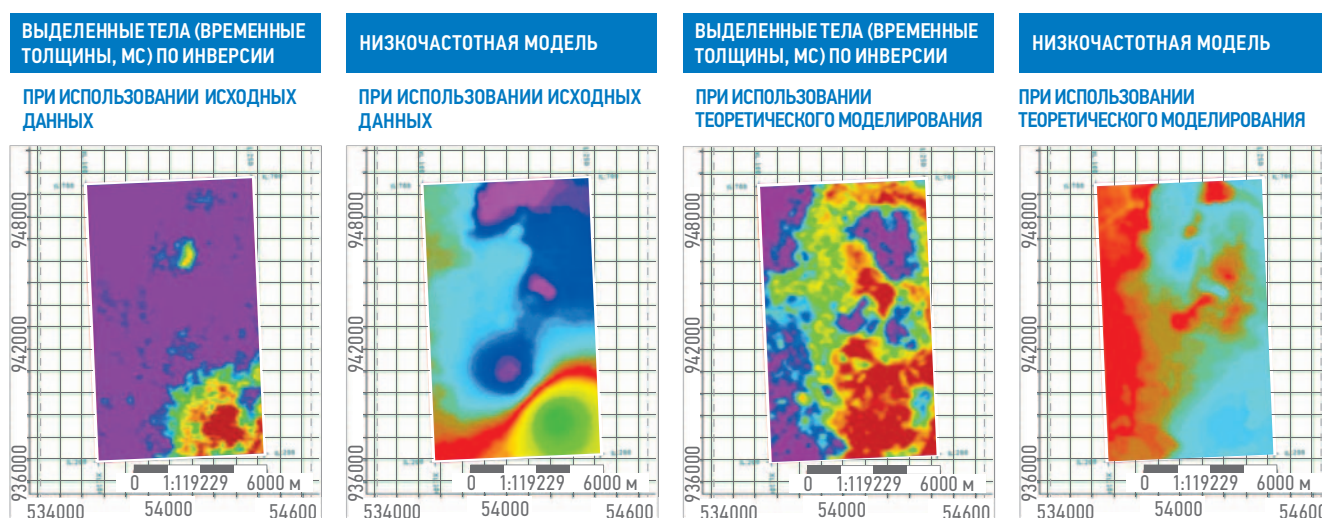


Рис. 1. Пример влияния НЧМ на финальные прогнозные карты. Составлено авторами на основе презентаций CGG (Compagnie Generale de Geophysique) [3]

Fig. 1. Example of the impact of the NPM on the final forecast maps. Compiled by the authors on the basis of CGG presentations (Compagnie Generale de Geophysique) [3]

ПОДХОД К ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ

Для выполнения объемного прогноза и построения куба вероятности коллектора был произведён анализ акустических и петрофизических свойств как по данным ГИС, так и по данным, восстановленным в результате синхронной инверсии.

Первоначально для анализа использовали стандартный подход, была выполнена попытка сделать байесовскую классификацию по двум параметрам коллектор и неколлектор. Данная попытка не увенчалась успехом. Для увеличения статистики было решено перевести данные инверсии в глубинную область и для классификации использовать все скважины на площади с восстановленными в ходе инверсии упругими параметрами. Разделение не удалось, но при этом наблюдается закономерность группирования коллектора в кластер в разных зонах кросс-плота.

Решено было разделить выборку коллектора по пачкам и разным фациальным зонам, данное решение позволило отделить коллектор от неколлектора и получить кубы вероятности коллектора (рис. 3).

Коллекторы в скважинах имеют небольшие мощности, и синхронная детерминистическая инверсия частично кратных сумм дает интегральное решение, описывая основные закономерности распространения коллекторов и зоны их отсутствия. Учитывая данный факт, при дальнейшем геологическом моделировании решено использовать результаты интерпретации сейсмической инверсии в качестве «мягкого» 2D-тренда по одной из трех пачек с учетом двух фациальных зон. В качестве 2D-тренда использованы карты прогнозных («сейсмических») толщин коллектора, полученные через объемную интерпретацию (BodyChecking) и имеющие корреляцию 0,77.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инверсия в карбонатах является таким же реальным инструментом для прогноза коллекторских свойств, как и для терригенного интервала. При ее выполнении необходимо учитывать специфику интервала и для НЧМ модели использовать тренды. Один из вариантов построения тренда описан в статье,

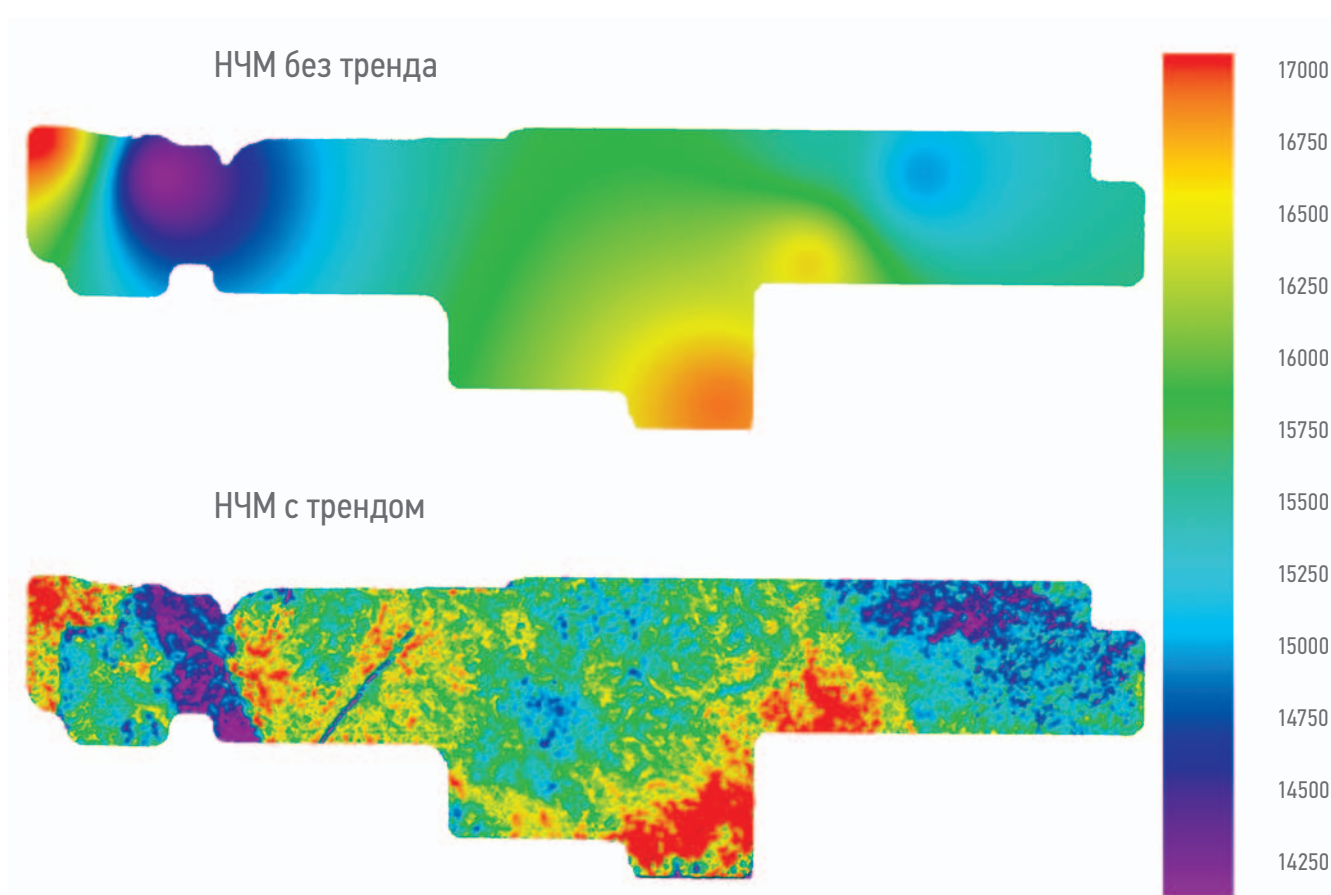


Рис. 2. Результаты стандартного подхода к построению НЧМ с использованием скважин и авторской методики многоитерационного подхода.
Составлено авторами

Fig. 2. Results of the standard approach to the construction of LFMS using wells and the author's methodology of the multi-iterative approach.
Compiled by the authors

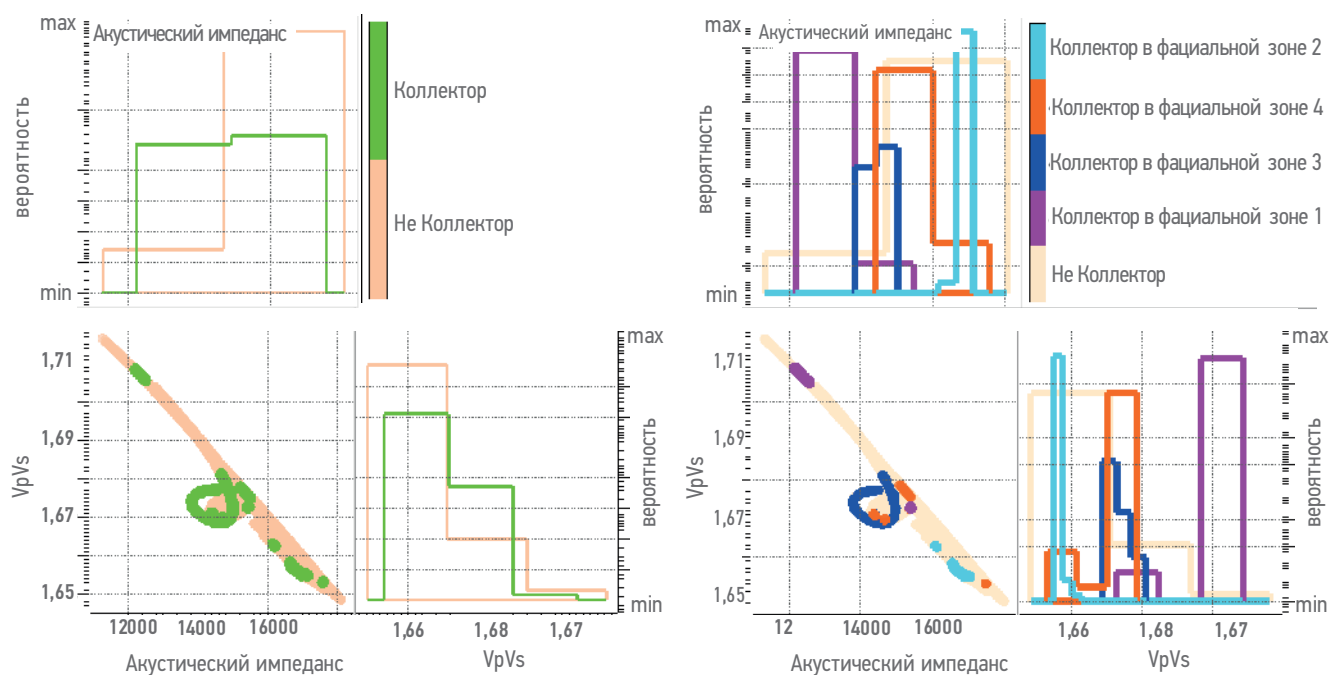


Рис. 3. Разделение коллектора и не коллектора во всем пласту в поле упругих параметров (слева) и с коррекцией на фациальные зоны (справа). Составлено авторами

Fig. 3. Separation of collector and non-collector in the entire reservoir in the field of elastic parameters (left) and with correction for facies zones (right). Compiled by the authors

он наиболее прост в выполнении. Важно отметить, что при интерпретации результатов инверсии следует использовать инструменты объёмной интерпретации, в данном случае принималась байесовская классификация. В классификации рекомендует-ся выделять не просто классы коллектор

и неколлектор, но разделять их на седиментологические зоны, так как в разных фациальных обстановках ФЕС могут отличаться. При наличии кавернозных коллекторов необходимо подключать инструменты по прогнозу трещиноватости и использовать комплексный подход.

Список литературы

1. Захарчук С.А., Жерлыгин А.Л., Слуцкий Д.А., Хуснитдинов Р.Р., Сорокин А.С., Фазерев В.А. Комплексный подход для снятия геологических неопределенностей на стадии разведки в строении продуктивных карбонатных отложений рифея и терригенных пластов венда на примере месторождения в Восточной Сибири // EAGE. — PROGRESS. — 2021.
2. Филиппова К.Е., Кубышта И.И., Павловский И.В., Газарян З.И. Сейсмическая инверсия как инструмент детального геологического моделирования на примере нефтяного месторождения в Восточной Сибири // EAGE. — Геобайкал. — 2014.
3. Родченко А.А., Диденко П.О. Почему для инверсии необходима модель физики горных пород.

References

1. Zakharchuk S.A., Zherlygin A.L., Slutsky D.A., Khusnitdinov R.R., Sorokin A.C., Fagerev V.A. An integrated approach to remove geological uncertainties at the exploration stage in the structure of productive carbonate deposits of the Riphean and Vendian terrigenous formations on the example of a field in Eastern Siberia. EAGE, PROGRESS, 2021. (In Russ.)
2. Filippova K.E., Kubyshta I.I., Pavlovsky I.V., Gazaryan Z.I. Seismic Inversion as a Tool for Detailed Geological Modeling in an East Siberian Oil Field. EAGE, Geobaiikal, 2014. (In Russ.)
3. Radchenko A.A., Didenko P.O. Why a model of rock physics is needed for inversion. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Фагерева — приняла участие в разработке общей концепции статьи, выполнила расчет синхронной детерминистической инверсии и интерпретацию, в том числе через байесовскую классификацию и построение куба вероятности коллектора. Разработала методику построения НЧМ для карбонатного интервала, позволяющую минимизировать ошибки прогноза. Занималась оформлением статьи и рисунков, утвердила итоговую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы

Veronika A. Fagereva — participated in the development of the general concept of the article, performed the calculation of synchronous deterministic inversion and interpretation, including through Bayesian classification and the construction of the probability cube of the collector. Developed a methodology for constructing the LCM for the carbonate interval minimize forecast errors. She was engaged in the design of the article and drawings, approved the final version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Вероника Александровна Фагерева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

Veronika A. Fagereva — Leading geophysicist,
Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 7528-8084
Scopus Author ID: 57205616168

ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА В РАМКАХ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЕПСКОГО СВОДА

© Коллектив авторов,
2023



О.С. Генераленко^{1,*}, Р.Н. Гайнаншин², К.В. Зверев¹, В.С. Воробьев¹, М.А. Васильев¹

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

²Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Предметом изучения данной работы являются терригенные отложения талахского горизонта нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Цель. Для качественного прогноза свойств коллекторов в межскважинном пространстве в рамках построения трехмерной геологической модели выполнена литолого-фациальная характеристика отложений талахского горизонта и сейсмогеологическая корреляция циклитов.

Материалы и методы. В результате литолого-фациального изучения керны были выделены фации, далее объединены в макрофации, которым дана литолого-петрофизическая характеристика коллекторов. По результатам седиментационного анализа, данным геофизических исследований скважин (ГИС) и результатам сейсмической интерпретации были выделены два трансгрессивных циклита, отличающиеся друг от друга по фациальному составу и петрофизическим свойствам.

Результаты. На основе комплексной интерпретации керны и ГИС восстановлен фациальный ряд отложений талахского горизонта, описана цикличность разреза, которая представлена нижним циклитом Тл2, сложенным более континентальными отложениями фаций аллювиальных и приливно-отливных русел, с повышенным содержанием коллекторов и увеличенным значением пористости относительно верхнего циклита Тл1, который представлен более мористыми отложениями преимущественно дельтовых фаций приливно-отливного типа.

Заключение. В результате проведенных исследований получена детальная литолого-фациальная характеристика разреза в пределах талахского горизонта на территории изучаемого месторождения. Полученная информация помогла уточнить геологическое строение объекта и более корректно спрогнозировать свойства коллектора, используя собственные тренды литологии и пористости отдельно для каждого циклита.

Ключевые слова: фациально-циклический анализ, гравийно-песчаные отложения, аллювиальные отложения, талахский горизонт, фации, трансгрессивные циклиты

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: авторы выражают благодарность коллегам из Группы компаний «Газпром нефть» за предоставление необходимых материалов и условий для проведения литологических исследований керны и написания научной статьи.

Для цитирования: Генераленко О.С., Гайнаншин Р.Н., Зверев К.В., Воробьев В.С., Васильев М.А.

Фациально-циклический анализ отложений талахского горизонта в рамках построения геологической модели месторождения в восточной части непского свода. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):121–130.

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-121-130>

Статья поступила в редакцию 06.10.2023

Принята к публикации 15.11.2023

Опубликована 29.12.2023

FACIAL-CYCLIC ANALYSIS OF DEPOSITS OF THE TALAKH HORIZON IN THE FRAMEWORK
OF CONSTRUCTION OF A GEOLOGICAL MODEL OF THE FIELD IN THE EASTERN PART
OF THE NEPSKY SWELL

**Olga S. Generalenko^{1,*}, Rustam N. Gainanshin², Konstantin V. Zverev¹, Vladimir S. Vorobyev¹,
Mikhail A. Vasilev¹**

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The subject of this study is terrigenous deposits of the Talakh horizon of the oil and gas condensate field (OGCF) located in the Nepsko-Botuobinsk oil and gas bearing region.

Aim. In order to make a qualitative prediction of reservoir properties in the inter-well space, a lithological-facies characteristic of deposits of the Talakh horizon was performed and a seismogeological correlation of cyclites was performed within the framework of constructing a three-dimensional geological model.

Materials and methods. As a result of the lithological-facies study of the core, facies were isolated, then combined into macrofacies, of which the main macrofacies of the reservoirs were given a lithological-petrophysical characteristic. Based on the results of facies analysis, data from geophysical well surveys (GIS) and the results of seismic interpretation, two transgressive cyclites were identified, differing from each other in facies composition and petrophysical properties.

Results. On the basis of a complex interpretation of the core and GIS, the facies series of sediments within the Talakh horizon has been reconstructed, the cyclicity of the section is described, which is represented by the lower T12 cyclite, composed of more continental deposits of facies of alluvial and tidal channels, with an increased reservoir content and an increased porosity value relative to the upper T11 cyclite, which is represented by more marine deposits mainly of delta facies of tidal-low tide type.

Conclusions. As a result of the conducted studies, a detailed lithological and facies characteristic of the section within the Talakh horizon on the territory of the study area was obtained. The information obtained helped to clarify the geological structure of the object and more correctly predict the properties of the reservoir, using its own lithology and porosity trends separately for each cyclite.

Keywords: facies-cyclic analysis, gravel-sand deposits, alluvial deposits, Talakh horizon, facies, transgressive cyclites

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

Acknowledgment: the authors express their gratitude to colleagues from Gazprom neft company group for providing the necessary materials and conditions for conducting lithological core studies and writing a scientific article.

For citation: Generalenko O.S., Gainanshin R.N., Zverev K.V., Vorobyev V.S., Vasilev M.A. Facial-cyclic analysis of deposits of the Talakh horizon in the framework of construction of a geological model of the field in the Eastern part of the Nepsky swell. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):121–130. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-121-130>

Manuscript received 06.10.2023

Accepted 15.11.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Современное строение Сибирской платформы является результатом длительной и сложной истории ее тектонического развития. Имеющиеся геологические и геофизические материалы позволяют считать, что большая часть территории архейского протократона и его середины — Сибирской платформы — сложен образованиями с изотопным возрастом 3000 млн лет [1]. В раннем-среднем протерозое (2000–1700 млн лет) произошла окончательная стабилизация региона и фиксация его контуров. В это время единый фундамент серий глубинных разломов был расколот на ряд мегаблоков, по окраинам которых образовались протяженные прогибы, выполненные вулканогенно-осадочными породами.

Средне-позднерифейское время (1250–680 млн лет) отмечено интенсивным прогибанием периферийных участков платформы и расширением морского бассейна во внутренние ее районы. В погружение вовлекается до 60 %, а к концу рифея — более 80 % территории региона. Наличие суши предполагается в отдельных участках Верхнего Приангарья и в районе древней вершины Непского свода, тектонической структуры первого порядка, занимающей центральную наиболее приподнятую часть Непско-Ботубинской антеклизы.

Размеры Непского свода по изогипсе 1,5 км составляют 220x270 км, амплитуда около 250 м. Вверх по разрезу происходит постепенное выполаживание свода и даже его раскрытие в юго-восточном направлении. С вендом связано начало плитной стадии развития платформы, фиксируются значительные перестройки рифейского структурного плана. В раннем венде (680–600 млн лет) началось новое погружение платформы, охватившее до 95 % ее территории, кроме наиболее поднятых участков Анабарского, Алданского и Центрально-Тунгусского щитов. На юге платформы накапливались преимущественно песчано-алеврито-глинистые осадки континентального и прибрежно-морского генезиса с резкой фациальной изменчивостью состава. Тем не менее анализ кернового материала по скважинам Непского свода показывает, что нет ни одной скважины, в отложениях которой в непской свите отсутствовал бы песчаный материал. В то же время вторичные преобразования терригенных пород (галитизация, ангидритизация) существенно снизили фильтрационно-емкостные свойства отложений вплоть до полностью непроницаемых разностей [2]. При детальном описании и расчленении осадочного разреза, а также интерпретации условий и процессов осадконакопления в первую очередь изучают структурно-текстурные признаки, которые

отражают механизм формирования пород. Образованию каждой фации отвечают определенные условия седиментации, такие как динамический тип потока (волновой, однонаправленный, комбинированный), физико-химические параметры среды, режим и тип среды седиментации, особенности палеорельефа и пр. Ввиду отсутствия в докембрийских осадочных толщах дополнительных признаков для определения условий седиментации (биотурбационные текстуры, остатки флоры и фауны) выделение обстановок проводилось на основе следующих признаков:

- анализа вертикальных и латеральных последовательностей (гранулометрических и текстурных трендов) пород, а также количества и толщин гравийно-песчаных и алевроито-глинистых прослоев;
- присутствия среди терригенных пород хемогенных образований (ангидритов и доломитов), аутигенных минералов (глауконит), указывающих на специфические условия породообразования;
- сопоставления полученных результатов литологического, седиментологического изучения керн с существующими моделями строения и представлениями об условиях формирования отложений в разных обстановках осадконакопления.

С целью создания детальной фациальной модели отложений было выполнено седиментологическое описание керн с интерпретацией фаций по 9 скважинам, общий вынос керн составил 630 м. Далее была выполнена фациальная интерпретация кривых каротаж на интервалах без керн.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ

Изучаемые отложения талахского горизонта залегают на фундаменте, сложном гетерогенном складчатом сооружении, сформировавшемся в результате многостадийной истории тектонического развития. Подавляющее большинство скважин территории вскрывают на уровне фундамента гранитоиды различного состава или продукты их гипергенного изменения. Отдельные участки представлены филлитами, амфиболитами, метаморфизованными осадочно-вулканогенными образованиями [6].

В приподошвенной части пласта, заполняя пониженные участки рельефа фундамента (палеодолины), залегают грубозернистые породы континентального генезиса.

Отложения гравийных и гравийно-песчаных баров фации ветвящихся русел аллювиальной

равнины представлены переслаиванием гравелитов, мелкогалечных конгломератов и гравийных крупно- и грубозернистых песчаников с пологой косой, крупной троговой слоистостью и плохо выраженной горизонтальной слоистостью [7]. Образование песчаников происходило при более низкой скорости течения в стадию затухания паводкового потока на поверхности гравийных баров и в руслах (табл. 1). Отложения гравийно-песчаных русел в подошве пласта имеют минимальные размеры (ширину, глубину), но их миграция по палеодолине может приводить к формированию широких русловых покровов. Толщина единичных русловых циклитов над фундаментом 0,7–1,5 м, вверх по разрезу увеличивается до 1,8–2,5 м.

ТАЛАХСКИЙ ГОРИЗОНТ ДЕЛИТСЯ НА ДВА ЦИКЛИТА: НИЖНИЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЙ БОЛЕЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ КОЛЛЕКТОРОВ, И ВЕРХНИЙ, КОТОРЫЙ ПРЕДСТАВЛЕН БОЛЕЕ МОРИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ.

Отложения гравийно-песчаных ветвящихся русел, ограниченные с боков выступами фундамента, характеризуются хорошей вертикальной и горизонтальной сообщаемостью, ухудшаясь вверх по разрезу за счет увеличения количества в них глинистых прослоев (рис. 1).

Вверх по разрезу в результате постепенного повышения уровня моря усиливается влияние приливно-отливных процессов, что находит отражение в закономерной смене фаций от русловых аллювиальных с незначительным влиянием бассейновых процессов, которые проявляются наличием редкой мелкой косой и полого-косой слоистости, до собственно приливно-отливных каналов и баров внутренней зоны эстуария.

Отложения речных русел характеризуются постепенной сменой гранулометрического состава вверх по разрезу от песчаников средне-крупнозернистых и мелко-среднезернистых с мелкой косой, фазерной и волнистой слоистостью с многочисленными сдвоенными глинистыми слоями, свидетельствующими о значительном влиянии приливно-отливных процессов. Форма русловых тел изменяется от умеренной до сильно извилистой, узкие русловые покровы образуют циклиты, толщиной 2,0–4,0 м с достаточно хорошей сообщаемостью.

После максимальной трансгрессии, перекрывающей аллювиальную и приливно-отливную

Таблица 1. Фациальная характеристика отложений талахского горизонта
Table 1. Facies characteristics of the deposits of Talakh horizon

№	Макрофация	Фации, выделенные по керну	Литологическая характеристика
1	Морская	Шельф	Аргиллиты и глинистые алевролиты массивные и с тонкой горизонтальной слоистостью
		Продельта с влиянием приливо-отливных процессов	Переслаивание песчаников мелкозернистых мелкокосослоистых и линзовиднослоистых аргиллитов с текстурами оползания, деформации
		Шельфовый приливо-отливной бар	Песчаники тонкозернистые хорошо сортированные с мелкой и крупной косой слоистостью ряби течения и волновой рябью
2	Дельтовая	Дистальный приустьевой приливо-отливной бар фронта дельты	Ритмичное переслаивание песчаников мелкозернистых мелкокосослойчатых, с волновой рябью, и сдвоенными глинистыми слоями, и аргиллитов
		Проксимальный приустьевой приливо-отливной бар фронта дельты	Песчаники тонко-мелкозернистые с мелкой косой и крупной косой слоистостью ряби течения, сдвоенные глинистые слои, перекрестная и флазерная слоистости
		Приустьевой приливо-отливной бар	Песчаники от мелко- до крупнозернистых с косой слоистостью (сдвоенные глинистые слои). Постепенное уменьшение зернистости вверх по разрезу
3	Русловая приливо-отливная	Приливо-отливной канал	Песчаники средне- и мелкозернистые с крупной и мелкой косой слоистостью и сдвоенными глинистыми слоями. Постепенное уменьшение зернистости песчаников вверх по разрезу, с резкой эрозионной подошвой
		Речное русло с сильным влиянием приливо-отливных процессов	Песчаники мелко-среднезернистые с крупной косой слоистостью, местами со сдвоенными глинистыми слоями. Резкая эрозионная подошва
4	Русловая аллювиальная	Речное русло со слабым влиянием приливо-отливных процессов	Песчаники средне- и крупнозернистые до гравелитистых преимущественно крупнокосослойчатые, реже с мелкой косой слоистостью ряби течения
		Ветвящееся речное русло	Гравийные массивные песчаники, участками грубо- и крупнозернистые, редко с крупной косой и горизонтальной слоистостью
5	Прибрежная равнина	Сублиторальные приливо-отливные покровы	Песчаники мелкозернистые сортированные с косой слоистостью ряби течения, с прослоями горизонтально-слоистых и полого-косослойчатых песчаников с волновой рябью в кровле
		Бары внешней зоны эстуария	Песчаники мелко- и среднезернистые с косой слоистостью ряби течения с многочисленными сдвоенными глинистыми слоями. Породы с резкой эрозионной подошвой залегают на грубозернистых песчаниках каналов
		Илистая приливо-отливная отмель/отмирание канала	Аргиллиты и глинистые алевролиты линзовиднослоистые с тонкими линзовидными прослоями (1–3 см) мелкокосослойчатых песчаников со сдвоенными глинистыми слоями
		Илистая приливо-отливная отмель с мелкими каналами	Аргиллиты и глинистые алевролиты линзовиднослоистые с прослоями мелкокосослойчатых песчаников со сдвоенными глинистыми слоями
6	Пролювиально-аллювиальная равнина	Дебрисные лопасти аллювиального конуса выноса	Аргиллиты гравийно-песчаные с рассеянными полуокатанными обломками пород фундамента галечной размерности
		Пойменные отложения	Алевролиты и аргиллиты массивные до тонкогоризонтальнослоистых

прибрежную равнину, следующий этап седиментации сопровождался активной *проградацией дельты с доминирующим влиянием приливо-отливных процессов*, что привело к формированию приливо-отливных баров и каналов, залегающих на алевроитоглинистых осадках продельты. Отложения приливо-отливной дельты характеризуются постепенным опесчаниванием (укрупнением зернистости) вверх по разрезу. В нижней части дельтового комплекса фация продельты представлена переслаиванием песчаников мелкозернистых мелкокосослоистых и аргиллитов линзовиднослоистых с текстурами оползания и деформации, которые сменяются ритмичным переслаиванием мелкозернистых песчаников и аргиллитов дистальной части приустьевого приливо-отливного бара фронта дельты и песчаниками

тонко-мелкозернистыми с мелкой и крупной косой слоистостью ряби течения с перекрестной и флазерной слоистостью фации проксимальной части приустьевого бара. Кроме того, в верхней части талахского горизонта по керну фиксируется частичный или полный размыв дельтовых отложений, на месте которых образуются гравелиты и песчаники *фации приливо-отливных каналов и баров, заполняя врезанные долины (рис. 2)*. Далее на основе имеющихся результатов литолого-петрофизических исследований был проведен анализ гранулометрического и вещественного состава коллекторов в пределах талахского горизонта. Результаты представлены на **рис. 3**. Зерна гравийной размерности преобладают в аллювиальных руслах, достигая 42 % в составе пород, и снижаются до 7% в зоне развития песчаников

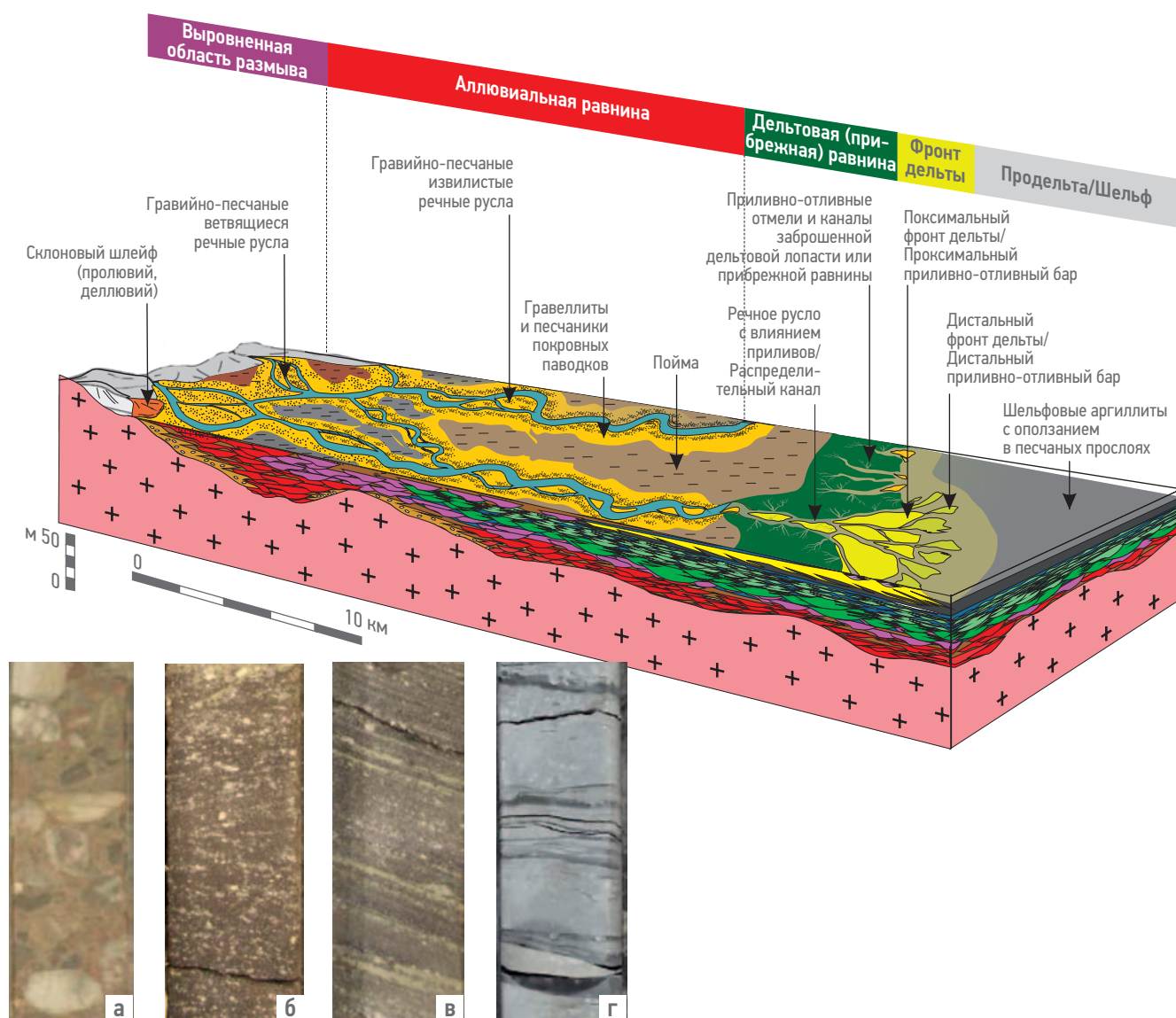


Рис. 1. Концептуальная седиментологическая модель формирования нижней части талахского горизонта с характерными фотографиями керна, отражающими процесс осадконакопления: а — гравийные массивные песчаники и гравеллиты фации аллювиальных конусов выноса и ветвящихся речных русел; б — песчаники мелко-среднезернистые с крупной косо́й слоистостью фации аллювиальных русел; в — песчаники мелкозернистые с мелкой и крупной косо́й слоистостью фации приливо-отливных каналов и баров; г — песчаники тонкозернистые с прослоями глинистых алевролитов фации приливо-отливного бара фронта дельты (К.В. Зверев)

Fig. 1 Conceptual sedimentological model of the lower part of Talakh horizon with characteristic photographs of the core reflecting the sedimentary processes: а — massive gravelly sandstones and gravelites of the facies of alluvial fans and braided rivers; б — cross-bedded fine to medium sandstones of the facies of fluvial channels; в — fine sandstones with small and large cross-bedding of the facies of tidal channels and tidal bars; г — fine sandstones with interlayers of clayey siltstone of the facies of tidal delta-front bar (Konstantin V. Zverev)

фронта дельты, зерна песчаной размерности, наоборот, преобладают в дельтовых отложениях. Таким образом, более крупнозернистые отложения приурочены к менее глубоководным зонам.

Среднее содержание кварца достигает 88 % в песчаниках дельтовой зоны и снижается до 69 % в русловых отложениях, что указывает на высокую минералогическую зрелость пород в пределах фронта относительно других макрофаций [4]. При отдалении от источника сноса отмечается слабое уменьшение количества обломочных пород и слюд в составе отложений.

Содержание коллекторов в отложениях аллювиальных и приливо-отливных русел примерно одинаковое и составляет 60–63 %, что в два раза превышает их содержание в дельтовой зоне. Средняя пористость в отложениях аллювиальных и приливо-отливных русел достигает 12,1 %.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

По данным геофизических исследований скважин (ГИС) и результатам

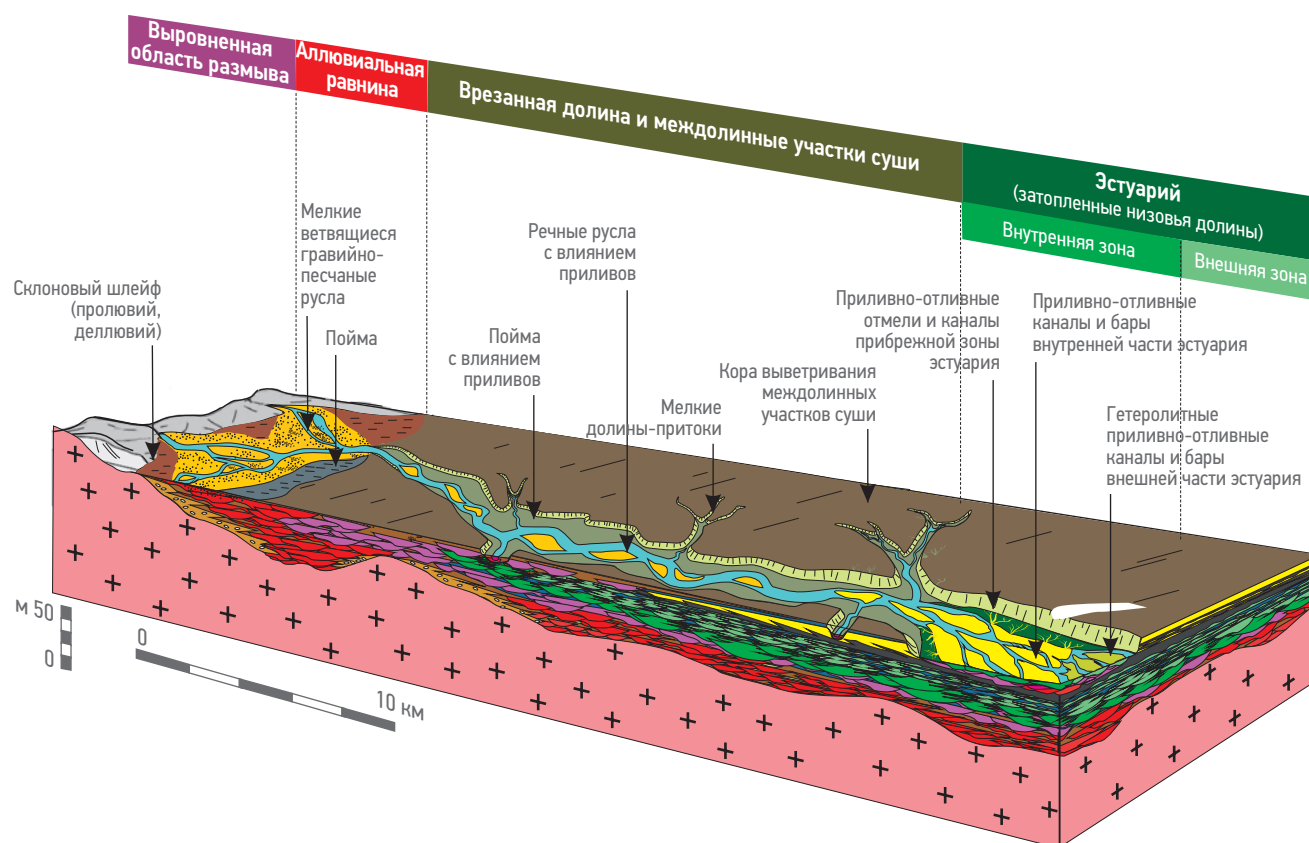


Рис. 2. Концептуальная седиментологическая модель формирования в верхней части талахского горизонта, представленная отложениями заполнения врезанной долины (К.В. Зверев)
Fig. 2. Conceptual sedimentological model of the upper part of Talakh horizon, represented by sediments of incised-valley fill. (Konstantin V. Zverev)

Признаки \ Зоны		Русловая аллювиальная	Русловая приливно-отливная	Дельтовая
Гранулометрический состав пород, % встречаемости	>1, мм	42	18	7
	0,1–1, мм	52	71	79
	0,01–0,1, мм	6	7	9
	<0,01, мм	1	5	5
Вещественный состав пород, % встречаемости	Кварц — Q	69	78	88
	ПШ — F	18	13	7
	Обломки — R	7	7	4
	Слюда — S	6	3	1
Минералогическая зрелость Q/F		4	6	13
Содержание коллекторов, %		63	60	32
Пористость, % встречаемости	<11	41	40	69
	11–13	31	33	22
	13–15	19	17	6
	>17	9	10	3
Средняя пористость, %		12,1	12,1	10,9
Типовой шлиф для породы (в скрещенных николях)		Гравелит песчаный	Песчаник разномзернистый с гравийными зернами	Песчаники мелко-среднезернистые

Рис. 3. Литолого-петрофизическая характеристика отложений макрофаций — коллекторов в пределах талахского горизонта (О.С. Генераленко, Р.Н. Гайнаншин)
Fig. 3. Lithological and petrophysical characteristics of the deposits of macrofacies of Talakh horizons — reservoirs (Olga S. Generalenko, Rustam N. Gainanshin)

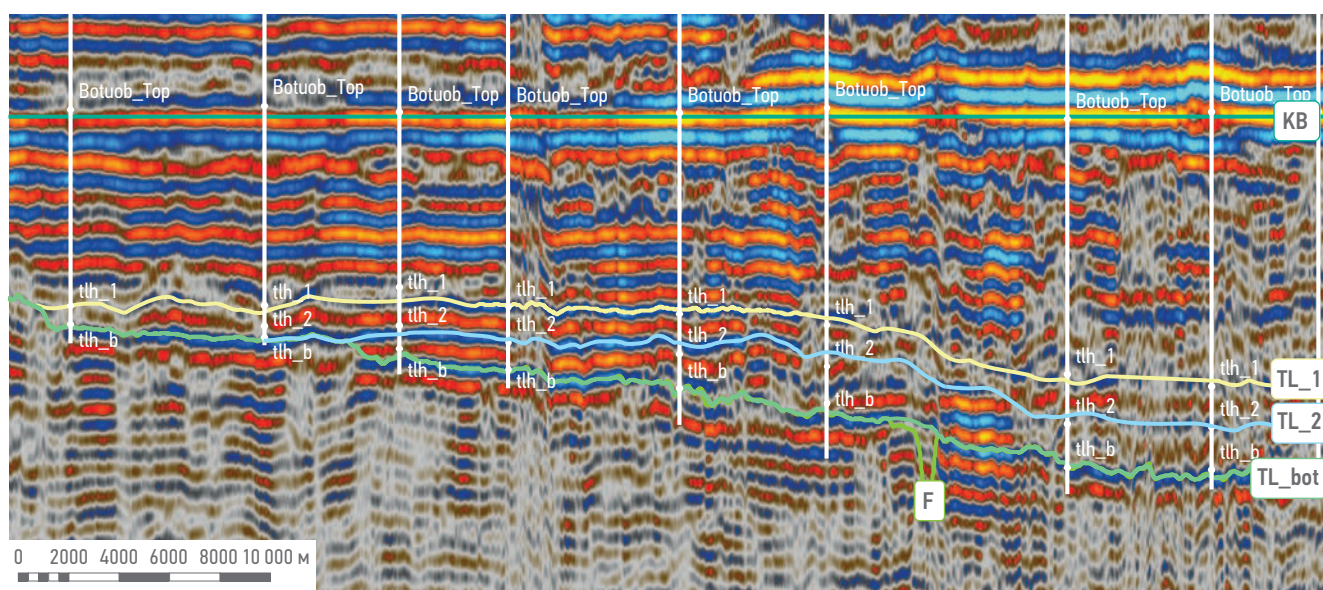


Рис. 4. Сейсмический разрез по амплитудному кубу через разведочные скважины, вскрывшие талахский горизонт. Разрез выровнен на ОГ KB (М.А. Васильев)

Fig. 4. Seismic section along an amplitude cube through exploration wells that drilling through the deposits of Talakh horizon. The section is flattened to the RH KB (Mikhail A. Vasilev)

сейсмостратиграфической привязки кровля талахского горизонта уверенно выделяется по резкому понижению значений ГК и повышению НГК за счет перехода от аргиллитов вышележащего паршинского горизонта к песчаникам талахского горизонта (рис. 4, 5). Подошва прослеживается менее уверенно в связи с тем, что отложения подстилаются различными по составу породами фундамента, коры выветривания или талаканского горизонта.

В результате проведенного литолого-фациального анализа разрез талахского горизонта уверенно делится на два циклита: нижний Тл2, представленный более континентальными отложениями фаций аллювиальных и приливо-отливных русел, с повышенным содержанием коллекторов и увеличенным значением пористости относительно верхнего Тл1, который представлен более мористыми отложениями преимущественно дельтовых фаций приливо-отливного типа.

Качество сейсмического куба не позволяет использовать материалы сейсморазведочных работ уверенно по всей площади для детализации строения талахского горизонта и деления его на циклиты. Однако признаки деления на циклиты отчетливо прослеживаются на субширотных и субмеридиональных сейсмических разрезах. Возможности использования данных сейсморазведки ограничены в связи с недоучетом влияния сложного многослойного строения ВЧР и СЧР на этапе обработки; высокой горизонтальной и вертикальной расчленённостью целевых

пластов, их засолением и ангидритизацией; влиянием интрузивного траппового магматизма; сложным тектоническим строением со структурами типа грабен и pull-apart [3, 5]. Граница между циклитами Тл1 и Тл2 четко выделяется на каротажных кривых повышенными значениями ГК (толщина глинистой перемычки составляет от 1 до 5 м) и фиксирует завершение одного трансгрессивного цикла и начало другого (рис. 5). Песчанистость нижнего циклита Тл2 составляет 57 %, верхнего — 43 %. Подобное расхождение можно наблюдать по среднему значению пористости коллекторов 13 и 12 %, соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Авторами разработана и принята модель седиментации терригенного материала талахского горизонта в условиях пролювиально-аллювиальной равнины, эстуария, врезанной долины и приливо-отливных баров шельфа.

Установлено, что снос осадков шел с северо-запада на юго-восток, что подтверждается региональными данными. Полученные результаты фациального анализа керн позволили проследить хронологию формирования циклического строения изучаемого интервала и обоснованно разделить на два подгоризонта при пересмотре корреляции. Отмечено, что основная масса отложений в нижней части талахского горизонта — речные каналы и русла со слабым влиянием

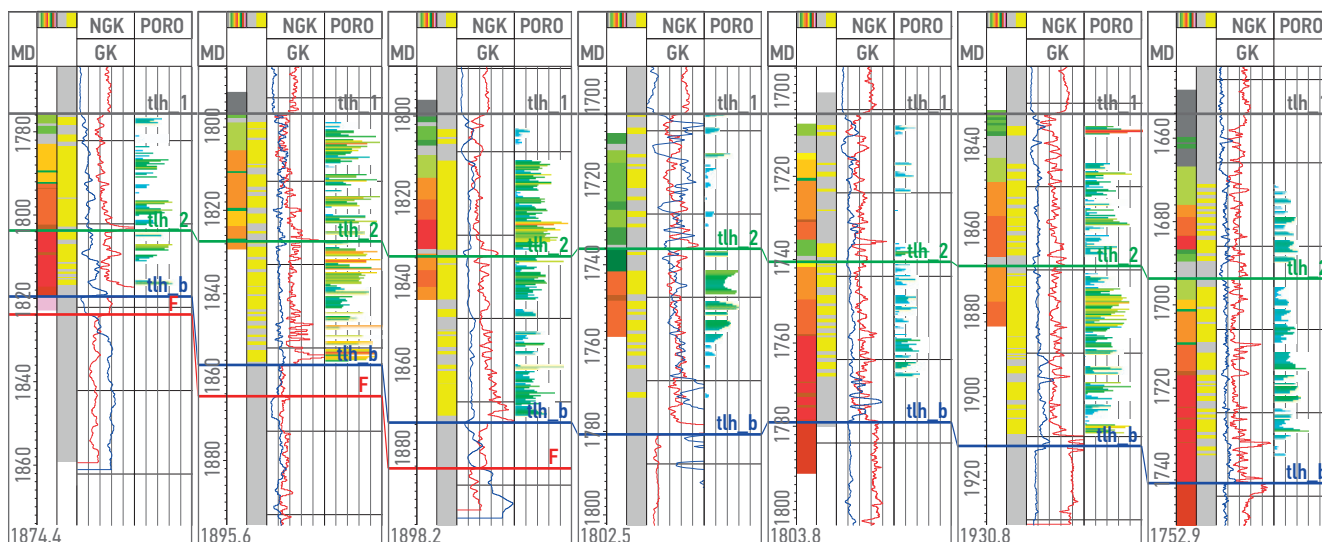


Рис. 5. Профиль корреляции через скважины с керном. Условные обозначения фаций (О.С. Генераленко, Р.Н. Гайнаншин)
Fig. 5. Cross-section of facies correlation through wells with core. Facies symbols (Olga S. Generalenko, Rustam N. Gainanshin)

приливов, верхняя часть сложена отложениями приливо-отливной дельты и русел с высоким влиянием приливов.

Для детализации площадного распространения циклитов учитывались данные керна, ГИС и 3D-сейсморазведки, качество которой на текущий момент ограничено и не позволяет решать эту проблему в полной мере. Определение геологической концепции строения талахского горизонта дало возможность в дальнейшем по-другому взглянуть на ключевые геологические неопределенности и мероприятия по их снятию, а также на перспективы данного интервала в целом. Так, например, при моделировании

литологии для каждого из подгоризонтов были сформированы собственные ГСР (геолого-статистический разрез), определены коэффициенты песчаности, ранги вариограмм и азимуты распространения коллекторов. Построение куба пористости проводилось на основе статистических значений и распределений отдельно по интервалам. Установлено, что нижний подгоризонт характеризуется большей песчаностью и пористостью. Все это в совокупности позволило улучшить прогностические свойства 3D геологической модели и уверенней проводить проектирование скважин и оценивать профиля дебитов.

Список литературы

1. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. М.: Недра. — 1981.
2. Воробьев В.С., Ченанов И.В., Клинов Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части негского свода // Геология нефти и газа. — 2017. — №3. — С. 47–60
3. Лезянн В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. — М.: ОАО «ЦГЭ», 2006. — 250 с.
4. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Чурикова И.В. и др. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений // Территория «НЕФТЕГАЗ». — 2017. — № 12. — С. 22–32.
5. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. — 2013. — № 1 (12). — С. 145–160.
6. Старосельцев К.В. Строение фундамента центральной части Сибирской платформы: авторф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук (25.00.03) / Старосельцев Кирилл Валерьевич; Объед. Ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН. — Новосибирск, 1992. — 23 с.
7. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Силаева Е.А., Чурикова И.В. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». — 2019. — № 1–2. — С. 20–41.

References

1. Antsiferov A.S. *Geology of oil and gas of the Siberian platform* / A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov et al. Moscow: Nedra, 1981. (In Russ.)
2. Vorobyov V.S., Chekanov I.V., Klinova Ya.S. A model of the distribution of terrigenous reservoirs and saline sandy-gravelly deposits within the deposits of the central part of the Nepsky swell // *Geology of Oil and Gas*, 2017, no. 3. pp. 47–60. (In Russ.)
3. Leviant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovsky V.M. *Methodological recommendations on the use of seismic data (2D, 3D) for calculating oil and gas reserves*. Moscow: JSC "CGE", 2006, 250 p. (In Russ.)
4. Polyakov E.E., Pylev E.A., Churikova I.V., et al. Productivity of Complex Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Field Depending on the Lithological and Petrophysical Properties and Geological and Technical Conditions of the Open-cut of Sediments (In Russ.). *Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]*, 2017, no. 12, pp. 22–32. (In Russ.)
5. Ryzhov A.E. Types and Properties of Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Field. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik Vestigazovoy nauki [Scientific Technical Collection Book News of Gas Science]*, 2013, no. 1, pp. 145–160. (In Russ.)
6. Staroseltsev K.V. *The structure of the foundation of the central part of the Siberian platform*: author. dis. On the job. Learned. Step. Cand. Geol. is a mineral. Sciences (25.00.03) / Kirill Valeryevich Staroseltsev; Obed. Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy SB RAS. — Novosibirsk, 1992, 23 p. (In Russ.)
7. Churikov Yu.M., Pylev E.A., Silaeva E.A., Churikova I.V. Lithofacies Zoning as a Basis for Updating the Dependencies of Reservoir Properties for Complex Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field. *Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]*, 2019, no. 1–2, pp. 20–41. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.С. Генераленко — провела описание керна, приняла участие в комплексном анализе данных скважин и в формировании седиментационной модели; разработала концепцию статьи и подготовила текст; согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.В. Зверев — участвовал в описании керна и корреляции скважин, сформировал седиментационную модель и выполнял графическое сопровождение.

В.С. Воробьев — организовал и координировал работы, подготовил вводную часть текста и участвовал в корреляции скважин; окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.А. Васильев — провел интерпретацию результатов 3D СРР с последующим атрибутивным анализом, автор текста и иллюстрации сейсмической части.

Р.Н. Гайнаншин — участвовал в описании керна, выполнил корреляцию скважин, построил 3D геологическую модель, подготовил таблицу с диагностическими признаками фаций.

Olga S. Generalenko — conducted a description of the core, took part in a comprehensive analysis of well data and in the formation of a sedimentation model; developed the concept of the article and prepared the text; agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Konstantin V. Zverev — participated in the description of the core and in the correlation of wells, formed a sedimentation model and graphical support.

Vladimir S. Vorobyov — organized and coordinated the work, prepared the introductory part of the text and participated in the correlation of wells; finally approved the published version of the article.

Mikhail A. Vasilev — interpreted 3D seismic data with subsequent attribute analysis, author of the text and illustrations of the seismic part.

Rustam N. Gaynanshin — participated in the description of the core, performed well correlation, built a 3D geological model, prepared a table with diagnostic features of facies.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ольга Сергеевна Генераленко* — эксперт,
Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 55531542600

Константин Витальевич Зверев —
ведущий эксперт по седиментологии,
Группа компаний «Газпром нефть»

Владимир Сергеевич Воробьев —
руководитель по развитию компетенций, Группа
компаний «Газпром нефть»

Михаил Андреевич Васильев — эксперт
по интерпретации данных СРР, Группа компаний
«Газпром нефть»
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Рустам Наилевич Гайнаншин — инженер
1-й категории, Новосибирский государственный
университет
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2.

Olga S. Generalenko* — Expert,
Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 55531542600

Konstantin V. Zverev — Leading expert on
sedimentology, Gazprom нефt company group

Vladimir S. Vorobyov — Head of Competence
Development, Gazprom нефt company group

Mikhail A. Vasilev — Seismic data interpretation
expert, Gazprom нефt company group
Scopus ID: 57215112088
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

Rustam N. Gaynanshin — Engineer of
1 category, Novosibirsk State University,
2 Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ НА ПОИСКОВОМ ЭТАПЕ ГЕОЛОГО- РАЗВЕДочНЫХ РАБОТ

© Коллектив авторов,
2023



В.В. Ананьев*, О.А. Захарова, И.Г. Долинский, В.Д. Гулин

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

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Одними из основных геологических неопределенностей на этапе «Поиск» являются морфология поискового объекта, наличие и площадное распространение пород-коллекторов и покрышек, фазовое насыщение пород-коллекторов. Снятие этих неопределенностей является основной задачей геолого-разведочных работ на этапе «Поиск».

Цель. Разработка методики оценки влияния электроразведки на экономическую эффективность проекта при проектировании геолого-разведочных работ. Ключевые задачи работы состоят в апробации методики на одном из активов компании «Газпром нефть». Актуальность работы состоит в снижении геологических рисков и неопределенностей на этапе «Поиск».

Материалы и методы. Комплексный подход с использованием сейсморазведочных и электроразведочных методов позволяет повысить шанс геологического успеха при проведении геолого-разведочных работ [3]. Для внедрения электроразведки в общее «дерево решений» необходимо проведение математического моделирования, по результатам которого принимается дальнейшее решение о целесообразности экономической оценки проекта с учетом применения электроразведки. В данном исследовании приведен кейс, описывающий влияние электроразведки на шанс геологического успеха по фактору Рк (вероятности наличия коллектора).

Результаты. Разработана методика оценки экономического эффекта от применения электроразведки на поисковом этапе геолого-разведочных работ путем интеграции прогнозируемых результатов в «Дерево решений» по проекту.

Заключение. Развитие данного направления видится в усовершенствовании научно-методической базы проведения моделирования электроразведочных работ и апробировании разработанной методики экономической оценки на активах «Газпром нефть».

Ключевые слова: электроразведка, зондирование становлением поля в ближней зоне, сейсмические методы, экономический эффект, value of information (оценка ценности информации), геологический успех

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Ананьев В.В., Захарова О.А., Долинский И.Г., Гулин В.Д. Методика оценки экономического эффекта от применения электроразведки на поисковом этапе геолого-разведочных работ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):131–138. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-131-138>

Статья поступила в редакцию 24.08.2023

Принята к публикации 29.09.2023

Опубликована 29.12.2023

METHODOLOGY FOR ASSESSING THE ECONOMIC EFFECT FROM THE APPLICATION OF ELECTRIC SURVEY AT THE EXPLORATION STAGE OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Victor V. Ananyev*, Oksana A. Zakharova, Igor G. Dolinskiy, Vladimir D. Gulin

Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

One of the main geological uncertainties at the search stage is the morphology of the prospects, the presence and areal distribution of reservoir rocks and seals, and phase saturation of reservoir rocks.

Aim. The main goal of the work is to develop a methodology for the influence of electrical exploration on the chance of geological success (gCoS) in the design of geological exploration. The key objectives of the work are to test the developed methodology on the licensed areas of Gazprom-neft and implement the results of the calculation into the current decision tree of the project according to the developed methodology. The relevance of the work is to reduce geological risks and uncertainties at the search stage.

Materials and methods. An integrated approach using seismic and electrical surveys allows increasing the chance of geological success in geological exploration. To implement electrical exploration into the general

decision tree, it is necessary to perform mathematical modeling. After performing the mathematical modeling a further decision is made on the feasibility of the economic evaluation of the project, taking into account electrical exploration. In this study, a case is presented that describes the impact of electrical exploration on the chance of geological success of Pk (probability of having a reservoir).

Results. Based on the results of the work, a methodology for assessing the economic effect of the use of electrical exploration at the exploratory stage of geological exploration was developed and the chance of geological success (gCoS) was increased by introducing electrical exploration into the decision tree of the project.

Conclusion. The development of this direction is seen in the improvement of the scientific and methodological base for conducting modeling of electrical exploration work and testing the developed methodology for economic assessment on additional licensed areas of Gazprom-neft PJSC.

Keywords: electric exploration, near-field time-domain electromagnetic sounding, non-seismic methods, economic effect, value of information

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

For citation: Ananyev V.V., Zakharova O.A., Dolinskiy I.G., Gulín V.D. Methodology for assessing the economic effect from the application of electric survey at the exploration stage of geological exploration. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):131–138. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-131-138>

Manuscript received 24.08.2023

Accepted 29.09.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Изучение поискового объекта при помощи сейсморазведочных работ с большой долей достоверности позволяет снять неопределенности по его морфологии. Вопросы наличия коллекторов и их фазового состава по данным сейсморазведки на поисковом этапе (в случае отсутствия скважин на участке) в лучшем случае решаются только на качественном уровне, либо, в зависимости от геологических условий и качества сейсмических материалов, не решаются совсем.

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ НА gCos УСТАНОВЛЕНО, ЧТО КЛЮЧЕВОЕ ВЛИЯНИЕ ОНИ ОКАЗЫВАЮТ НА ВЕРОЯТНОСТЬ НАЛИЧИЯ КОЛЛЕКТОРА.

Высокие неопределенности по ключевым параметрам геологической модели перед принятием решения о строительстве скважины могут привести к приостановке проекта. Связано это в первую очередь с высоким рисковым капиталом. В текущих экономических условиях затраты на строительство поисковой скважины могут составлять до 10 млрд. руб. Еще одной особенностью нефтегазовых проектов является высокая стоимость добычной инфраструктуры. Также большое значение имеет подтверждение по результатам поисково-оценочного и разведочного бурения той геологической модели, на которой сформирован бизнес-кейс. Таким образом, важно не только открытие месторождения, но и подтверждение его основных

параметров: количества и качества запасов углеводородов.

В связи с этим одной из основных задач поискового этапа при проведении геолого-разведочных работ является максимальное снижение геологических рисков и неопределенностей перед принятием управленческого решения о строительстве первой поисковой скважины.

Одним из геофизических методов, способных осуществлять прогноз пространственного распространения пород-коллекторов и их насыщения, является электроразведка. В настоящее время в компании нет принятой методики оценки эффективности электроразведки. Данная работа показывает возможный подход к оценке эффективности электроразведочных методов с точки зрения потенциального влияния результатов на gCoS (коэффициент геологического успеха), который в компании рассчитывается по пятифакторной модели.

Оценка эффективности проекта с привлечением электроразведки основана на проведении моделирования, опыта прошлых лет и является косвенной. Оценить прямой эффект от ГРП и, в частности, от электроразведки, до момента подтверждения результатов скважиной, достаточно затруднительно. Расчет эффективности от проведения электроразведочных работ выполнен на примере лицензионного участка, расположенного вблизи Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целевыми отложениями являются клиноформенные пласты неокомского комплекса (новопортовская толща). Геологический разрез представлен терригенными породами. Перспективные отложения залегают

на глубинах 2000–2500 м. В пределах участка по кровле новопортовской толщи выделяется крупное локальное поднятие размерами 13х30 км и амплитудой более 200 м.

ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ЭРР)

При оценке влияния электроразведки на прогноз типа насыщения коллекторов в целевых пластах разреза необходимо проведение математического моделирования (оценки применимости) [1]. В рамках оценки применимости был проанализирован метод ЗСБ (зондирование становлением поля в ближней зоне). Ключевым моментом при принятии решения о необходимости проведения работ и о том, будут ли полученные геофизические данные привносить дополнительную информацию для проекта, является проведение оценки применимости ЭРР при конкретных геологических условиях. Перед оценкой применимости проводится построение стартовой модели на основе среднегеометрических УЭС (удельное электрическое сопротивление) имеющихся пластов, снятых со скважинных данных.

В рамках оценки применимости выполняется анализ глубинности и чувствительности метода электроразведки к целевому пласту при различных параметрах сопротивления (УЭС коллектора различного насыщения) и толщин в программном обеспечении для планирования и интерпретации полного комплекса сейсмических методов, разработанным «Газпром нефтью». Анализ глубинности и чувствительности ЭРР метода основывается на расчете массива прямых задач от исходной модели с реализацией различных глубин, изменением эффективных толщин пласта и их насыщения. Таким образом, рассчитывается эффект от внесенных изменений в разрез через разницу полученных исходной и смоделированной кривой [2].

Для участка, описываемого в данной публикации, установлена возможность работы с текущими глубинами, при этом чувствительность метода к изменению эффективной мощности высокая (эффект от изменений выше 3 % при текущей оценке точности измерений в 1,5–2 %). Полезный сигнал записан до 8–9 секунд.

Алгоритм анализа глубинности метода ЗСБ состоит в следующем.

- 1) Расчет прямой задачи от исходной модели и с добавлением/удалением от стартовой модели дополнительных глубин (+500, +1000 м, –250 м и т.д.).

Целевой пласт расположен на абсолютной глубине –1850 м (ЦП1). По результатам расчетов построены графики зависимости ЭДС (электродвижущей силы) от времен становления.

- 2) Оценка шумовой составляющей для разделения зоны полезного сигнала и зоны помех.
- 3) Оценка глубинности метода путём оценки эффекта между кривыми становления (рис. 1).

При превышении уровня чувствительности глубинность методом ЗСБ достигается. Алгоритм моделирования чувствительности метода ЗСБ заключается в следующем.

- 1) Задаются УЭС для разных типов насыщения: вода, нефть, неколлектор.
- 2) Задаётся минимальная мощность слоя пласта для оценки, а также шаг (dh) по оценке чувствительности метода.
- 3) Задаётся стартовая модель с минимальной мощностью целевого пласта в 10 м.
- 4) Выполняется расчет прямых задач для всех возможных сценариев.
- 5) Выводится итоговый график с эффектами и матрицей чувствительности.

Анализ чувствительности по целевому пласту для разделения коллектора (вода/нефть) и неколлектора представлен на рис. 2. По результатам расчетов выявлено,

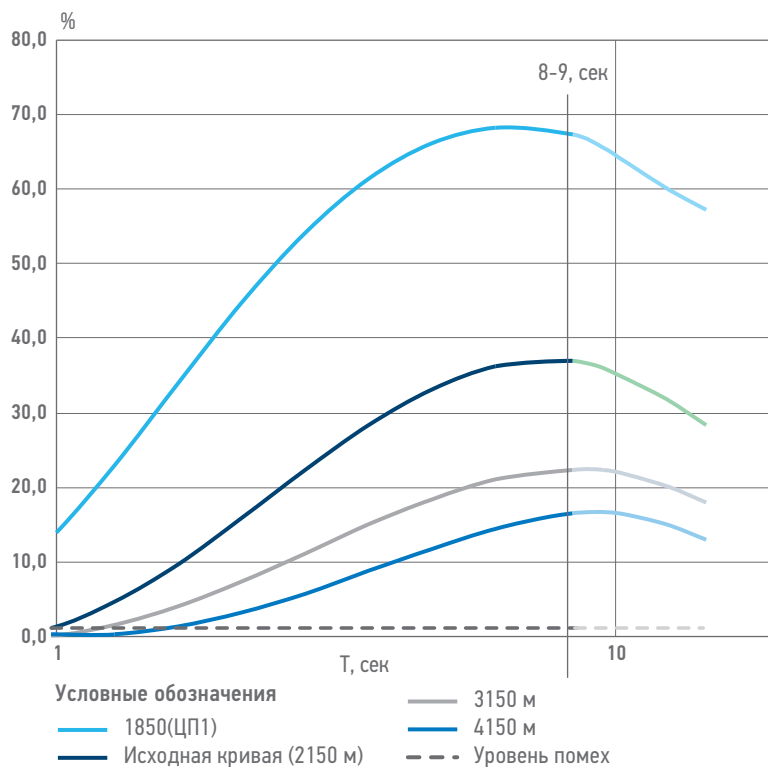


Рис. 1. Анализ эффекта между кривыми становления при различных глубинах (В.В. Ананьев)

Fig. 1. Analysis of the effect between formation curves at different depths (Victor V. Ananyev)

Таблица 1. Исходные параметры
Table 1. Initial parameters

Параметр	R _{нм}	R _м	R _л	R _к	R _с	gCoS
Вероятность	1	0,9	0,9	0,7	0,8	0,45

что чувствительность метода ЗСБ для целевого пласта при разделении коллекторов и неколлекторов составляет 20 м.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА gCoS

При стандартном подходе к оценке проектов, когда идет расчет на один средний бизнес-кейс, экономический эффект от проведения любых дополнительных исследований будет отрицательным, т.к. идет речь о дополнительных затратах.

В «Газпром нефти» оценка проектов выполняется с применением инструмента «дерево решений», когда неопределенности по геологии, которые могут привести к закрытию проекта, уменьшению/увеличению ресурсной базы, учитываются в расчете экономической эффективности.

Не углубляясь в тонкости процесса, можно акцентировать внимание на понятии gCoS, который помимо геологических предпосылок зависит и от изученности участка. Величина gCoS особенно чувствительна для шельфовых проектов по причине высокого рискованного капитала.

На основе принятых методик в компании выполнен расчет эффективности электроразведочных работ с точки зрения влияния на gCoS и VOI (value of information) ЭРР данных (исходные данные по проекту приведены в табл. 1). Планирование работ, направленных на решение задач прогноза насыщения и, как следствие, повышения вероятности геологического успеха по R_к (вероятности наличия коллектора), является важной задачей для оптимизации дальнейшей программы ГРП.

Результатом расчета является графически визуализированное «дерево решений» с рассчитанными параметрами (на узлах окончания): шанс предугадать насыщение, VOI — по сути итоговое изменение EMV (expected monetary value).

Отдельно стоит рассмотреть каждый из факторов gCoS с точки зрения влияния результатов электроразведки:

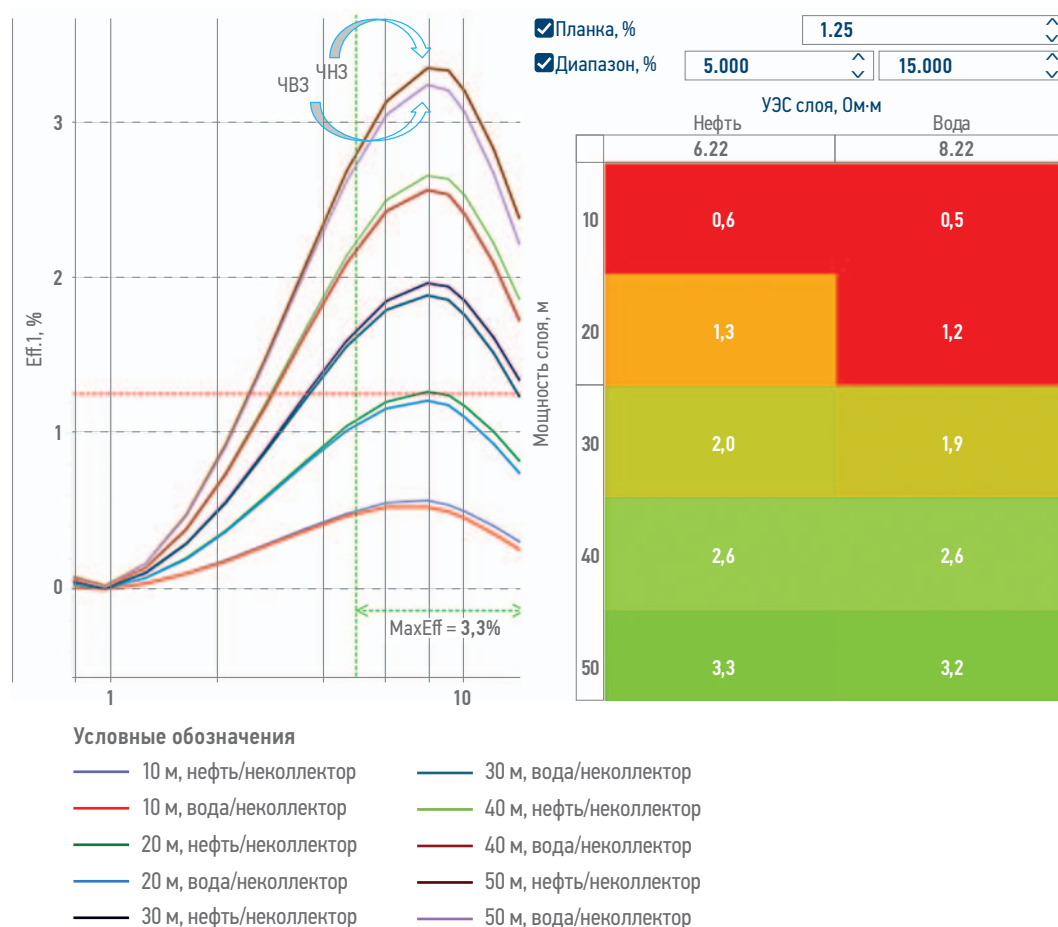


Рис. 2. Анализ чувствительности по целевому пласту (коллектор/неколлектор) (В.В. Ананьев)
Fig. 2. Target formation sensitivity analysis (reservoir/non-reservoir) (Victor V. Ananyev)

- Вероятность наличия нефтематеринской породы (P_{nm}) — влияние на вероятность определения нефтематеринской породы равно 0. Теоретически с применением ЭРР возможно оказывать влияние в виде увеличения P_{nm} по УЭС, однако ввиду наличия вариативности пород со схожим удельным электрическим сопротивлением данный прогноз может быть некорректным. Возможно, в будущем, при накоплении статистики (например, данных бурения) и увеличении чувствительности данных к изменениям данный фактор можно будет повысить.
- Вероятность миграции УВ (P_m) — влияние на вероятность определения путей миграции равно 0. На текущий момент по результатам ЭРР выявить пути миграции флюида практически невозможно, ввиду разрешающей способности и слабого контраста УЭС.
- Вероятность наличия ловушки (P_l) — влияние на вероятность определения ловушки равно 0. В интерпретации ЭРР используется структурный каркас по данным СРР и опорные данные по скважинам при построении стартовой модели для инверсии — влияние данных ЭРР минимально.
- Сохранность залежи (P_c) — влияние на вероятность определения сохранности равно 0. Теоретически с применением ЭРР возможно оказывать влияние в виде увеличения P_c на определение покрышки, однако, ввиду вариативности пород со схожими УЭС необходима статистика и увеличение чувствительности данных к изменениям для влияния на фактор (аналогично P_{nm}).
- Вероятность наличия коллектора (P_k) — влияние на вероятность определения коллектора определяется исходя из начальных условий и проведённого моделирования (на основе контраста УЭС между коллектором и неколлектором). В ходе проведения работ по оценке применимости ЭРР на активах компании был принят подход к определению фактора влияния на gCoS, с условием, что чем выше фактор влияния СРР на P_k , тем меньше фактор влияния ЭРР на P_k .

Анализируя влияние электроразведочных данных на факторы, составляющие gCoS, можно говорить о том, что ключевое влияние ЭРР оказывает на вероятность определения коллектора, на остальные параметры либо не влияет, либо влияет незначительно. Остановимся на рассмотрении P_k и его расчете:

$$f_{\text{ЭРР}}(P_k) = \text{округвверх}((1 - f_{\text{СРР}}(P_k)) \cdot 50 \%) = \text{округвверх}((1 - 0,7) \cdot 50 \%) = 0,2,$$

где $f_{\text{ЭРР}}$ — фактор влияния ЭРР на P_k ; $f_{\text{СРР}}$ — фактор влияния СРР на P_k ; округвверх — округление в большую сторону; 0,7 — фактор успеха P_k по данным СРР.

При этом рассчитанный фактор является максимальным значением, и не учитывает результаты проведенного моделирования по оценке применимости ЭРР для конкретного разреза. Для того чтобы учесть материалы, нами была предложена следующая логика.

- Если результаты моделирования не подтверждают возможность разделения коллектора/неколлектора, то соответственно влияние ЭРР отсутствует, $f_{\text{ЭРР}}(P_k) = 0$.
- Если результаты моделирования подтверждают разделение коллектора/неколлектора и разделение типа насыщения, при этом разрешающая способность электроразведки (по сути, чувствительности метода к изменению мощности слоя) меньше эффективных толщин, то влияние максимально, $f_{\text{ЭРР}}(P_k) = \max = 0,2$.
- Если результаты моделирования подтверждают разделение коллектора/неколлектора и/или разделение типа насыщения, или с разделением насыщения есть трудности (не разделяется тип насыщения, слабый контраст), в зависимости от поставленной задачи принимаем следующие значения влияния фактора $f_{\text{ЭРР}}(P_k) = f_{\text{ЭРР_max}}(P_k) \cdot 50 \% = 0,2 \cdot 0,1 = 0,1$.

По результатам анализа была заполнена

табл. 2 со скорректированными значениями параметров влияния на gCoS.

РАСЧЕТ ДЕРЕВА РЕШЕНИЙ ЭРР

В структуре дерева решений по проекту были заложены следующие сценарии проведения работ (**рис. 3, 4**).

- Ветка сейсморазведочных работ:
 - проведение сейсморазведочных работ без электроразведки, шанс успеха при подтверждении структуры 0,89, при неподтверждении структуры — 0,11;
 - проведение сейсморазведочных работ с электроразведкой, при этом шансы успеха по подтверждению структуры не изменялись.

Таблица 2. Итоговые параметры
Table 2. Final parameters

Параметр	P_{nm}	P_m	P_l	P_k	P_c	gCoS
Вероятность	1	0,9	0,9	0,8 (+0,1)	0,8	0,52

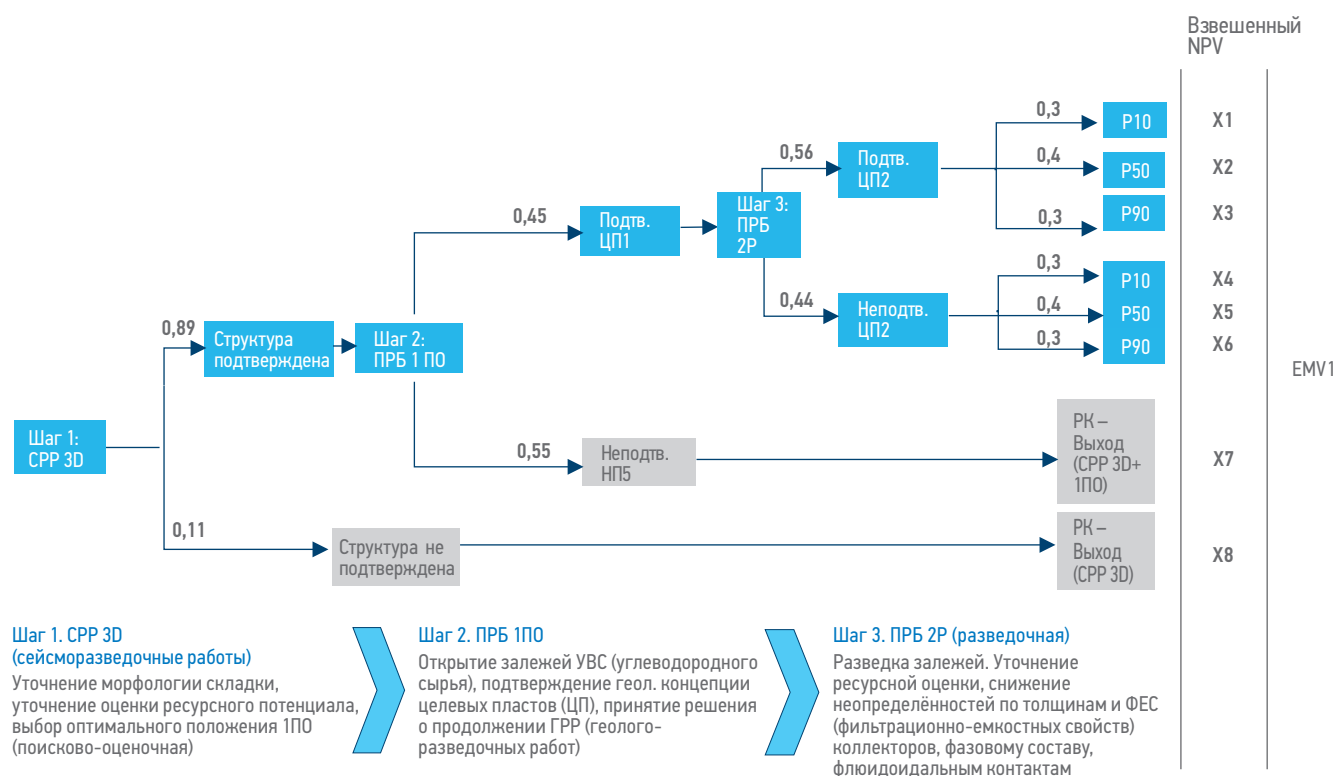


Рис. 3. Дерево решений без привлечения электроразведки (В.Д. Гулин)
Fig. 3. Decision tree excluding electrical prospecting (Vladimir D. Gulin)

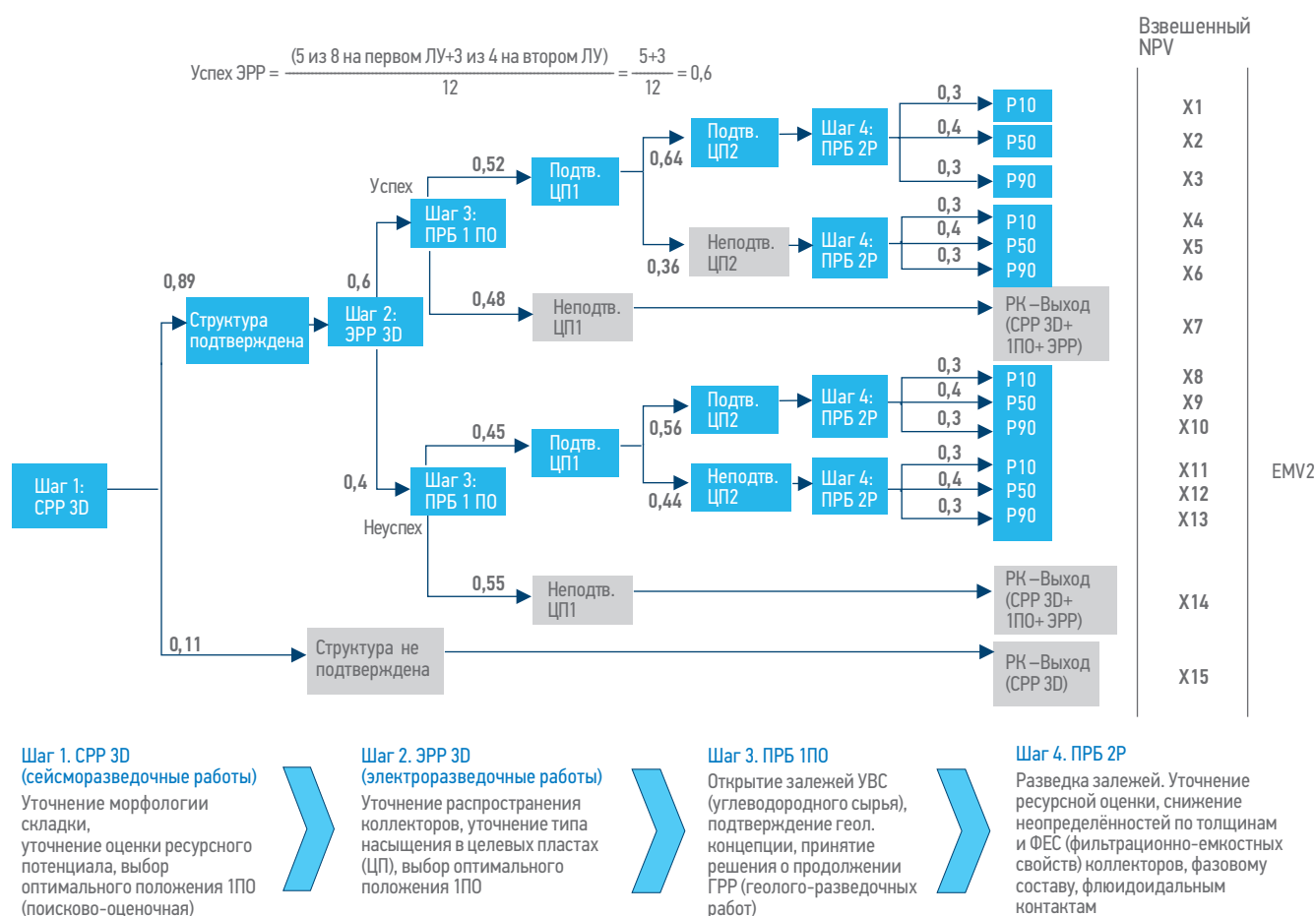


Рис. 4. Дерево решений с привлечением электроразведки (В.Д. Гулин)
Fig. 4. Decision tree including electrical prospecting (Vladimir D. Gulin)

- 2) Шанс успеха по сейсморазведке на первую группу пластов, в случае отсутствия данных ЭРР составлял 0,45, а с использованием ЭРР — 0,52. По гипотезе проекта в случае, если в первой группе пластов подтверждается коллектор, то и во второй группе пластов будет подтверждение, вероятность коллектора на вторую группу составляла 0,56 и 0,64 по СРР и ЭРР соответственно.
- 3) Геологический успех с точки зрения получения полезной геологической информации по данным электроразведки. На основе статистических данных по выполненным объемам было принято решение установить шанс «успеха ЭРР» на уровне 0,6, неуспеха — 0,4.

Следующим этапом работ, с учётом пп. 1–3, была высчитана итоговая вероятность каждого из сценариев и соответственно VOI предлагаемого решения, которое рассчитывается как $VOI_{ЭРР} = EMV_{сЭРР} - EMV_{безЭРР}$ относительно базового сценария. По результатам расчета VOI выявлен эффект от применения электроразведки в размере около 500 млн рублей. Итоговое дерево решений с привлечением электроразведки приведено на рис. 3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведена универсальная методика для оценки экономического эффекта от проведения «нестандартных» методов ГРП на примере электроразведочных работ. Методика может быть использована для оценки эффективности геохимических исследований и других геофизических методов с учетом выполнения оценки из влияния на факторы gCos. При оценке последовательно выполняются следующие действия.

- Построение исходного «Дерева решений» по проекту.
- Выполнение оценки влияния дополнительных ГРП на факторы gCos по проекту.
- Построение «дерева решений» по проекту с учетом дополнительных ГРП.
- Оценка VOI от проведения дополнительных ГРП.

Не всегда проведение дополнительных, зачастую дорогостоящих исследований, экономически обоснованно и целесообразно.

При принятии управленческого и инвестиционного решений о выполнении дополнительных ГРП, понимание экономического эффекта может служить дополнительным аргументом «за» или «против».

Список литературы

1. Ананьев В.В., Григорьев Г.С., Горелик Г.Д. Физическое моделирование баженовской свиты при комплексировании метода CSEM и сейсморазведки // E3S Web of Conferences. — 2021. <https://doi.org/266.07003.10.1051/e3sconf/202126607003>
2. Гулин В.Д. и др. Применение беспилотных авиационных систем в качестве носителя при проведении малоуглубинной электроразведки // Нефтяное хозяйство. — 2021. — 05. — С. 67–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-67-71>
3. Григорьев Г.С., Захарова О.А., Любимов Е.В., Морозов Н.В., Касьяненко А.В. Развитие несейсмических методов в периметре ПАО «Газпром нефть» // SPE Russian Petroleum Technology Conference. — 2021. <https://doi.org/10.2118/191670-18RPTC-MS>

References

1. Ananyev V.V., Grigoryev G.S., Gorelik G.D. Physical modeling of the Bazhenov formation in combination with CSEM and seismic methods. *E3S Web of Conferences*, 2021. <https://doi.org/266.07003.10.1051/e3sconf/202126607003>.
2. Gulin V.D. and others. The use of unmanned aerial systems as a carrier during shallow electrical exploration // *Oil Industry*. 2021, 05, pp. 67–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-67-71>
3. Grigoriev, G.S. & Zakharova, Oksana & Liubimov, Evgenii & Morozov, Nikita & Kasyanenko, Anton. Non-Seismic Methods Development at Gazprom Neft // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2021. <https://doi.org/10.2118/191670-18RPTC-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.В. Ананьев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил моделирование электроразведки, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

О.А. Захарова — приняла активное участие в организации и координации работ по разработке методологии экономической оценки от применения электроразведки, окончательно утвердила публикуемую версию статьи.

И.Г. Долинский — разработал концепцию статьи, оказал экспертную поддержку в области геологии, сформировал бизнес-кейс, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Victor V. Ananov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, performed the modeling of the electric survey, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Oksana A. Zakharova — took an active part in organization and coordination of works for preparing methodology of economical assessment from electric survey, finally approved the published version of the article.

Igor G. Dolinskiy — developed the concept of the article, provided expert support in geology, performed the business case, finally approved the published version of the article.

В.Д. Гулин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил разработку методологии экономической оценки от применения электроразведки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Vladimir D. Gulin — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed the methodology of economical assessment from electric survey, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Виктор Викторович Ананьев* — главный специалист Центра Регионального и Сейсмического моделирования, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Victor V. Ananev* — Head specialist, Center for Regional and Seismic Modeling, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Оксана Александровна Захарова — руководитель Центра Регионального и Сейсмического моделирования, Группа компаний «Газпром нефть»

Oksana A. Zakharova — Head of Center for Regional and Seismic Modeling, Gazprom нефt company group

Игорь Геннадьевич Долинский — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель направления по геологическому сопровождению проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Igor G. Dolinskiy — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Manager, Gazprom нефt company group

Владимир Дмитриевич Гулин — руководитель направления по разведочной геофизике, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladimir D. Gulin — Manager, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДЫ ВЫБОРА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО НАБОРА РЕАЛИЗАЦИЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (НА ПРИМЕРЕ КРУПНОГО МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

© О.А. Попова,
А.С. Сидубаев, 2023



О.А. Попова*, А.С. Сидубаев

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

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. В текущей практике нефтегазовых компаний принятие инвестиционных решений основано на показателях, которые базируются на вероятностных геологических расчетах. Технические ограничения вызывают необходимость дискретизации пространства неопределенностей с помощью отдельных представительных сценариев. Этот этап работ оказывает значимое влияние на оценку экономики проектов.

Цель данной работы заключается в формализации накопленного опыта по вопросу выбора репрезентативных реализаций вероятностной геологической модели, используемых для дальнейших прогнозов профилей добычи и экономических показателей.

Материалы и методы. В рамках работы на основе литературных данных и проектов, выполненных в «Газпром нефти», сформулированы основные этапы выбора сценариев вероятностной геологической модели, сложности, возникающие на каждом из них, и способы их преодоления. Продемонстрирован пример выбора моделей на реальных данных — крупном многопластовом месторождении. Вероятностная геологическая модель и подбор представительных сценариев осуществлялся с целью планирования опытно-промышленных работ. Объект позволил проиллюстрировать типовые вопросы, возникающие при решении задачи поиска репрезентативных реализаций.

Результаты. Сформулированы основные проблемы подбора представительных реализаций: неустойчивое распределение запасов, полученное в результате вероятностного моделирования; необходимость учета ключевых альтернатив при выборе достаточного количества сценариев; неоднозначность работы с распределениями по составным проектам (многопластовым месторождениям, с блоковым строением и т.п.); потребность в описании пространства неопределенностей по значимым для прогноза добычи параметрам с помощью ограниченного набора моделей как на интегральном, так и на локальном уровне. Предложены возможные варианты решения этих вопросов, в том числе показан пример реального объекта.

Заключение. Проведенный анализ резюмирует опыт решения задачи выбора представительных реализаций вероятностной модели, доступный на сегодня. Дальнейшее развитие инструментов моделирования и вычислительных мощностей могут существенно повлиять на данный вопрос.

Ключевые слова: вероятностная геологическая модель, выбор представительных реализаций, сценарии P10, P50, P90, ошибки вероятностного геологического моделирования

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Попова О.А., Сидубаев А.С. Проблемы и методы выбора представительного набора реализаций вероятностной геологической модели (на примере крупного многопластового месторождения). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):139–147. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-139-147>

Статья поступила в редакцию 27.06.2023

Принята к публикации 04.09.2023

Опубликована 29.12.2023

PROBLEMS AND METHODS FOR SELECTION OF A REPRESENTATIVE REALIZATIONS SET OF A PROBABILISTIC GEOLOGICAL MODEL (ON THE EXAMPLE OF A LARGE MULTIHORIZON FIELD)

Oksana A. Popova*, Aleksandr S. Sidubaev

Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

In modern practice of oil and gas companies investment decisions are dependent on indicators based on probabilistic geological calculations. Technical limitations make it necessary to discretize the space of uncertainties using few representative scenarios. This stage of work has a significant impact on the assessment of project economics.

The aim of this work is to formalize the experience on the selection of representative cases of a probabilistic geological model used for further production and economics forecasts.

Materials and methods. As part of the work, based on published works and projects carried out at Gazprom-neft LLC, the main steps of choosing scenarios of a probabilistic geological model, the difficulties that arise in each of them, and ways to overcome them are formulated. A case study of selecting models for a large multihorizon field is shown. The probabilistic geological model and the selection of representative scenarios were carried out in order to plan pilot works on it. This object allowed illustrating typical questions that arise when solving the problem of finding representative realizations.

Results. The main problems of selection of representative realizations are formulated. They include unstable distribution of in-place volumes obtained as a result of probabilistic modeling; the need to take into account key alternatives when choosing a sufficient number of scenarios; ambiguity of work with distributions for complex projects (multilayer fields, with a block structure, etc.); the need to describe the space of uncertainties in terms of parameters significant for the production forecast using a limited set of models both at the integral level and at the local one. Possible solutions to these issues are proposed, as well as example based on a real object.

Conclusion. The analysis carried out summarizes the experience of solving the problem of choosing representative realizations of a probabilistic geomodel. Further development of modeling tools and computing power can significantly affect this issue.

Keywords: probabilistic geological model, choice of representative realizations, P10, P50, P90 scenarios, probabilistic geological modeling errors

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

For citation: Popova O.A., Sidubaev A.S. Problems and methods for selection of a representative realizations set of a probabilistic geological model (on the example of a large multihorizon field). PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):139–147. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-139-147>

Manuscript received 27.06.2023

Accepted 04.09.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

За последние десятилетия вероятностные модели стали широко распространены практикой нефтегазовых компаний. Огромное количество публикаций посвящено этой теме, однако геологи зачастую сталкиваются со схожими проблемами, варианты решения которых не описаны в опубликованных источниках. Так, из раза в раз становятся предметом обсуждения подходы к выбору репрезентативных реализаций или сценариев (в контексте данной работы стоит рассматривать как синонимы), ведь чаще всего в дальнейших расчетах используется не весь набор кейсов, сгенерированных на этапе вероятностного моделирования, а модели под отдельные точечные оценки, например P10, P50, P90. Их выбор, наравне с самой вероятностной оценкой геологии, является одним из ключевых этапов для обеспечения адекватности дальнейшего расчета, отображения диапазона неопределенностей по ключевым параметрам и максимально полного описания спектра возможных исходов. В противном случае возможны искаженные результаты при оценке профилей добычи и экономики проекта. Кроме того, этот этап может быть использован для манипуляций по увеличению или снижению его инвестиционной привлекательности при одних и тех же вводных. По мнению авторов книги «Практические советы по 3D-геологическому моделированию» [1], выбор некорректного набора реализаций P10, P50, P90 является

одной из типичных ошибок вероятностного геологического моделирования. В данной работе более детально освещен накопленный опыт по данному направлению, конкретизирована последовательность действий при выборе реализаций, спорные вопросы и идеи по их разрешению проиллюстрированы на примере крупного многопластового месторождения. Для формирования единого терминологического аппарата в первой части статьи рассматривается понятие вероятностной геологической модели и основные принципы ее создания, далее статья построена по принципу: описание проблемы, возможные варианты решения, пример на основе реального объекта.

КОНЦЕПЦИЯ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В нынешней практике нефтегазовых компаний вероятностная геологическая модель иллюстрирует все неизвестные характеристики геологического объекта и отражает все возможные варианты его строения. Создание такой модели в первую очередь нацелено на отображение спектра и диапазона неопределенных параметров для планирования работ по проекту и оценки рискованности мероприятий с учетом множества неизвестных. Вероятностный подход, который лежит в основе моделирования в рассматриваемом случае, предполагает изучение и описание всех неопределенных параметров

с помощью непрерывных или дискретных распределений (функций плотности вероятностей) значений.

Основные принципы вероятностного геологического моделирования можно сформулировать следующим образом:

- *Геологическая обоснованность.* Вероятностное моделирование так же, как и традиционное детерминированное, невозможно без глубокого анализа исходной геологической информации и интеграции всех доступных данных. Первым шагом любой геологической оценки должны быть верификация и комплексирование информации для создания согласованной концепции образования месторождения углеводородов — о процессах осадконакопления и их последующих преобразованиях в диа- и катагенезе, генерации нефти и газа, их миграции, аккумуляции и сохранении в ловушках.
- *Анализ полного спектра неопределенностей.* Вероятностная модель учитывает все имеющиеся неопределенности геологического строения исследуемого объекта, в том числе альтернативные концепции и параметры, диапазоны которых сложно поддаются оценке [2]. Исключение каких-либо неоднозначных характеристик из вероятностного моделирования возможно только после проведения анализа и подтверждения отсутствия их влияния на дальнейшие этапы расчетов ресурсной базы, профилей добычи и экономических показателей проекта.
- *Рациональная оценка неопределенностей.* Каждый неопределенный параметр охарактеризован распределением (диапазон и функция плотности вероятностей), обоснованным с использованием фактических данных по целевому объекту и данных по объектам-аналогам с учетом степени изученности. Учтены все корреляции между зависимыми параметрами и объектами так, что отсутствуют нереалистичные с точки зрения геологии реализации.

Соблюдение вышеизложенных принципов позволяет получить обоснованный вероятностный расчет ресурсной базы проекта, который может быть использован для прогноза ожидаемой стоимостной оценки (EMV) проекта. Для этой цели в большинстве случаев необходимо охарактеризовать распределение запасов/ресурсов набором представительных геологических моделей.

Последовательность выбора репрезентативных реализаций можно описать следующим образом: получение распределения запасов, анализ альтернативных сценариев и их влияния на прогноз добычи, выбор

точечных оценок запасов из распределения и сбор конкретных реализаций под нужные значения запасов. Рассмотрим основные сложности, возникающие на каждом из этих этапов.

ВЫБОР ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ЭТАПОМ ДЛЯ АДЕКВАТНОГО ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВ ПРОЕКТА.

УСТОЙЧИВОСТЬ ИТОГОВОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ

Для получения адекватной оценки диапазона неопределенности и обеспечения представительности последующего выбора реализаций в первую очередь необходимо иметь устойчивое распределение, т.е. распределение, которое обеспечит стабильный результат оценки с учетом заданного уровня точности при повторном проведении расчета со случайным порядком формирования выборок неизвестных параметров. Очень часто из-за сжатых сроков проектов вероятностный расчет выполняется на ограниченном количестве реализаций, что приводит к неустойчивому результату. Этот вопрос особенно актуален для 3D вероятностных моделей, требующих длительного расчетного времени. Как правило, чем шире диапазон неопределенности, тем больше реализаций нужно для получения стабильного распределения (рис. 1). Малая выборка реализаций может приводить к зауженным и смещенным точечным оценкам.

Очевидным решением данной проблемы является увеличение количества реализаций вероятностной модели. При этом сокращение временных затрат для получения устойчивого распределения геологических запасов может быть достигнуто различными способами: оптимизацией операций внутри расчетного цикла, укрупнением сетки модели по латерали и вертикали (в том числе при расчете карт может быть использована разряженная сетка), заменой некоторых этапов расчета упрощенными 1D- и 2D-моделями, использованием латинского гиперкуба при формировании выборок неопределенных параметров [1], формированием дополнительных подциклов в расчете (например, если структурная модель оказывает слабое влияние на диапазон неопределенности, но занимает длительное время при обновлении в конкретном проекте, ее перестроение можно производить не для каждой реализации) и др.

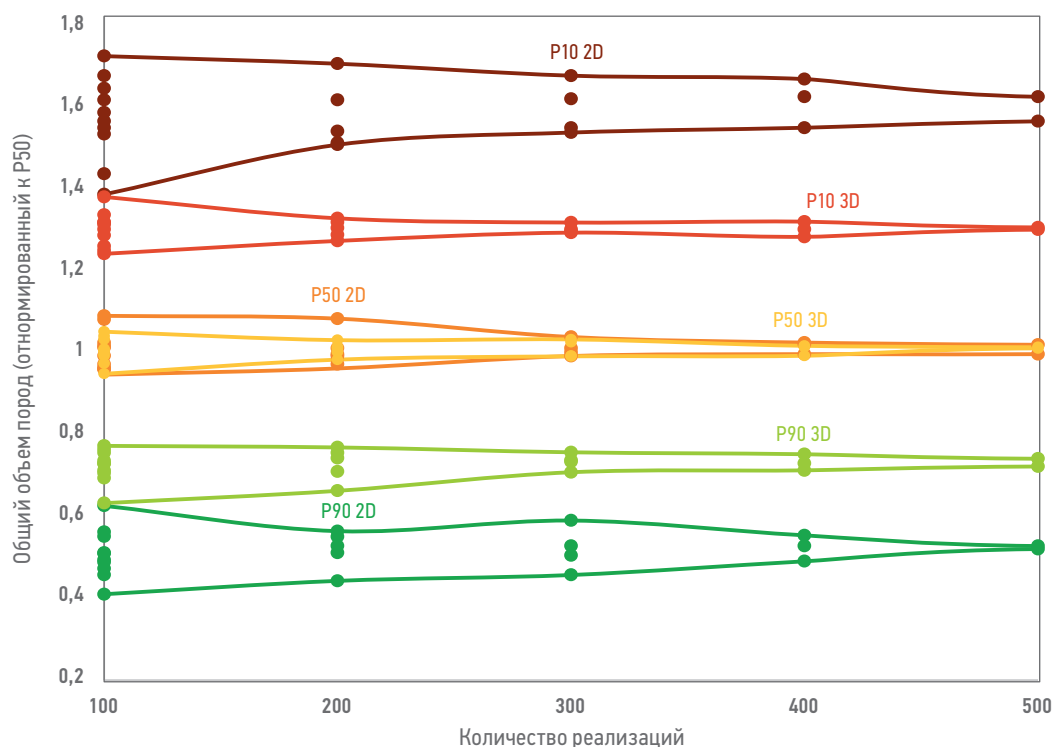


Рис. 1. Сравнение оценки диапазона неопределенности общего объема пород залежи в условиях 2D- и 3D-сейстики при неизменном подсчетном уровне. Точность структурных построений по 2D-сейстике ниже, чем по 3D (О.А. Попова).

Fig. 1. Comparison of the estimation of the uncertainty range of bulk volume for an accumulation studied with 2D and 3D seismic at a constant fluid contact. 2D seismic structural prognosis is less accurate than 3D one (prepared by Oksana A. Popova)

Рассмотрим в качестве примера крупное многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение N, расположенное в северной части Западной Сибири. Рамки проекта охватывают 15 продуктивных пластов, составляющих 6 объектов разработки, некоторые из которых разделены в разрезе мощными непродуктивными толщами. В зависимости от глубины залегания целевые пласты вскрыты 20–51 скважиной. Моделирование всего разреза целиком занимает длительное время и не представляется целесообразным, моделирование каждого пласта в отдельности не позволяет учесть возможные взаимосвязи в структурной модели и присущих ей неопределенностях. В рамках работы весь интервал разреза разделен на три модели, вероятностный расчет в которых производится независимо. При формировании выборок использован метод «латинский гиперкуб» для каждого параметра в отдельности. Для оптимизации наиболее крупных интервалов разреза, в которых расчет одной реализации на исходной сетке мог превышать 15 минут, произведено укрупнение сетки по латерали до 300×300 м при вероятностном расчете (при этом сценарии геологической модели, используемые в гидродинамических расчетах, восстановлены в сетке 200×200 м).

Карты, используемые при моделировании регионов контактов, трендов для фаций, литологии и пористости, также смоделированы в разреженной сетке. Эти шаги позволили обеспечить приемлемое время расчета вероятностной модели, для одной итерации наиболее крупного интервала разреза оно составило 7 минут. Анализ точечных оценок P10, P50, P90 показал, что в данном случае устойчивый результат достигается при 300 реализациях модели.

КОЛИЧЕСТВО ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Когда речь идет о выборе сценариев для гидродинамических расчетов, традиционно предполагают, что использование трех моделей с запасами P10, P50, P90 из вероятностной оценки достаточно, чтобы отобразить риски в прогнозе добычи и спланировать программу доизучения объекта. Однако чем меньше изученность и сложнее строение геологического объекта, тем больше неопределенностей необходимо учитывать при его анализе. Неизвестными могут быть не только конкретные значения подсчетных

параметров, но и концептуальные предпосылки — тип флюида (нефть, свободный газ или оба флюида), тип залежи, природа экранов, условия седиментации и т.д., причем некоторые из них (например, проводимость разломов, связанность объектов, анизотропия проницаемости и др.) могут не оказывать значимого влияния на объем геологических запасов, но являться критичными для экономики проекта.

В таких случаях важно оценить, какую ценность принесет проверка и подтверждение гипотез о геологическом строении объекта. При наличии неопределенностей подобного плана может быть необходимо создать дерево сценариев, иллюстрирующее ключевые развилки, для каждой из которых нужны будут собственные репрезентативные модели. Как правило, наличие концептуальных альтернатив характерно для ранних этапов проектов. Если проект охватывает большое количество перспективных или продуктивных объектов и/или альтернатив, то задача подбора сценариев для каждой из веток дерева может требовать больших трудозатрат, поэтому целесообразно производить предварительный отсев сценариев по критериям MCFS (minimum commercial field size — минимальные коммерческие запасы, или минимально рентабельные толщины) и MEFS (minimum economic field size — минимальные рентабельные запасы, или рентабельные толщины с учётом поисково-разведочного бурения) [3].

На анализируемом в данной работе месторождении N ввиду относительно высокой разбуренности было принято решение остановиться на трех сценариях геологической модели. Введенные в эксплуатацию месторождения-аналоги подтверждают основные концептуальные предпосылки в области геологии изучаемых объектов. Выбранные модели легли в основу расширенной матрицы сценариев, объединяющей неопределенности геологии и разработки.

ОТЛИЧИЕ В АРИФМЕТИЧЕСКОЙ И ВЕРОЯТНОСТНОЙ СУММЕ ТОЧЕЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ДЛЯ СЛОЖНЫХ/СОСТАВНЫХ ПРОЕКТОВ

Опирируя характеристическими оценками запасов P10, P50, P90 в проектах, представленных множеством продуктивных или перспективных объектов, зачастую возникает путаница в том, о каких именно значениях идет речь. При наличии большого числа ловушек или залежей арифметическая сумма

точечных оценок по каждой из них в общем случае далека от интегральной оценки проекта ввиду независимости многих неопределенных параметров разных объектов. Другими словами, оценка P10, например, целиком по проекту могла бы равняться сумме оценок P10 по каждому из объектов только в случае единичной корреляции между запасами по всем объектам, что нереалистично. Арифметическая сумма характеристических оценок P10 (P90) по объектам может быть как больше, так и меньше интегральной оценки запасов P10 (P90) в зависимости от типа корреляции между параметрами и объектами [4].

Согласно рекомендациям PRMS 2011 года предлагается использовать вероятностное суммирование в рамках месторождения или проекта [5], так как арифметическое суммирование часто приводит к слишком заниженной оценке пессимистичного сценария и завышенной оценке оптимистичного. Это разумно в случае соответствия модели основным принципам вероятностного геологического моделирования, приведенным выше, т.е. при адекватной оценке всех неопределенных параметров и верном учете корреляций при моделировании и вероятностном суммировании. При этом оно может производиться как на этапе сбора профиля добычи (реализации для запасов P10, P50, P90 по каждой залежи¹), так и на этапе геологии (реализации для запасов P10, P50, P90 целиком по проекту¹) в зависимости от ряда условий, таких как дальнейшая последовательность расчетов, возможность учета зависимостей между объектами на последующих этапах, порядок ввода объектов и т.п. В том и другом случае набор реализаций будет отличаться. Причем в случае вероятностного суммирования на этапе геологии задача подбора реализаций может быть решена различными способами, например, подобрав единый перцентиль по всем объектам, который обеспечит нужную сумму, или комбинируя разные точечные оценки объектов, к примеру, P10 (P90) по ключевым объектам с P50 по второстепенным. При этом нужно понимать, что дальнейшие шаги будут чувствительны к этому решению, ведь объекты вводятся в разработку не одновременно, а в случае с ресурсами размер и количество объектов в отобранных реализациях существенно влияют на профиль и экономику проекта, поэтому при принятии решения необходимо учитывать не только геологические факторы. Так, для анализируемого в данной работе месторождения N необходимо было создать интегрированную модель для всего

¹ При отсутствии концептуальных альтернатив.

продуктивного интервала разреза, которая ограничивала возможность вероятностного суммирования на этапе сбора профиля. Здесь были рассмотрены следующие альтернативы подбора сценариев по пластам для дальнейшего расчета профилей:

1. использование оценок P10/P90 в пластах с наиболее широким диапазоном неопределенности в запасах;
2. использование оценок P10/P90 в ключевых пластах на месторождении, которые относятся к разным объектам разработки и вводятся поочередно;
3. использование оценок P35/P65 по каждому пласту, которые при арифметическом суммировании дают целевые значения запасов. Здесь было важно учесть весь цикл дальнейших расчетов и влияние выбранных кейсов на экономику в итоге. Например, если распределить неопределенности по пластам, которые вводятся в последнюю очередь, влияние на экономические показатели проекта будет минимальным за счет сроков ввода в эксплуатацию и эффекта дисконтирования. С учетом имеющихся вводных данных на момент оценки в этом случае было принято решение распределить неопределенности между ключевыми пластами месторождения.

ВЫБОР КОНКРЕТНЫХ РЕПРЕЗЕНТАТИВНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ МОДЕЛИ — ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Одно и то же значение геологических запасов углеводородов может быть получено путем комбинации различных исходных параметров, что существенно осложняет задачу подбора представительных вариантов модели под определенные ранее оценки P10, P50, P90. Как правило, каждая реализация вероятностной модели является условно равновероятной, поэтому нельзя рассматривать эту задачу как подбор наиболее характерных или наиболее вероятных сценариев. При проведении расчетов профилей добычи на нескольких отдельных реализациях геологической модели параметры каждой из них могут оказать значимое влияние на результат, что требует особой осторожности в выборе сценариев. Кроме того, этот этап может оказать манипулятивное влияние на оценку потенциала проекта. Так, один и тот же объем запасов может быть получен с маленькой площадью и большой углеводородонасыщенной толщиной и наоборот (рис. 2). Выбрав для каждой из моделей оптимистичную комбинацию этих параметров, иногда можно существенно уменьшить

количество скважин проектного фонда, что напрямую повлияет на экономическую привлекательность проекта. Кроме того, некоторые параметры могут оказывать противоположный эффект на объем геологических запасов и показатели разработки. А в случае наличия истории разработки не всегда удастся ее воспроизвести на сценариях с оптимистичными и пессимистичными оценками геологических запасов.

Принимая во внимание существенное влияние на результат оценки проекта, выбор представительных реализаций должен обеспечивать максимально полное описание пространства неопределенностей по ключевым параметрам, влияющим на профиль добычи. Для подбора и оценки охарактеризованности диапазона неопределенности наиболее значимых параметров могут быть использованы различные подходы: метод «цветовой кодировки», комбинация параметров с равными персентильями [1], кросс-плоты по основным параметрам (рис. 2) и т.д. Для исключения реализаций, на которых невозможно воспроизвести историю разработки, предлагается использование алгоритмов автоматической адаптации, управляемой геологическими неопределенностями [6].

Ключевыми параметрами при подборе представительных реализаций геологической модели для месторождения N являются эффективные газонасыщенные толщины и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов. В модели эти величины определялись следующим набором переменных: долей фаций русловых отложений, пропорциями палеопесчаника и плотных разностей по фациям, положением газовой контактной поверхности (ГВК), средним значением коэффициента пористости, ошибкой прогноза остаточной водонасыщенности по данным пористости. Кроме того, принималась во внимание латеральная изменчивость коллекторов, которая зависела от рангов вариограмм по горизонтали, но не влияла на объем геологических запасов в модели, и, по ожиданиям в модели P90, должна была быть выше, чем в модели P50 и P10 соответственно. Смоделированный ранее набор из 300 реализаций не позволил выбрать кейсы, удовлетворяющие всем условиям, поэтому они были воссозданы с учетом описанных выше требований. Для каждого из сценариев P10, P50, P90 были определены диапазоны допустимых значений значимых переменных, например, в варианте P10 ГВК должен был принимать более низкие значения, а пористость — более высокие, чем в P50, и т.п. Затем для каждого из сценариев были сгенерированы по 20–30 реализаций, из которых

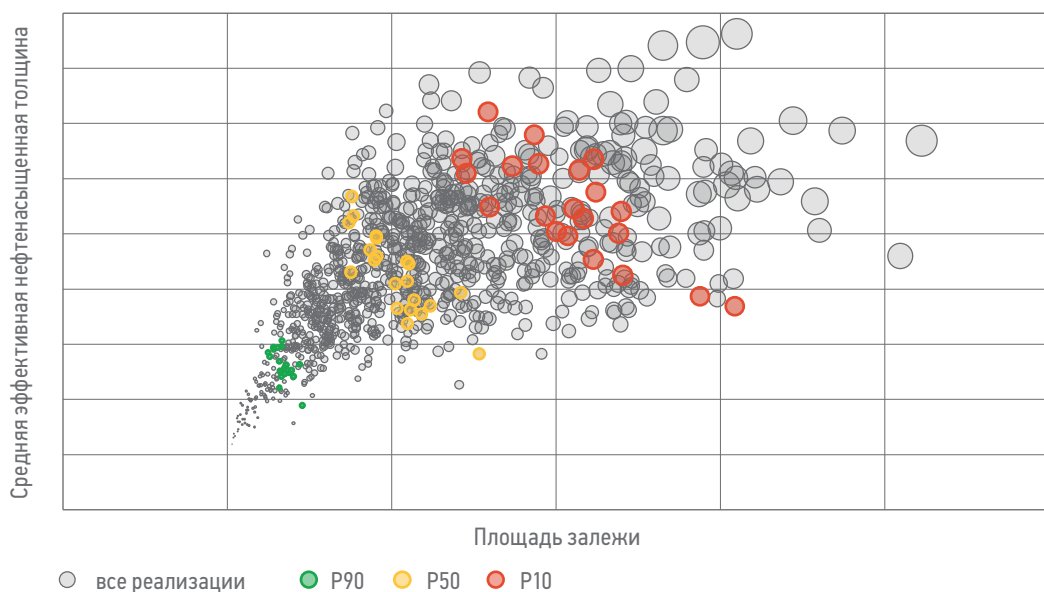


Рис. 2. Диаграмма, отображающая параметры и результаты вероятностной оценки запасов. Площадь круга пропорциональна объему запасов нефти (О.А. Попова)

Fig. 2. A cross-plot showing the parameters and results of a probabilistic oil-in-place assessment. The area of the circle is proportional to the volume of oi-in-place (prepared by Oksana A. Popova)

выбран итоговой набор сценариев, соответствующих целевым значениям запасов. Такой подход позволил обеспечить отличие между реализациями P10 и P90 по всем необходимым для решения поставленной задачи величинам.

ВЫБОР КОНКРЕТНЫХ РЕПРЕЗЕНТАТИВНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ МОДЕЛИ — ЛОКАЛЬНАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ

Еще одной сложностью, с которой сталкиваются геологи при выборе представительных реализаций, является локальная изменчивость ключевых параметров. Например, кейс, выбранный для запасов P10, может иметь эффективную насыщенную толщину в среднем больше, чем кейс для P50, но при детальном рассмотрении может оказаться, что скважины первоочередных кустов в первом случае попадают в меньшие толщины, чем во втором. Или, например, алгоритм, выбранный при создании модели, не позволяет контролировать напрямую размеры геологических тел, представляющих собой изолированные линзы с различным характером насыщения, и при большом объеме линз в пласте, что обеспечивает более высокие геологические запасы углеводородов, размеры многих

тел получаются критически маленькими, что имеет противоположный эффект на профиль добычи. Все это приводит к искажению экономических расчетов.

Для обеспечения возможности подбора предсказуемых репрезентативных сценариев необходимо принимать во внимание эту задачу в начале создания вероятностной модели, а именно при выборе подходов и настройке процессов моделирования. При этом подбор реализаций должен производиться не только на основе интегральных параметров модели, но и с учетом локальной изменчивости модели, в особенности в районах первоочередного эксплуатационного бурения.

Закономерность изменения эффективных насыщенных толщин и ФЕС между сценариями P10, P50, P90 в области расположения первых кустов анализировалась и при подборе реализаций для месторождения N. Помимо управления средними параметрами при сборе кейсов, о чем подробно было рассказано выше, для лучшего контроля результата был изменен метод моделирования трендов на kriging (не использовался в вероятностном моделировании ввиду сужения диапазона прогнозных значений). Это позволило обеспечить логичность изменения параметров между сценариями не только на интегральном, но и на локальном уровне (**рис. 3**).

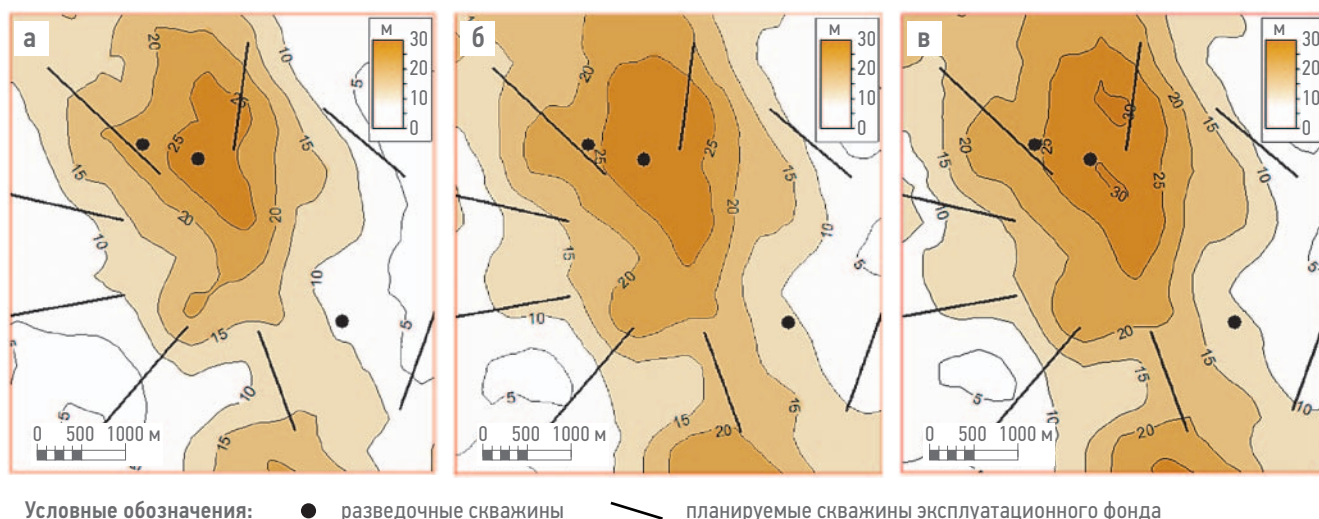


Рис. 3. Карты эффективных насыщенных толщин в районе одной из первоочередных кустовых площадок по сценариям Р90 (а), Р50 (б) и Р10 (в) (О.А. Попова)
Fig. 3. Net pay maps in the area of one prior well pad in P90 (a), P50 (б) and P10 (в) scenarios (prepared by Oksana A. Popova)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Практика вероятностного моделирования, ставшая распространенной в настоящее время, открыла возможности для количественного учета ключевых рисков в части геологического строения месторождений нефти и газа, однако для принятия решений по их разведке и эксплуатации требуется создание прогнозов профилей добычи и выполнение экономических расчетов, с которыми также связано множество неопределенностей. На текущем этапе развития вычислительных мощностей и алгоритмов использование в этом процессе всех реализаций геологической модели возможно лишь в отдельных случаях — на простых объектах или в упрощенном варианте.

Для большинства проектов важно не только создать адекватную и полезную вероятностную геологическую модель, но и корректно распорядиться ее результатами и подготовить представительные сценарии для дальнейших расчетов. Дискретизация пространства неопределенностей геологического строения является важным этапом оценки, так как может оказать существенное влияние на прогноз экономических показателей проекта. Как и в процессе создания любой модели, здесь нет финальной истины, простых и дешевых способов проверки «идеальности» решения, поэтому данные подходы стоит рассматривать как накопленный в данный момент опыт, который нуждается в дальнейшем усовершенствовании.

Список литературы

1. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н., Журавлева Е.В., Кайгородов С.В., Логвиненко Н.В., Мещерякова А.С., Митяев М.Ю., Мостовой П.Я., Попова О.А., Сидубаев А.С., Фаизов Р.З., Шатилов А.В. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. — Изд. 2-е, перераб. и доп. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. — 424 с.
2. Горбовская О.А. Вероятностная оценка геологических неопределенностей: выученные уроки // SPE 189015, Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка, Баку, Азербайджан. — 2017. <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/17CTCE/2-17CTCE/D023S007R003/240938>
3. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисводческими проектами. М.–Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. — 304 с.
4. Попова О.А. Влияние корреляций на результаты вероятностного геологического моделирования // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2020. — Т.15. — №3. — С. 13. https://www.ngtp.ru/upload/iblock/a04/27_2020.pdf
5. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System // Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), 2011. — 222 с.
6. Матвеев И., Шишаев Г., Еремян Г., Демьянов В., Попова О., Кайгородов С., Белозеров Б., Ужесова Ю., Конашонкин Д., Корovin М. Геологически обоснованная автоматическая адаптация гидродинамических моделей // SPE 196881, Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, Россия. — 2019. <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/1-19RPTC/D013S001R004/219147>

References

1. Belozеров B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N., Zhuravleva E.V., Kaygorodov S.V., Logvinenko N.V., Meshcheryakova A.S., Mityaev M.Yu., Mostovoy P.Ya., Popova O.A., Sidubaev A.S., Faizov R.Z., Shatilov A.V. *Prakticheskie sovety po 3D-geologicheskomu modelirovaniyu* [Practical Tips on 3D Geological Modelling]. 2nd edition, Moscow–Izhevsk, Institute of computer studies, 2018, 424 p.). (In Russ.)

2. Gorbovskaia O.A. *Probabilistic Geological Uncertainties Assessment: Lessons Learned*. SPE 189015, Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, 2017. (In Russ.) Available at: <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/17CTCE/2-17CTCE/D023S007R003/240938> (accessed 05.04.2023).
3. Rose P.R. *Analiz riskov i upravlenie neftegaspiskovymi proektami* [Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures]. Moscow-Izhevsk, Institute of computer studies, 2011, 304 p.). (In Russ.)
4. Popova O.A. Influence of Correlations on Results of Probabilistic Geological Modelling. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology — Theoretical and Applied Studies]. 2020, part 15, no. 3. (In Russ.) Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/a04/27_2020.pdf (accessed 05.04.2023).
5. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), 2011, 222 p.
6. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Demyanov V., Popova O., Kaygorodov S., Belozarov B., Uzhegova Iu., Konoshonkin D., Korovin M. Geology Driven History Matching. SPE 196881, Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 2019. (In Russ.) Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/1-19RPTC/D013S001R004/219147> (accessed 05.04.2023).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.А. Попова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Сидубаев — участвовал в разработке концепции статьи.

Oksana A. Popova — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of work.

Aleksandr S. Sidubaev — participated in the development of the article concept.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Оксана Анатольевна Попова* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9059-4636>
Scopus Author ID: 57205444414

Oksana A. Popova* — Expert,
Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9059-4636>
Scopus Author ID: 57205444414

Александр Сергеевич Сидубаев — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Aleksandr S. Sidubaev — Head of department,
Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ МОДЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СОВРЕМЕННОЙ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-2D

А.В. Колмаков

АО ГНПП «Аэрогеофизика», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Построение структурно-тектонической модели среды на ранних этапах ГРП связано с существенными неопределенностями, обусловленными редкой сетью сейсмических профилей. Выбор того или иного алгоритма интерполяции времен и скоростей пробега сейсмических волн без привлечения дополнительной априорной информации может существенно влиять на результат структурных построений.

Цель. С целью детализации структурной модели, минимизации неопределенностей и геологических рисков на ранних стадиях ГРП был разработан подход по восстановлению морфологии горизонтов в межпрофильном пространстве сейсмических данных, с привлечением в качестве априорной информации современных аэрогеофизических методов.

Материалы и методы. Для решение поставленной задачи применялись методы машинного обучения с учителем. На модельных данных были протестированы наиболее популярные алгоритмы машинного обучения. Сделан вывод о применимости и ограничениях использованных алгоритмов. Подробно описаны основные этапы решения поставленной задачи. Рассмотрены основные категории неопределенностей, сопровождающих структурный прогноз, возможности их выявления и количественной оценки. Описаны подходы по анализу влияния признаков на результаты прогноза, в том числе для гибких моделей машинного обучения. Для автоматизации плохоформализуемых процедур, таких как селекция признаков и оптимизация гиперпараметров моделей машинного обучения, предложен подход на основе эвристического алгоритма поиска. Все вычисления выполнены на языке программирования Python с использованием открытых библиотек.

Результаты. На примере модельных и реальных данных продемонстрирована существенная детализация структурного плана горизонтов, полученных на основании прогноза с учетом априорной информации, в сравнении с классическими алгоритмами интерполяции.

Заключение. Достигнутые результаты позволяют сделать вывод о высокой эффективности привлечения дистанционных геофизических методов на этапе структурных построений ранних стадий ГРП. Подобный комплексный анализ позволяет получить более достоверную геологическую модель, сфокусировать внимание на перспективных объектах с меньшими геологическими рисками при планировании дальнейших детальных геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: аэрогеофизическая съемка, структурные построения, машинное обучение, генетические алгоритмы, значение Шепли, интерпретация моделей машинного обучения

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колмаков А.В. Построение структурной модели геологической среды на основе данных современной аэрогеофизической съемки и сейсморазведки МОГТ-2D. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):148–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-148-159>

Статья поступила в редакцию 29.06.2023

Принята к публикации 04.09.2023

Опубликована 29.12.2023

CONSTRUCTION OF A STRUCTURAL MODEL OF THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT BASED
ON MODERN AIRBORNE GEOPHYSICAL SURVEY AND 2D CDPM SEISMIC DATA

Aleksandr V. Kolmakov

JSC SNPP «Aerogeophysics», RF, Moscow

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

The construction of a structural-tectonic model of the environment in the early stages of exploration is associated with significant uncertainties due to the sparse network of seismic profiles. The choice of one or another algorithm for interpolation of times and velocities of seismic waves without involvement of additional a priori information may significantly affect the result of structural constructions.

Aim. With the purpose of detailing the structural model and minimizing uncertainties and geological risks at early stages of geological exploration, we developed an approach to reconstruct the morphology of horizons in the interprofile space of seismic data, using as a priori information of modern airborne geophysical methods.

Materials and methods. To solve the problem, we used methods of machine learning with a teacher. On the model data we tested the most popular algorithms of machine learning. It was concluded about the applicability

and limitations of the used algorithms. The main stages of solving the problem are described in detail. The main categories of uncertainties that accompany structural prediction, the possibilities of their identification and quantification are considered. Approaches to analyze the influence of features on prediction results are described, including for flexible machine learning models. An approach based on a heuristic search algorithm is proposed to automate poorly formatted procedures, such as feature selection and optimization of hyperparameters of machine learning models. All computations were performed in the Python programming language, using open source libraries.

Results. Using examples of model and real data, we have demonstrated a significant refinement of structural plan of the horizons, based on the prediction, taking into account a priori information, in comparison with the classical interpolation algorithms.

Conclusion. The results allow the conclusion about high efficiency of involvement of remote geophysical methods at the stage of structural analysis of the early stages of geological exploration. Such a comprehensive analysis allows to obtain a more reliable geological model, to focus the attention on the most promising objects with less geological risks when planning further detailed exploration works.

Keywords: airborne geophysical survey, structural constructions, machine learning, genetic algorithms, Shapley value, machine learning model interpretation

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

For citation: Kolmakov A.V. Construction of a structural model of the geological environment based on modern airborne geophysical survey and 2D CDPM seismic data. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):148–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-148-159>

Manuscript received 29.06.2023

Accepted 04.09.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Смещение геолого-разведочных работ (ГРП) от хорошо изученных районов с доказанной промышленной нефтегазонасностью в сторону малоизученных и труднодоступных площадей со сложным геологическим строением сопровождается высокой степенью геологических рисков. Для этих районов построение геологических моделей и прогноз нефтегазонасности только на основании сейсморазведочных работ в большинстве случаев не удовлетворяет требуемому уровню надежности и достоверности.

Наиболее эффективным способом оптимизации геолого-разведочного процесса и минимизации геологических рисков при изучении труднодоступных площадей на ранних стадиях является привлечение данных современных аэрогеофизических методов в комплексе с результатами сейсморазведочных работ. Эффективность таких методов обуславливается высокой разрешающей способностью, метрической однородностью измерений по плотной сети наблюдений, низкими экономическими затратами и высокой скоростью проведения полевых работ.

Одной из основополагающих задач геологоразведки при поисках углеводородов является построение качественной структурно-тектонической модели геологической среды, наиболее приближенной к геологической реальности. Однако построение такой модели на ранних этапах ГРП связано с существенными неопределенностями, обусловленными редкой сетью сейсмических

профилей. Выбор того или иного алгоритма интерполяции времен и скоростей пробега сейсмических волн без привлечения дополнительной априорной информации может существенно влиять на результат структурных построений, а экстраполяция значений и вовсе не позволяет адекватно оценить морфологию отражающих горизонтов даже на минимальном удалении от границ сейсмической съемки.

С другой стороны, информацию о глубинах залегания контрастных геологических границ содержат в себе площадные данные потенциальных полей. Сложность состоит в том, что подобные сведения заключены в таких данных в неявном виде ввиду принципа суперпозиции (суммарного эффекта) аномалий от всех вещественных и структурных неоднородностей геологической среды по разрезу.

В настоящей работе проанализирована возможность восстановления структурного плана горизонтов по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки МОГТ-2D в местах отсутствия сейсмических данных с целью повышения надежности и детализации структурных построений.

Цель. На региональной стадии нефтегазописковых работ стандартный набор аэрогеофизических методов включает в себя гравиметрию и магнитометрию. Для изучения строения верхней части разреза в комплекс методов дополнительно может быть включена аэроэлектроразведка.

Идея комплексирования данных гравиметрии и сейсморазведки обусловлена

общностью физических основ двух геофизических методов. Так, связь между плотностью горных пород и скоростью распространения в них продольных и поперечных волн вытекает из волнового уравнения в виде:

$$V = (K/\rho)^{1/2}, \quad (1)$$

где V — скорость продольных или поперечных волн (в зависимости от значения K); K — эффективный упругий параметр; ρ — плотность [1].

ПО ДАННЫМ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ МОЖНО ВОССТАНОВИТЬ МОРФОЛОГИЮ ГОРИЗОНТОВ С ВЫСОКОЙ ДЕТАЛИЗАЦИЕЙ.

Приведенное уравнение, безусловно, является упрощенным, так как сам параметр K зависит как от плотности, так и от множества других характеристик геологической среды (литологии, пористости, свойств поровых флюидов, давления, глубины и т.д.). Кроме того, приведенное уравнение получено в предположении, что среда упруга, однородна и изотропна [2].

С другой стороны, общеизвестны эмпирические зависимости плотности и скорости распространения упругих волн [3], которые были получены экспериментально и, следовательно, отображают свойства реальных сред. Очевидно, что реальные среды, использовавшиеся при выводе такой зависимости, не обладают в полной мере свойствами абсолютной упругости, однородности и изотропности. Таким образом, можно считать, что и для сред, не обладающих в полной мере перечисленными свойствами, экспериментальная зависимость может быть использована без существенной ошибки [4].

Данные магнитометрии, в свою очередь, содержат информацию как о структуре и вещественном составе пород фундамента, так и о неоднородностях осадочного чехла, связанных с магматическими процессами.

Таким образом, все вышеизложенное создает предпосылки к прогнозу не только структурных особенностей геологической среды, но и ее акустических свойств по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки МОГТ-2D.

Возможность восстановления структурного каркаса по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки анализировалась начиная с 70-х годов прошлого века. Изначально для этих целей применялся метод многомерного корреляционно-регрессионного анализа, реализованный

в технологии КОМП [5]. Наши исследования показали, что данный метод имеет ряд существенных ограничений [6]. Поскольку строгое аналитическое решение поставленной задачи практически невозможно, наиболее перспективным представляется использование методов машинного обучения, обеспечивающих обнаружение скрытых зависимостей в данных при наличии шумовой компоненты. В настоящее время известно несколько исследовательских групп [6–9], занимающихся подобными исследованиями.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Формально задача восстановления положения отражающих границ в межпрофильном пространстве сейсмических данных заключается в установлении скрытых зависимостей между различными трансформациями наблюдаемых полей (гравитационное, магнитное) и положением целевых границ вдоль линий сейсмических профилей. В последующем установленные зависимости применяются для восстановления границ в местах отсутствия сейсмических данных.

С математической точки зрения данная задача относится к классу регрессионных задач и заключается в прогнозировании непрерывного вещественного значения зависимой переменной (двойное время пробега сейсмической волны, абсолютная отметка прогнозируемого горизонта), по набору независимых переменных (признаков) и может быть решена с помощью алгоритмов машинного обучения с учителем. Решение сформулированной задачи можно разделить на несколько основных этапов.

- 1) Конструирование признаков.
- 2) Предобработка данных. Формирование размеченного набора данных.
- 3) Обучение модели. Оценка точности.
- 4) Анализ влияния признаков. Селекция наиболее информативных признаков.
- 5) Оценка неопределенностей прогноза.

КОНСТРУИРОВАНИЕ ПРИЗНАКОВ

Как уже было отмечено, гравитационное и магнитное поля обладают свойством аддитивности, т.е. значения гравитационного и магнитного полей в каждой точке наблюдения представляют собой алгебраическую сумму аномалий от всех объектов геологического разреза, обладающих избыточными свойствами. Вследствие этого морфология поля оказывается весьма сложной, что не только затрудняет его геологическое истолкование, но во многих случаях мешает даже визуальному обнаружению аномалий,

обусловленных изолированными геологическими объектами. Для упрощения их обнаружения и геологической интерпретации часто прибегают к разделению сложных полей на более простые составляющие с использованием различных трансформаций. Трансформации являются наиболее распространенными способами формального разделения полей и сводятся к их фильтрации с целью выделения полезной информации, связанной с изучаемым объектом, и подавления фоновой составляющей [10].

Также известно, что гравитационное и магнитное поля затухают при удалении от источников возмущения с глубиной, причем эффект от приповерхностных объектов с увеличением дистанции затухает быстрее, так как расстояние от них увеличивается в разы, а от глубоких — медленнее, так как расстояние от них увеличивается менее значительно. При правильном выборе уровней пересчета это создает предпосылки для выделения из исходного поля составляющей, характеризующей источники, сосредоточенные на каком-либо определенном уровне. Таким образом, трансформации, базирующиеся на идее связи различных уровней генерализации полей с глубиной аномалообразующих объектов, находят свое обоснование в контексте обсуждаемой задачи.

В целом существующие методы трансформаций геофизических аномалий с учетом обозначенной специфики и представляющие интерес с точки зрения конструирования признаков для структурного прогноза можно разделить по следующему принципу:

- Не требующие знания априорной геологической информации: пересчет поля в верхнее полупространство, вычисление полиномиальных трендов различных порядков непосредственно по исходному полю, пересчет полей через связи Пуассона (псевдогравитационное поле) и т.д.
- Выполняющиеся с учетом априорных геологических данных: последовательное редуцирование полей на основе решения прямых задач гравиразведки, редуцирование полей корреляционным способом и т.д.

Весьма информативными могут оказаться результаты физико-математического моделирования гравитационного и магнитного полей, в том числе априорного 3D-моделирования (инверсия, послойное моделирование и др.). Особый интерес могут представлять комбинации различных признаков.

Приведенный перечень возможных подходов к трансформациям потенциальных полей, безусловно, не является исчерпывающим.

Данный вопрос, по мнению автора, остается актуальной темой для исследования и имеет несомненную важность не только в контексте настоящей работы, но и при решении широкого круга интерпретационных задач геофизики. Кроме того, не менее актуальной задачей является автоматизация процесса конструирования признаков и поиска наиболее информативных трансформаций. Исходные геофизические поля и результаты их преобразований используются в качестве признаков при формировании набора размеченных данных (по линиям эталонных сейсмических профилей).

ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛИ. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ МО

Сравнительный анализ применимости наиболее популярных алгоритмов машинного обучения при решении поставленной задачи осуществлялся на основе синтетических геолого-геофизических моделей различной сложности. На **рис. 1** представлена одна из таких моделей.

Синтетическая модель включала в себя три основных структурных горизонта:

- «Осадочный чехол» — условный горизонт осадочного чехла, унаследованно залегающий на условной поверхности фундамента.
- «Фундамент».
- «Мохо» — условная поверхность подошвы земной коры — кровля мантии.

Исходные поверхности были получены с помощью алгоритма генерации двумерного фрактального шума, объединяющего одну или несколько октав шума Перлина [11]. Ниже приведены основные параметры модели.

- Слой 1: Константа (0 м) — «Осадочный чехол». Плотность в слое $2,3 \text{ г/см}^3$. Верхняя граница, соответствующая поверхности рельефа, задавалась константной поверхностью на уровне 0 м.
- Слой 2: «Осадочный чехол» — «Фундамент». Плотность в слое $2,4 \text{ г/см}^3$.
- Слой 3: «Фундамент» — «Мохо». Плотность в слое $2,7 \text{ г/см}^3$.
- Слой 4: «Мохо». Горизонтально однородный слой с плотностью $2,9 \text{ г/см}^3$. Нижняя граница модели ограничена глубиной 25 000 м.

Высота наблюдений при решении прямой задачи задавалась на уровне полета +100 м. Результат решения прямой задачи гравиразведки от полученной модели представлен на **рис. 1**. Очевидно, что рассчитанное поле силы тяжести на качественном уровне имеет лишь отдаленное сходство с морфологией исходных структурных поверхностей. Кроме того, поле силы тяжести в значительной

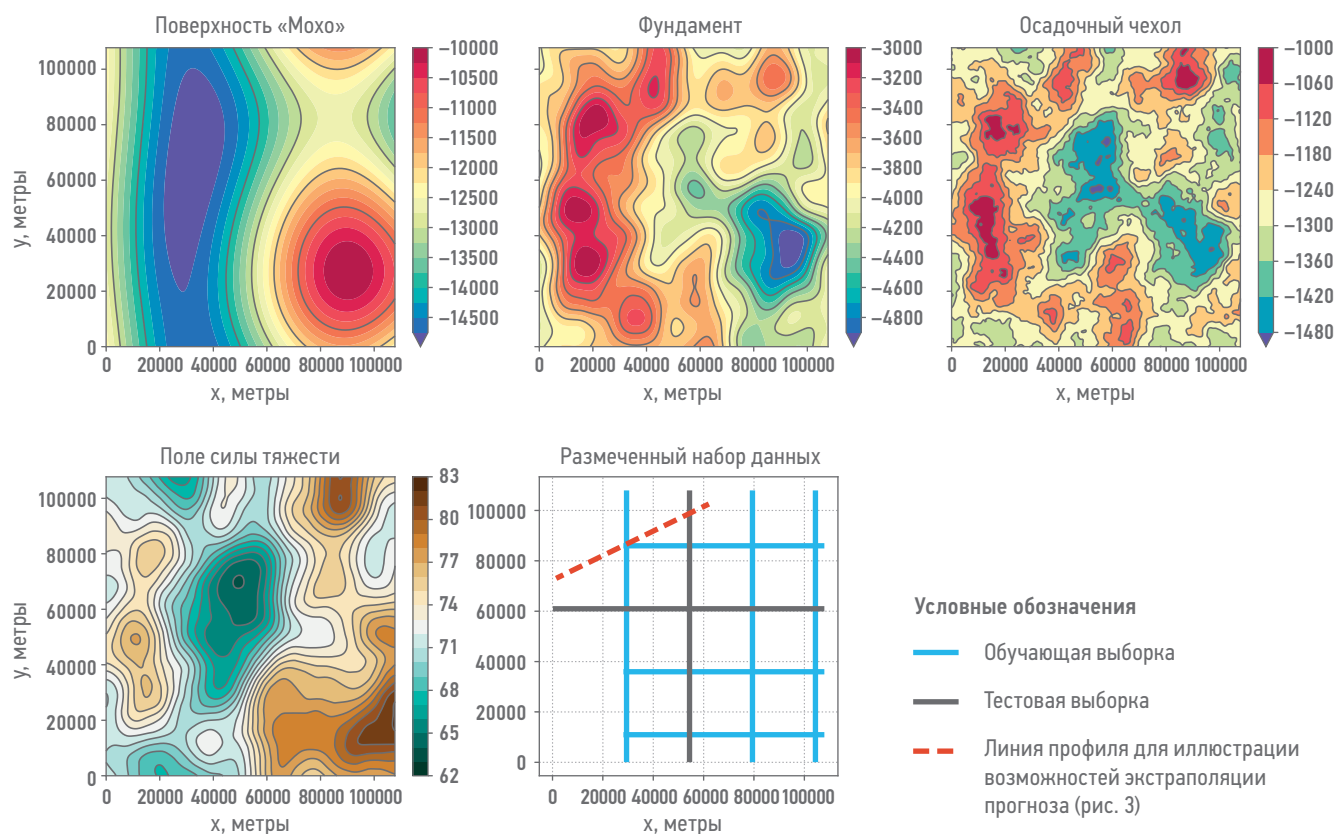


Рис. 1. Исходный набор данных синтетической модели. Составлено автором
Fig. 1. The original dataset of the synthetic model. Created by the author

степени осложнено низкочастотным трендом, обусловленным глубинным строением геологической модели.

Далее модельное поле силы тяжести использовалось для расчета набора информативно значимых для целевого горизонта признаков (преобразований потенциальных полей).

Затем из модели извлекались профильные наблюдения, для формирования размеченного набора данных. Расстояние между условными сейсмическими профилями выбиралось характерным для ранних этапов геологоразведочных работ. Кроме того, краевая часть площади намеренно не охватывалась сетью сейсмических профилей для корректной оценки возможностей экстраполяции прогноза.

Восстановление структурного каркаса по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки МОГТ-2D, как правило, осуществляется последовательно. В первую очередь восстанавливается наиболее контрастная граница геологического разреза. В большинстве случаев такой границей является поверхность фундамента. Затем, полученная структурная поверхность используется для редуцирования из наблюдаемого поля эффекта от данной границы,

а полученное остаточное поле и его трансформации используются при прогнозе горизонтов осадного чехла.

С целью сравнительного анализа применительно к обозначенной задаче были протестированы наиболее популярные алгоритмы машинного обучения: многомерная линейная регрессия с регуляризацией (Ridge, LASSO, Elastic net), полносвязные нейронные сети, ансамблевые методы на основе бинарных деревьев решений (случайный лес, градиентный бустинг), регрессия на основе гауссовских процессов, регрессия на основе метода опорных векторов. Для восстановления структурного плана использовалась модельная поверхность фундамента. На этапе эксперимента по каждому тестируемому алгоритму рассчитывалось по одной тысяче реализаций прогноза со случайной инициализацией гиперпараметров, характерных для конкретной модели. Стоит отметить, что в терминах машинного обучения принято разделять понятия «параметры» и «гиперпараметры» модели. Параметры модели оцениваются на основе данных автоматически в процессе обучения, а гиперпараметры модели устанавливаются вручную и влияют на сам процесс оценки ее параметров.

Для чистоты эксперимента использовался фиксированный набор обучающей и тестовой выборки, полученный методом простого расщепления, а также одинаковый набор признаков. Итоговая точность прогноза оценивалась по генеральной совокупности наблюдений всей площади, за исключением наблюдений из обучающей и тестовой выборок. В процессе обучения моделей использовались подходы «ранней остановки» для отслеживания эффекта переобучения, с сохранением лучших параметров модели для дальнейшего прогноза. Эффект переобучения заключается в том, что модели в процессе обучения начинают слишком сильно подстраиваться под наблюдения из обучающей выборки, аппроксимируя некоторые случайные закономерности или шум в данных, при этом ухудшая качество прогноза на новых данных. Суть «ранней остановки» заключается в определении момента, когда в процессе обучения точность на тестовой выборке перестает увеличиваться. Компромисс между точностью прогноза на обучающей и тестовой выборках определяет обобщающую способность модели.

По результатам прогноза каждой реализации фиксировались: оценка точности прогноза на тестовой и обучающей выборках; оценка

точности по генеральной совокупности точек модели; время, затраченное на реализацию, а также значения инициализированных гиперпараметров моделей для дальнейшего анализа.

Оценка алгоритмов производилась по следующим основным критериям: точность прогноза, устойчивость прогноза в зависимости от гиперпараметров модели, склонность к эффекту переобучения, скорость вычислений, возможности экстраполяции. Основные результаты эксперимента проиллюстрированы на **рис. 2**.

На диаграмме «ящик с усами» (Boxplot) приведены одномерные распределения среднеквадратических ошибок и времени вычислений по всем реализациям прогноза тестируемых алгоритмов. Данный вид диаграммы в удобной форме показывает медиану, нижний и верхний квартили, минимальное и максимальное значение выборки.

Детальный анализ результатов эксперимента выходит за рамки данной работы, однако следует остановиться на некоторых наиболее важных, выводах проведенного анализа.

1) Структурные планы горизонтов, полученные различными алгоритмами машинного обучения, дают морфологически сопоставимые результаты.

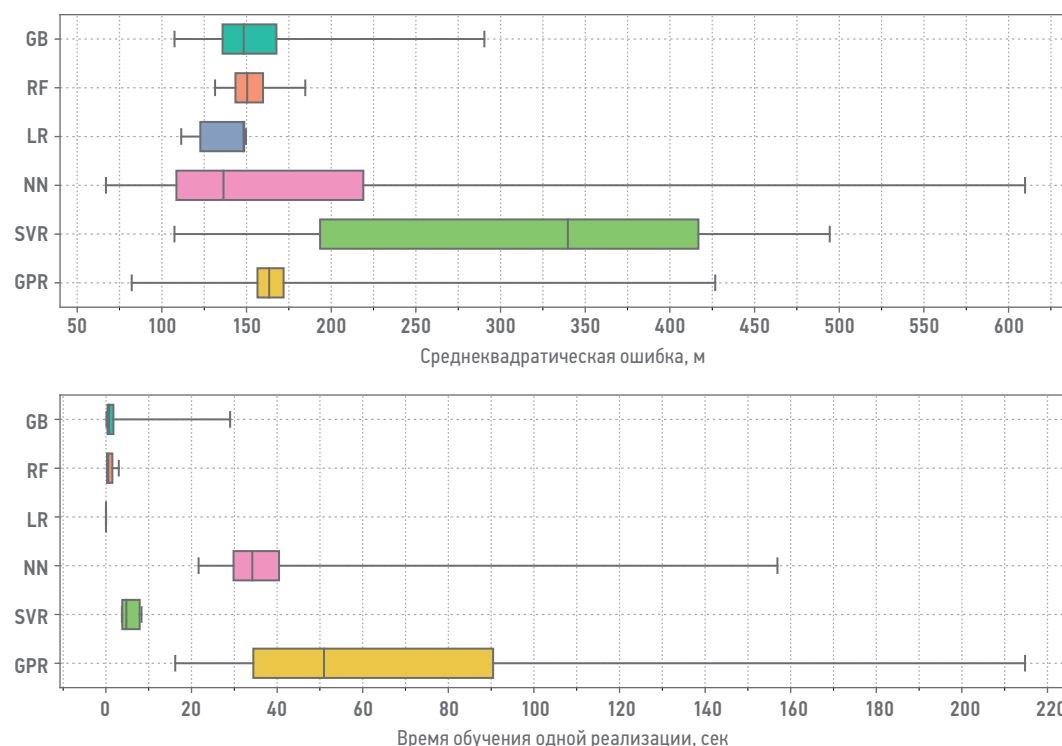


Рис. 2. Результаты сравнительного анализа алгоритмов машинного обучения (GB — градиентный бустинг, RF — случайный лес, LR — многомерная линейная регрессия, NN — нейронная сеть, SVR — регрессия опорных векторов, GPR — регрессия гауссовского процесса). Составлено автором

Fig. 2. Results of a comparative analysis of machine learning algorithms (GB — gradient boosting, RF — random forest, LR — multidimensional linear regression, NN — neural network, SVR — support vector regression, GPR — Gaussian process regression). Created by the author

- 2) Точность прогноза напрямую зависит от качества и комбинации входного набора признаков.
- 3) Наименьшая ошибка прогноза достигается при использовании искусственных нейронных сетей.

Отдельного обсуждения заслуживает проблема экстраполяции прогнозных значений за пределы размаха распределения обучающей выборки (**рис. 3**). Данная проблема характерна для всех перечисленных алгоритмов машинного обучения. Особенно остро проявляется при использовании ансамблей бинарных деревьев решений (случайный лес, градиентный бустинг) и обусловлена особенностями их базовой модели. Бинарное дерево решений, по сути, представляет собой древовидный граф, в узлах которого находятся некоторые правила решений, применяемые к независимым переменным (признакам), а листья такого графа содержат целевые значения из обучающей выборки. Соответственно такая модель может предсказывать только значения из диапазона, заключенного в его листьях.

Искусственные нейронные сети хоть и в меньшей степени, но также не лишены проблем, связанных с прогнозированием значений, выходящих за пределы распределения обучающей выборки, а величина ошибки, в свою очередь, определяется степенью нелинейности используемой функции активации на скрытых слоях нейронной сети [12].

Безусловно, открытым остается вопрос изучения и применимости при решении поставленной задачи различных архитектур нейронных сетей, однако, как уже отмечалось

ранее, большинство популярных моделей дают морфологически сопоставимый результат, а качество прогноза в наибольшей степени зависит от информативности входного признакового пространства. В конечном счете идеальным вариантом, по мнению автора, является получение наиболее информативного пространства признаков, удовлетворяющего условиям использования более простых (в частности, линейных) моделей машинного обучения, чего, к сожалению, редко удастся достичь на практике.

С учетом результатов, полученных на основании сравнительного анализа различных алгоритмов МО применительно к решаемой задаче, наибольшую эффективность показали искусственные нейронные сети.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРИЗНАКОВ

Крайне важно отметить, что общее количество признаков не имеет прямой связи с точностью прогноза. Наоборот, неинформативные признаки или наличие взаимной корреляции в признаковом пространстве существенно повышают вероятность переобучения даже при использовании методов регуляризации. В связи с этим возникает необходимость в количественной оценке влияния того или иного признака на результат прогноза.

Не менее важным аспектом использования методов машинного обучения является возможность интерпретации обученных моделей. Под интерпретируемостью модели понимается возможность анализа влияния того или иного признака на результат прогноза.

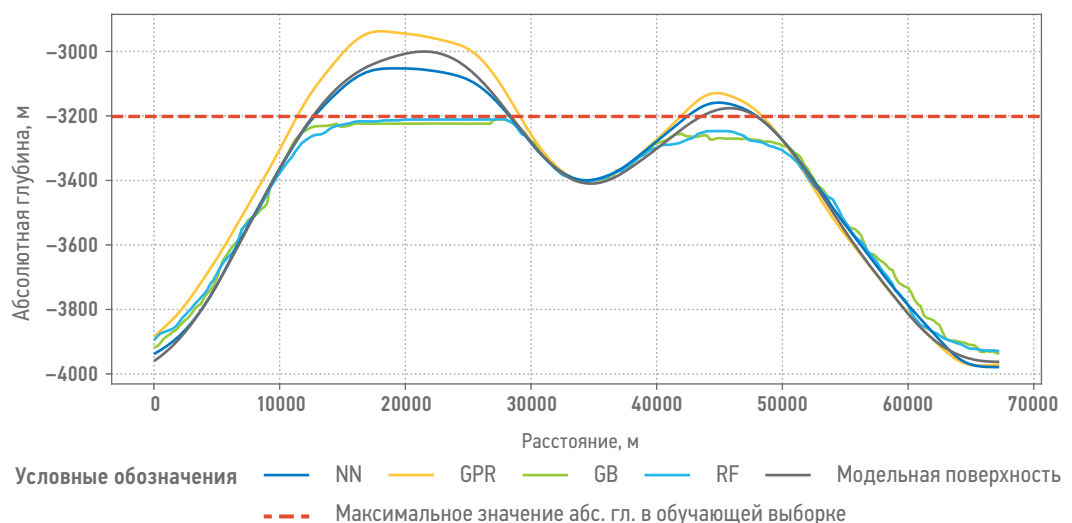


Рис. 3. Экстраполяция целевых значений прогноза за пределы размаха распределения обучающей выборки (NN — нейронная сеть, GPR — регрессия гауссовского процесса, GB — градиентный бустинг, RF — случайный лес). Положение профиля показано на рис. 1. Составлено автором

Fig. 3. Extrapolation of the forecast target values out of range of training sample dataset distribution (NN — neural network, GPR — Gaussian process regression, GB — gradient boosting, RF — random forest). The position of the profile is shown in Fig. 1. Created by the author

В случае менее гибких моделей (например, многомерной линейной регрессии) анализ влияния признаков может осуществляться по коэффициентам полученного уравнения регрессии.

В случае гибких моделей интерпретация осуществляется путем оценки значений Шепли (Shapley value) для входного пространства признаков. Использование значений Шепли в качестве количественной оценки влияния признаков на результат прогноза гибких моделей МО было предложено в работе [13] и реализовано ее авторами в библиотеке SHAP. Данная оценка была заимствована из теории кооперативных игр и разработана американским экономистом и математиком Ллойдом Шепли [14].

Значения Шепли рассчитываются для каждого наблюдения данных каждого отдельного признака как средневзвешенное значение оценок по всем возможным перестановкам признаков:

$$\phi_i = \sum_{S \subseteq F \setminus \{i\}} \frac{|S|! (|F| - |S| - 1)!}{|F|!} [f_{S \cup \{i\}}(x_{S \cup \{i\}}) - f_S(x_S)], \quad (2)$$

где $f_{S \cup \{i\}}(x_{S \cup \{i\}})$ — предсказание модели с i -тым признаком; $f_S(x_S)$ — предсказание модели без i -го признака; F — количество входных признаков; S — произвольный набор признаков без i -го.

Совокупность приемов визуального представления полученных оценок, несомненно, представляет собой мощный аналитический инструмент [6], однако процедура выбора оптимального набора признаков все так же остается плохоформализуемой, как и процесс оптимизации гиперпараметров модели. Для автоматизации перечисленных процедур были использованы генетические алгоритмы, а их программная реализация осуществлена с помощью библиотеки эволюционных вычислений DEAP.

Поиск лучшего решения при такой постановке задачи реализуется путем комбинирования и вариации искомых параметров с помощью эвристических алгоритмов поиска, базирующихся на механизмах, аналогичных естественному отбору в природе. Потенциальное решение кодировалось посредством генотипа — набора искомых параметров. Метрикой качества потенциального решения выступала ошибка прогноза искусственной нейронной на контрольном наборе данных.

В случае генетической селекции признаков генотип кодировался последовательностью бинарных чисел, где 1 — признак входит в пространство признаков, 0 — исключается из набора данных [6].

При генетической оптимизации гиперпараметров модели генотип кодировался последовательностью вещественных чисел с плавающей точкой из заданного диапазона граничных значений. Значения для категориальных гиперпараметров выбирались из заданного списка путем округления вещественного числа [6].

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРОГНОЗА

Ввиду площадной вариативности распределения зависимостей между признаками и целевыми значениями, связанной с латеральной неоднородностью геологической среды, различный набор обучающей и тестовой выборки будет приводить к различным оценкам точности прогноза, которая может быть смещена как в оптимистичную, так и в пессимистичную сторону. Кроме того, некоторая неопределенность заключена и в априорных данных ввиду доли субъективности результатов структурной интерпретации сейсмических данных. Исходя из этого, существующие неопределенности, сопровождающие структурный прогноз по комплексу геофизических данных, условно можно разделить на две категории.

- Неопределенности априорных данных, связанные с фрагментарной неоднозначностью корреляции отражающих горизонтов или погрешностями глубинно-скоростной модели.
- Неопределенности прогноза, связанные прежде всего с объемом и характером покрытия площади сейсморазведкой, а также обобщающей способностью обученной модели.

Для более корректной оценки точности прогноза, обобщающей способности модели и выявления зон наибольших неопределенностей используется подход, в основе которого лежит многократная k -блочная кросс-валидация. Важно отметить, что разделение выборок должно осуществляться с учетом пространственной специфики исходных данных [15]. В результате такого подхода, помимо множественных реализаций прогноза, основанных на различных наборах обучающей выборки, можно получить статистические оценки качества прогноза (карты средних значений и стандартных отклонений прогноза с возможностью определения доверительных интервалов).

Важно отметить, что использование подобного подхода к оценке неопределенностей структурного прогноза на практике показало высокую эффективность даже при определении неопределенностей первого типа и более подробно будет освещено в будущих публикациях.

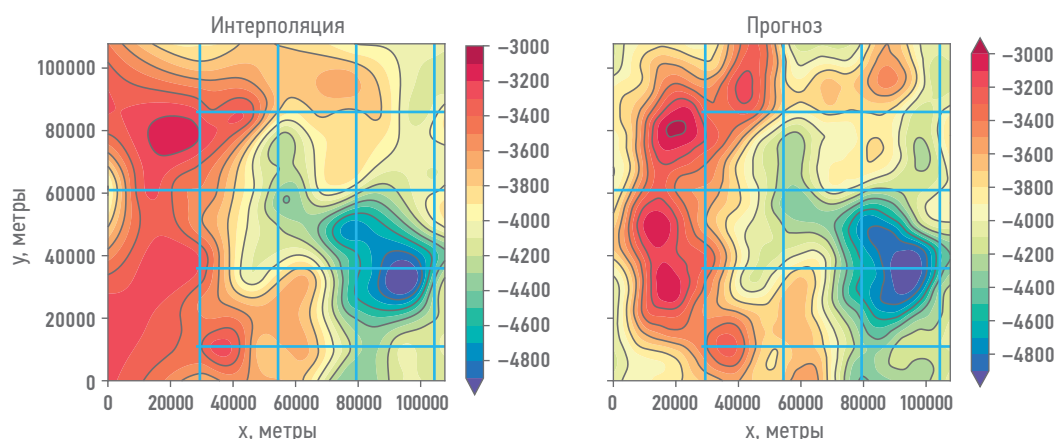


Рис. 4. Сопоставление результатов интерполяции абсолютных отметок по редкой сети профилей (слева) и восстановления морфологии горизонта «Фундамент» с применением нейронной сети (справа). Составлено автором
Fig. 4. Comparison of the results of interpolation of absolute marks by rare profile network (left) and reconstruction of the «Basement» horizon morphology using a neural network (right) as an example of synthetic data. Created by the author

РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты восстановления морфологии горизонта «Фундамент» с привлечением поля силы тяжести, полученного на модельных данных, демонстрируют существенную детализацию структурного плана горизонта в межпрофильном пространстве сейсмических данных в сравнении с классическими алгоритмами интерполяции (рис. 4). Среднеквадратическая ошибка в местах отсутствия профильных наблюдений

при использовании одного из популярных методов интерполяции (Convergent interpolation) составила 176,88 м. Для результатов восстановления морфологии горизонта с привлечением в качестве априорной информации поля силы тяжести данная ошибка составила 67,78 м (рис. 5). Таким образом, использование предложенного подхода позволило повысить точность определения глубин отражающего горизонта в местах отсутствия сейсмических данных более чем в 2,5 раза. Кроме того, детализация структурного плана горизонта, полученного в результате прогноза, позволила избавиться от ложных структур и выявить валовое поднятие за пределами сейсмической съемки.

Дополнительно приведем практический пример решения поставленной задачи для одного из горизонтов осадочного чехла с использованием результатов высокоточной аэрогравимагнитной съемки масштаба 1:50 000 на одном из участков Западной Сибири (рис. 6). Прогноз морфологии горизонта осуществлялся с применением полносвязной искусственной нейронной сети. Плотная сеть сейсмических профилей на площади аэрогеофизической съемки позволила объективно оценить возможности метода. Для этого большая часть сейсмических профилей была зарезервирована в качестве контрольного набора данных, на котором оценивалась итоговая точность прогноза. Исходный набор признаков включал в себя поле силы тяжести в редукции Буге, магнитное поле и набор их трансформаций. Общее количество признаков составило 18 шт. На начальном этапе прогноз осуществлялся на полном наборе признаков с оптимизацией гиперпараметров модели «по сетке». Среднеквадратическая ошибка прогноза

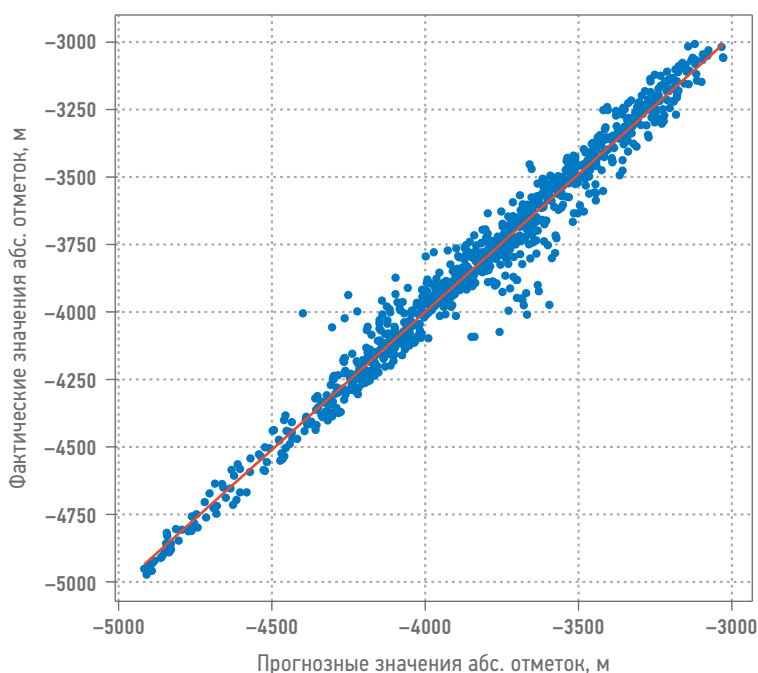


Рис. 5. Сопоставление прогнозных и фактических значений абсолютных отметок по горизонту «Фундамент» на контрольном наборе синтетических данных. Составлено автором [6]

Fig. 5. Comparison of predicted and actual values of absolute elevations along the «Basement» horizon on a synthetic dataset. Created by the author [6]

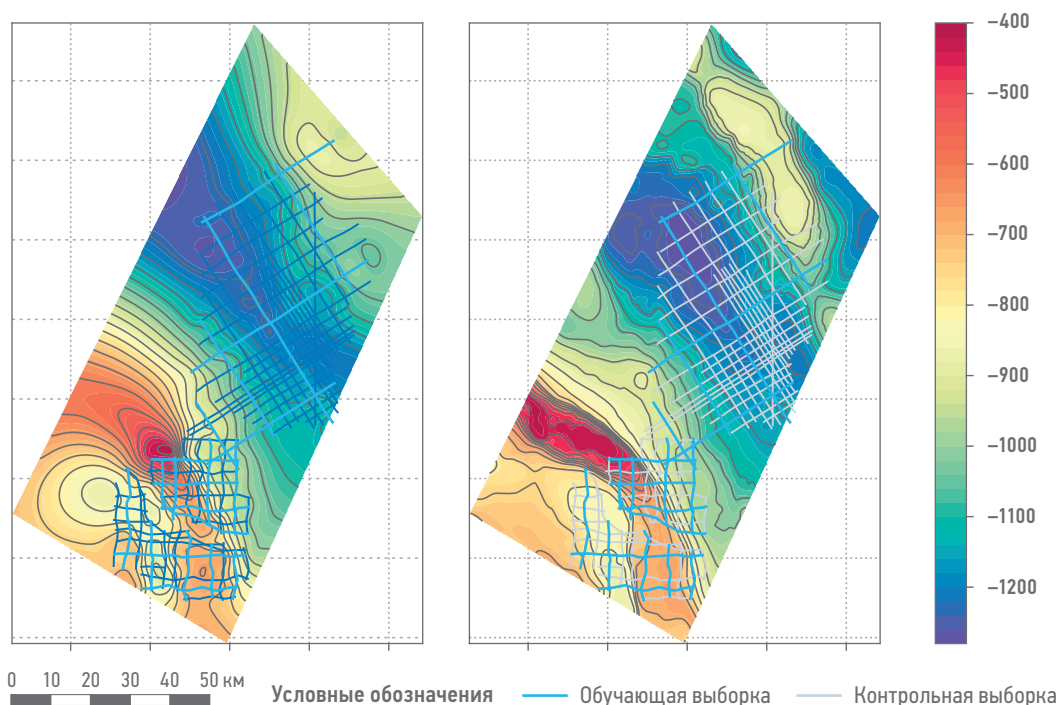


Рис. 6. Сопоставление результатов интерполяции абсолютных отметок по редкой сети сейсмических профилей (слева) и восстановления морфологии горизонта осадочного чехла по комплексу геофизических данных с применением нейронной сети (справа). Составлено автором [6]

Fig. 6. Comparison of the results of interpolation of absolute marks by rare profile network (left) and reconstruction of the morphology of the sedimentary cover horizon using a neural network (right) on a real example. Created by the author [6]

составила 25,19 м. Далее, используя сеть с гиперпараметрами, полученными на предыдущем этапе, осуществлялась генетическая селекция признаков, по результатам которой была получена комбинация из 13 признаков, дающих наименьшую ошибку прогноза. Среднеквадратическая ошибка прогноза после генетической селекции признаков составила 20,19 м. На финальном этапе проводилась генетическая оптимизация гиперпараметров модели с набором признаков, полученных после их селекции. Итоговая среднеквадратическая ошибка прогноза составила 18,75 м (рис. 7).

Что характерно, на этапе генетической селекции признаков из исходного набора были исключены градиентные характеристики поля силы тяжести и трансформанты магнитного поля. Градиентные характеристики полей, как правило, используются при линейном анализе потенциальных полей с целью картирования тектонических нарушений и являются малоинформативными при прогнозе структурного плана. Наличие градиентных характеристик в признаковом пространстве может приводить к скорому переобучению модели и, как правило, к появлению ложных локальных структурных элементов на результирующей карте. Низкая информативность магнитного поля обусловлена

отсутствием на площади исследований магматических образований в осадочном чехле.

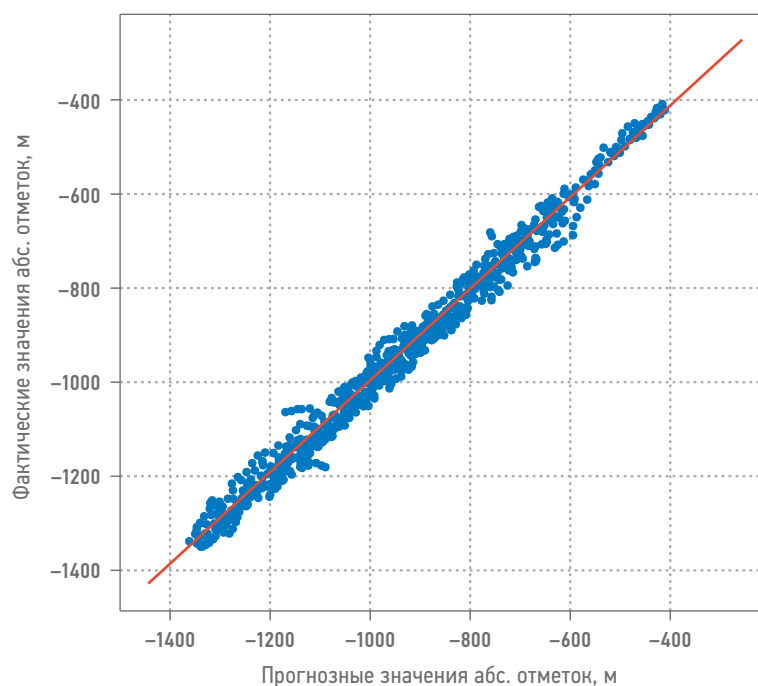


Рис. 7. Сопоставление прогнозных и фактических значений абсолютных отметок по горизонту осадочного чехла на контрольном наборе данных. Составлено автором

Fig. 7. Comparison of predicted and actual values of absolute elevations along the sedimentary cover horizon on a test dataset. Created by the author

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данные современной аэрогеофизической съемки при относительно небольших финансовых затратах и высокой скорости проведения полевых работ позволяют получить существенный прирост геологической информации на ранних этапах ГРП.

В настоящей статье был рассмотрен подход по восстановлению морфологии горизонтов в местах отсутствия сейсмических данных методами машинного обучения с привлечением в качестве априорной информации данных современной аэрогеофизической съемки. Апробация подхода на модельных

и реальных данных показала высокую эффективность метода и позволила повысить надежность и достоверность структурных построений.

Такой комплексный подход, в свою очередь, позволяет получить более достоверную геологическую модель на ранних этапах ГРП, сфокусировать внимание на наиболее перспективных объектах с меньшими геологическими рисками, при планировании дальнейших детализационных геолого-разведочных работ.

Общие методические подходы, описанные в статье, универсальны и могут быть применены при решении широкого спектра регрессионных задач геофизики.

Список литературы

1. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретации данных. Т. 2. М.: Мир, 1987. — 400 с.
2. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Изд-во АИС, 2006. — 744 с.
3. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density — the diagnostic basics for stratigraphic traps // *Geophysics*. — 1974. — V. 39. — P. 770–849.
4. Рожков А.С. Определение плотности, скорости и границ слоистой геологической среды околоскважинного пространства с криволинейными границами раздела // *Журнал «Геофизические исследования»*. — 2016. — Т. 17. — № 4. — С. 67–77.
5. Шрайбман В.И., Жданов М.С., Витвицкий О.В. Корреляционные методы преобразования и интерпретации геофизических аномалий. М.: Недра, 1977. — 237 с.
6. Колмаков А.В. Методы машинного обучения в задачах комплексной интерпретации данных потенциальных полей и сейсморазведки // *ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях*. 2021. — Том II. — С. 76–80.
7. Колмаков А.В., Трусов А.А., Мейснер А.Л., Григорьев Г.С. Моделирование морфологии отражающих горизонтов в меж-профильном пространстве по данным потенциальных полей методами глубокого обучения // *ГеоЕвразия-2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии*. — 2021. — Том III. — С. 76–80.
8. Shklyaruk A., Kuznetsov K., Atutyunyan D., Lygin I. Algorithms for constructing structural surfaces by geophysical data based on neural networks // *Engineering and Mining Geophysics*. — 2021. — P. 1–6.
9. Гулин В.Д., Ананьев В.В., Григорьев Г.С., Зайцев С.В. и др. Применение алгоритмов машинного обучения для восстановления структурного каркаса по данным потенциальных полей в зонах отсутствия данных сейсморазведки // *Материалы 48-й сессии Международного научного семинара им. Д. Г. Успенского–В.Н. Страхова*, 2022. — С. 90–94.
10. Блох Ю.И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. — Учебное пособие для студентов и вузов. — 2009. — 232 с.
11. Geo I/O for Subsurface. Random grids [Electronic Resource]. Access: https://code.agilescientific.com/gio/userguide/Random_grids.html
12. Andrew Trask, Felix Hill, Scott Reed, Jack Rae, Chris Dyer, Phil Blunsom. Neural Arithmetic Logic Units // *In Advances in Neural Information Processing Systems*. — 2018. — V. 31. — P. 8046–8055.
13. Scott M., Lundberg and Su-In Lee. A unified approach to interpreting model predictions // *In Advances in Neural Information Processing Systems*. — 2017. — P. 4765–4774.
14. Lloyd S Shapley. A value for n-person games // *In: Contributions to the Theory of Games* 2.28. — 1953. — P. 307–317.
15. Roberts D. R., Bahn V., Ciuti S., Boyce M.S., Elith J., Guillera-Aroita G., Hauenstein S., Lahoz-Monfort J.J., Schroeder B., Thuiller W., Warton D.I., Wintle B.A., Hartig F., Dormann C.F. Cross-validation strategies for data with temporal, spatial, hierarchical, or phylogenetic structure // *ECOGRAPHY*. — 2017. — V. 40 (8). — P. 913–929.

References

1. Sherif R., Geldart L. Seismorazvedka. Obrabotka i interpretaciya danih. [Seismic Exploration. Data processing and interpretation]. T. 2. Moscow: Mir, 1987, 400 p. (In Russ.)
2. Bogani G.N., Gurvich I.I. Seismorazvedka. Uchebnik dlya vuzov. [Seismic prospecting: Textbook for high schools]. Tver: Publishing house of AIS, 2006, 744 p. (In Russ.)
3. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density — the diagnostic basics for stratigraphic traps // *Geophysics*, 1974, vol. 39, pp. 770–849.
4. Rozhkov A.S. Determination of density, velocity and boundaries of layered geological medium of near-wellbore space with curvilinear interfaces. // *Geofizicheskie issledovaniya* [Journal of Geophysical Research], 2016, vol. 17, no. 4, pp. 67–77. (In Russ.)
5. Shreibman V.I., Zhdanov M.S., Vitvitsky O.V. Korrelyacionnye metody preobrazovaniya i interpretatsii geofizicheskikh anomalii [Correlation methods of transformation and interpretation of geophysical anomalies]. Moscow: Nedra, 1977, 237 p.
6. Kolmakov A.V. Machine learning methods in tasks of complex interpretation of potential fields and seismic data [GeoEvrazia-2021. Geologorazvedka v sovremennih realiyah], 2021, vol. II, pp. 76–80. (In Russ.)
7. Kolmakov A.V., Trusov A.A., Meisner A.L., Grigoryev G.S. Forecasting of the reflectors morphology in the interprofile space by potential field data by deep learning methods [GeoEvrazia-2020. Sovremennye tehnologii izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii], 2021, vol. III, pp. 76–80. (In Russ.)
8. Shklyaruk A., Kuznetsov K., Atutyunyan D., Lygin I. Algorithms for constructing structural surfaces by geophysical data based on neural networks // *Engineering and Mining Geophysics*, 2021, pp. 1–6. (In Russ.)
9. Guln V.D., Ananyev V.V., Grigoryev G.S., Zaitsev S.V. et al. Application of machine learning algorithms to reconstruct the structural framework from potential field data in areas with no seismic data. [Proceedings of the 48th session of the D.G. Uspenskiy–V.N. Strakhov. International Scientific Seminar], 2022, pp. 90–94.
10. Blokh Y.I. Interpretatsiya gravitatsionnih i magnitnih anomalii. Uchebnoe posobiye dlya vuzov. [Interpretation of Gravitational and Magnetic Anomalies. Textbook for students and universities], 2009, 232 p.

11. Geo I/O for Subsurface. Random grids [Electronic Resource]. Access: https://code.agilescientific.com/gio/userguide/Random_grids.html
12. Andrew Trask, Felix Hill, Scott Reed, Jack Rae, Chris Dyer, Phil Blunsom. Neural Arithmetic Logic Units. *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2018, vol. 31, pp. 8046–8055
13. Scott M. Lundberg and Su-In Lee. A unified approach to interpreting model predictions. *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2017, pp. 4765–4774.
14. Lloyd S Shapley. A value for n-person games. *Contributions to the Theory of Games* 2.28, 1953, pp. 307–317.
15. Roberts D. R., Bahn V., Ciuti S., Boyce M.S., Elith J., Guillera-Arroita G., Hauenstein S., Lahoz-Monfort J.J., Schroeder B., Thuiller W., Warton D.I., Wintle B.A., Hartig F., Dormann C.F. Cross-validation strategies for data with temporal, spatial, hierarchical, or phylogenetic structure. *ECOGRAPHY*, 2017, vol. 40 (8), pp. 913–929.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Колмаков — разработал концепцию исследования, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr V. Kolmakov — developed the article concept, prepared the text and pictures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Викторович Колмаков — руководитель направления по сейсморазведке, АО ГНПП «Аэрогеофизика»
125373, Россия, г. Москва, Походный пр-д, д. 19.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 8916-9181

Aleksandr V. Kolmakov — Head of seismic exploration, JSC SNPP «Aerogeophysics»
19, Pokhodny pr-d, 125373, Moscow, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 8916-9181

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ШИРИНЫ ТРЕЩИНЫ ГРП ДЛЯ ТРИЗ НЕФТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**С.С. Девятъяров¹, А.А. Бастраков¹, А.А. Корепанов¹, В.А. Арефьев^{1,*},
Н.Н. Плешанов¹, Д.С. Дегтярёв¹, Н.Г. Квеско²**

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

²ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», РФ, Красноярск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Ключевой технологией для разработки ТРИЗ нефти ачимовских отложений ЯНАО является ГРП. Повышение эффективности единичной стадии ГРП требует детального рассмотрения процессов и отказ от традиционных шаблонов.

Цель. Теоретическое обоснование и оценка влияния закреплённой ширины трещины ГРП на разрушаемость пропанта и продуктивность скважины.

Материалы и методы. По результатам рассмотрения утверждённой методики исследования разрушения пропанта определено значительное отличие моделируемых условий от реальной геометрии трещины, что приводит к искажению принятия решений при планировании ГРП. Рассмотрена физическая модель дискретной системы для оценки распределения создаваемой нагрузки по глубине насыпки пропантной пачки.

Результаты. Полной внешней нагрузке в лабораторном исследовании подвергаются только первые три слоя пропанта. Нижний слой испытывает нагрузку на 33 % ниже моделируемой, что искажает представления о процессах разрушения пропанта в реальной трещине ГРП. Данные выводы использованы для формирования программы модифицированных лабораторных исследований.

Заключение. Утверждённые методики по исследованию разрушения применительны только для сравнения различных пропантов между собой, но количественные результаты нельзя применять при проектировании ГРП без поправки на фактическую закреплённую ширину.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, разрушение пропанта, контактные напряжения, ширина трещины, ачимовские отложения, трудноизвлекаемые запасы нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Благодарность: коллектив авторов выражает благодарность Нартымову В.С., Лелявскому В.С., Исхакову Р.Ф., Чуракову А.В., Гайнетдинову Р.Р., Центру компетенций по развитию технологий ГРП Группы компаний «Газпром нефть» за организацию и участие в подготовке программы экспериментальных исследований, результаты которых позволили выполнить данную работу. Коллектив авторов благодарит Группу компаний «Газпром нефть» за возможность опубликовать результаты данной работы.

Для цитирования: Девятъяров С.С., Бастраков А.А., Корепанов А.А., Арефьев В.А., Плешанов Н.Н., Дегтярёв Д.С., Квеско Н.Г. Теоретическое обоснование необходимости повышения ширины трещины ГРП для ТРИЗ нефти ачимовских отложений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):160–168. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-160-168>

Статья поступила в редакцию 11.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

THEORETICAL BASIS OF FRAC WIDTH INCREASING FOR THE ACHIMOV TIGHT-OIL RESERVES

**Sergey S. Devyatyarov¹, Aleksandr A. Bastrakov¹, Aleksandr A. Korepanov¹, Viktor A. Arefyev^{1,*},
Nikolay N. Pleshanov¹, Dmitriy S. Degtyarev¹, Natalia G. Kvesko²**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg, Tyumen

²«Siberian Federal University» (SibFU), RF, Krasnoyarsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The main technology for developing Achimov tight-oil reserves of the YNAO is hydraulic fracturing. Increasing the single frac stage efficiency requires a detailed processes consideration and a traditional templates abandonment.

Aim. Theoretical basis and the influence assessment of the frac width on the proppant crash and well productivity.

Materials and methods. The significant difference between the simulated conditions and the actual fracture geometry was determined by reviewing the approved methodology for studying proppant crash, which leads to a distortion in decision-making for design fracturing. A physical model of a discrete system is considered to assess the load distribution along the proppant pack depth.

Results. Only the first three layers of proppant are subjected to full external load in a laboratory study. The lower layer experiences a load 33 % lower than the simulated one, which distorts the understanding of proppant crash processes in a real fracturing. These findings were used to formulate a program of modified laboratory studies.

Conclusion. Approved fracture investigation techniques are only applicable to comparing different proppants among themselves, but quantitative results cannot be used in hydraulic fracturing design without adjustment for the actual propped width.

Keywords: hydraulic fracturing, proppant crash, contact stresses, frac width, Achimov deposits, tight-oil reserves

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

Acknowledgment: the authors' extends its gratitude to Nartymov V.S., Lelyavsky V.S., Iskhakov R.F., Churakov A.V., Gainetdinov R.R., and the Hydraulic Fracturing Competence Center at the Gazprom нефть company group for their organization and participation in preparing the experimental research program, the results of which enabled the completion of this work. The authors' appreciates Gazprom нефть company group for the opportunity to publish the results of this work.

For citation: Devyatyarov S.S., Bastrakov A.A., Korepanov A.A., Arefyev V.A., Pleshanov N.N., Degtyarev D.S., Kvesko N.G. Theoretical basis of frac width increasing for the Achimov tight-oil reserves. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):160–168. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-160-168>

Manuscript received 11.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Трудноизвлекаемые запасы нефти (далее — ТРИЗ) ачимовских продуктивных отложений Ямало-Ненецкого автономного округа являются стратегической ресурсной базой Российской Федерации и уникальным технологическим вызовом для нефтегазовой отрасли. Несмотря на наличие значительной подтвержденной ресурсной базы (до 5 млрд тонн), данные запасы не введены в промышленную разработку, текущая степень выработанности не превышает 1 %. Основные причины заключены не только в климатических и логистических особенностях региона, но и в крайне сложных геологических условиях залегания ачимовских отложений ЯНАО: они находятся на глубине до 4 км, характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД) до 65 МПа с коэффициентом аномальности (K_a) до 1,9, значительным количеством зон несовместимости бурения и крайне низкой абсолютной газопроницаемостью 0,15 мД. Учитывая высокое значение остаточной водонасыщенности на уровне 0,64 д. ед., фазовая проницаемость нефти в данных отложениях не превышает 0,01 мД.

Главным инструментом достижения промышленного притока нефти является гидравлический разрыв пласта (далее — ГРП). ГРП позволяет создать «магистральную» трещину, увеличивающую площадь контакта скважины с низкопроницаемыми коллекторами, объединить изолированные линзы

в единую гидродинамическую связь. Процесс оптимизации ГРП связан с определением оптимальной геометрии трещины, которая обеспечивает наибольшую эффективность добывающей скважины.

РЕАЛЬНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ И РАЗРУШЕНИЮ ПРИ НАГРУЗКЕ ПОДВЕРГАЕТСЯ МЕНЕЕ 5 % ВЕРХНИХ СЛОЕВ ПРОПАНТА, НО ПРИ ШИРИНЕ ПРОПАНТНОЙ ПАЧКИ В 1 СЛОЙ РАЗРУШЕНИЕ ДЛЯ АЛЮМОСИЛИКАТНОГО ПРОПАНТА ДОСТИГАЕТ 70 %.

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ

Ключевыми параметрами, определяющими продуктивность трещины, являются полудлина и безразмерная проводимость [1, с. 29]:

$$C_{fd} = \frac{k_f \cdot w_f}{k \cdot x_f}, \quad (1)$$

где C_{fd} — безразмерная проводимость трещины, д. ед.; k_f — абсолютная проницаемость пропантной пачки, мД; w_f — ширина трещины, м; k — абсолютная газопроницаемость коллектора, мД; x_f — полудлина трещины, м. Безразмерная проводимость характеризует баланс между течением флюида по трещине и поступлением флюида из пласта в трещину. При высоких значениях C_{fd} проводимость становится чрезмерной, и это не приводит к увеличению продуктивности трещины.

Потенциал ограничивается объемом флюида, поступающего из пласта. В низкопроницаемых коллекторах отношение проницаемости трещины к проницаемости коллектора значительно. Для условного примера 100 мД в трещине и 0,1 мД в коллекторе соотношение составляет 1 000 ед. Следовательно, для оптимизации трещины ГРП необходимо увеличить полудлину. Графически данная взаимосвязь отражена на рис. 1. Эффективность трещины ГРП можно определить через безразмерный индекс продуктивности скважины (J_d). Кривые I_x отражают коэффициент вскрытия пласта, который определяется как отношение общей длины трещины (2 полудлины) к длине контура дренирования скважины.

При C_{fd} более 10 увеличение ширины трещины или проницаемости пропантной пачки практически не влияет на прирост безразмерной продуктивности (J_d) при постоянной полудлине. Интенсификация продуктивности происходит только при росте полудлины трещины (I_x). Область с C_{fd} менее 10 характеризуется крайне низким пределом потенциала трещин ГРП независимо от величины полудлины.

Важным фактором в геометрии трещин является низкая проницаемость. Фактические операции ГРП характеризуются крайне высокой эффективностью жидкости, которая доходит до 90 %. Практически вся закачиваемая жидкость создает объем трещины ГРП. Отсутствие утечек в пласт позволяет развивать трещину в плоскости высоты и полудлины, не развивая ширину. Баланс между высотой и полудлиной определяется геомеханическими свойствами разреза, наличием

анизотропии и выдержанностью барьеров, влиянием гравитации. Применение таких технологий, как гибридная закачка, высоковязкие понизители трения в качестве гелеобразователя, увеличение расхода жидкости, позволяет достичь значительной полудлины и высоты в пределах целевого интервала. Рост полудлины позволяет увеличить объем поступающего флюида в трещину, дренируемый объем залежи скважиной, значительно поднять дебит добывающей скважины в гидродинамических симуляторах.

Процессы и закономерности увеличения полудлины трещины описаны, важно ответить на вопрос о необходимой ширине трещины, без этого параметра определить оптимальный подход к разработке ТРИЗ ачимовских отложений невозможно.

Возвращаясь к уравнению (1), необходимо отметить, что при увеличении полудлины для сохранения значения C_{fd} на постоянном уровне необходимо также увеличить ширину трещины или проницаемость пропантной пачки пропорционально увеличению полудлины.

Результатом оптимального дизайна ГРП с использованием современных инструментов гидродинамического моделирования и симуляторов ГРП может являться трещина шириной 1 мм. В математике течений флюидов гидродинамического симулятора столь узкая трещина не является препятствием, обеспечивает необходимую проводимость при значительной полудлине трещины, что позволяет одновременно охватить значительное количество активных ячеек модели и получить высокий стартовый дебит скважины.

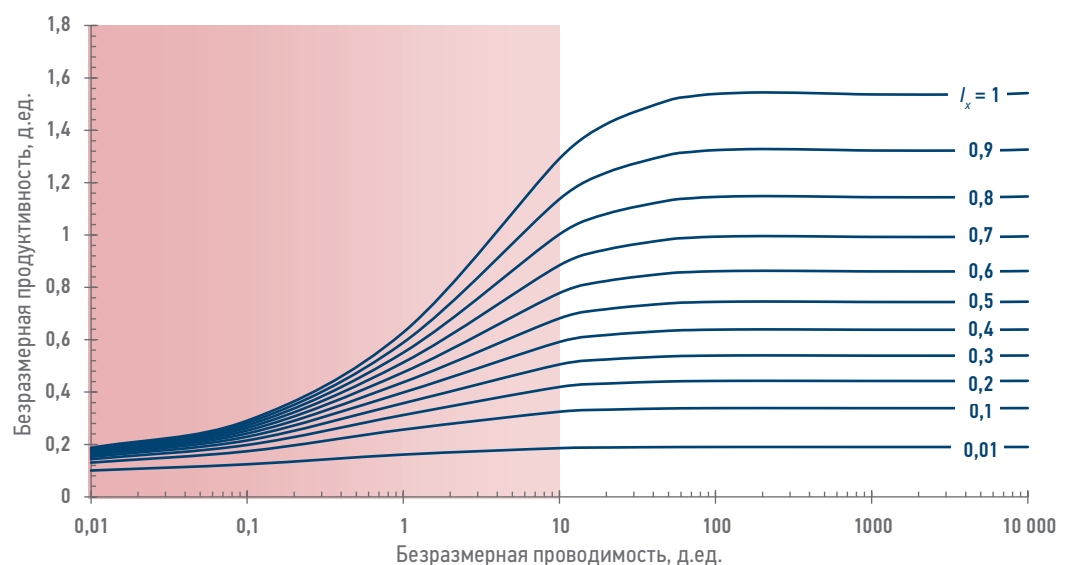


Рис. 1. Безразмерный индекс продуктивности как функция безразмерной проводимости трещины [1, с. 31]
Fig. 1. Dimensionless productivity index as a function of dimensionless fracture conductivity [1, p. 31]

Одновременно с этим наиболее часто используемые в работе симуляторы не учитывают такого важного фактора, как разрушаемость пропанта в полной мере.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Процесс тестирования пропанта на разрушаемость является вполне традиционной и распространенной процедурой для контроля поставок для полевых работ. В качестве дальнейшего примера будет рассмотрена нормативно-методическая база по алюмосиликатным пропантам, применяемым на ачимовские отложения. Методика исследования на разрушение, а именно определение сопротивления раздавливанию, в Российской Федерации контролируется ГОСТ Р 51761-2013 [2]. На **рис. 2** представлены результаты разрушения алюмосиликатного пропанта 16/20 в рамках реализации полевых работ по ГРП представителями команды авторов в 2019–2020 годах.

Расчётная нагрузка на пропант в 40 МПа, являющаяся разницей между минимальным горным напряжением объекта работ (70 МПа) и целевым забойным давлением добывающей скважины (30 МПа), приводит к разрушению не более 5 % объема пропанта. Может показаться, что фактор разрушения не представляет особого интереса при оптимизации ГРП, т.к. фактическое исследование демонстрирует крайне низкое разрушение, учитывая высокий тоннаж проведенных операций ГРП (более 150 тонн).

Рассмотрим важный аспект методики исследования разрушения, закрепленной в ГОСТ Р 51761-2013 [2], — определение массы насыпки пропанта m :

$$m = 1,22 \rho_{\text{нсп}} \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{нсп}}$ — насыпная плотность пропанта, г/см³; $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр ячейки для раздавливания, см.

Если выразить насыпную плотность через массу и объём, то окажется, что коэффициент 1,22 определяет постоянную высоту пропантной насыпки в данном исследовании. Высота насыпки пропанта в измерительной ячейке является постоянной и закреплённой в ГОСТ Р 51761-2013 [2, с. 19]:

$$m = 1,22 \frac{m}{V_{\text{нсп}}} \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4} = 1,22 \frac{4m}{\pi d_{\text{вн}}^2 \cdot h} \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4} = 1,22 \cdot \frac{m}{h} \cdot 1, \quad (3)$$

$$h = 1,22 \text{ см.} \quad (4)$$

Отражает ли данное исследование реальные процессы в трещине ГРП? Как представлено ранее, оптимальная ширина трещины может составлять 1 мм, что практически в 10 раз ниже, чем исследуемая высота насыпки. Для описания критичности высоты насыпки необходимо обратиться к механике сыпучих систем, которой и является пропантная пачка.

Каждое отдельное зерно пропанта оказывает воздействие на другие окружающие частицы, что, в свою очередь, приводит к распределению нагрузки из строго вертикального направления, создаваемой силой тяжести, и силой внешней нагрузки раздавливания пуансоном (поршня пресса) на зерно, в направлениях точек касания зерна с другими зёрнами. В связи с этим слой за слоем, нагрузка распределяется в горизонтальные направления. Для упрощения используемых уравнений рассмотрим систему, представленную на **рис. 3**.

Рассмотрим слой пропанта высотой dx . Он является неподвижным, сумма сил, действующих на слой, равна нулю. На слой действуют сила тяжести, давление вышележащего слоя пропанта и пуансона (поршня пресса), используемого в раздавливании, давление реакции опоры нижележащих слоёв и сила трения стенок ячейки, отражающая перераспределение вертикальной нагрузки в горизонтальную. Запишем систему сил в представленном порядке.

$$\begin{aligned} \sum_{i=0}^n F_i &= F_{\text{тяж}} + F_p - F_{p+dp} - F_{\text{тр}} = \\ &= mg + P\pi R^2 - (P + dP) \cdot \pi R^2 - 2\pi R\mu k P dx = \\ &= \rho_{\text{нсп}} \pi R^2 g dx + P\pi R^2 - P\pi R^2 - dP\pi R^2 - \\ &\quad - 2\pi R\mu k P dx = 0 \end{aligned} \quad (5)$$

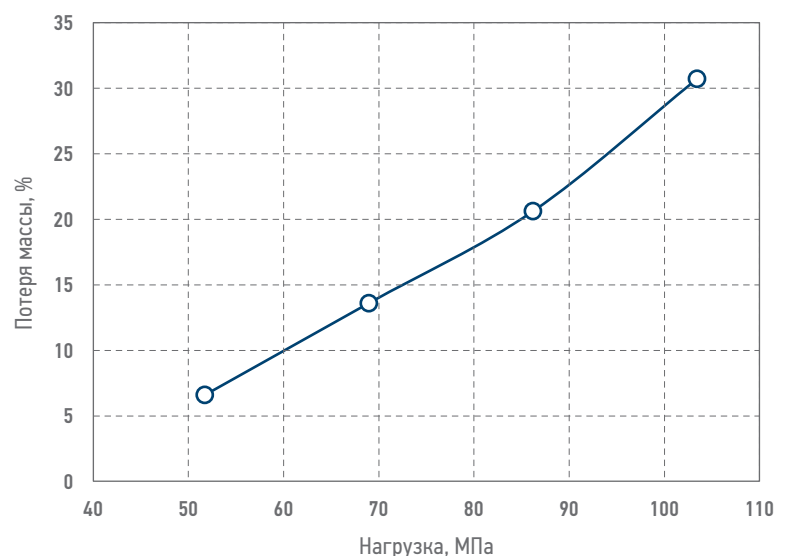


Рис. 2. Результаты исследования сопротивления раздавливания пропанта 16/20. Составлено авторами

Fig. 2. Proppant 16/20 crash test results. Prepared by the authors

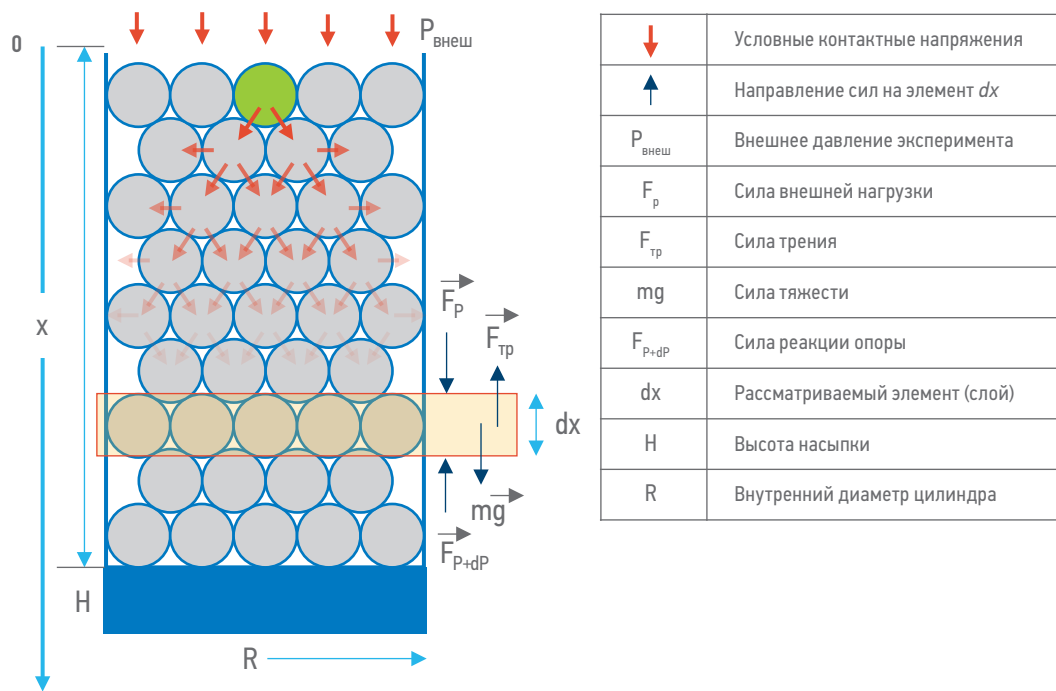


Рис. 3. Изображение сил, влияющих на пропантную пачку, в ячейке для раздавливания. Составлено авторами
Fig. 3. Scheme of proppant pack forces in crush cell. Prepared by the authors

где $F_{\text{тяж}}$ — сила тяжести, Н; F_p — внешняя нагрузка, Н; F_{p+dp} — сила реакции, Н; $F_{\text{тр}}$ — сила трения, Н; m — масса слоя, кг; g — ускорение свободного падения, м/с²; P — давление внешней нагрузки, Па; R — внутренний радиус цилиндра, м; dp — давление реакции опоры, Па; μ — коэффициент трения скольжения, д.ед.; k — коэффициент бокового распора, д.ед.; dx — рассматриваемый слой, м; $\rho_{\text{нсп}}$ — насыпная плотность, кг/м³. Последний член уравнения, характеризующий силу трения, определяет трение по периметру слоя высотой dx с коэффициентом трения скольжения μ и коэффициентом бокового вдавливания k , который отражает перераспределение давления P в горизонтальную силу. Сгруппируем уравнение (5) в дифференциальное уравнение (6) и выполним интегрирование в уравнение (7).

$$\frac{dP}{dx} = \rho_{\text{нсп}} g - \frac{2\mu k}{R} P, \quad (6)$$

$$P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} g R}{2\mu k} + C_1 e^{\frac{-2\mu k x}{R}}. \quad (7)$$

Первым практическим выводом уравнения (6) является то, что с увеличением глубины навески уменьшается скорость роста веса данного столба. Константа интегрирования C_1 в уравнении (7) характеризует начальные условия системы. Определим уравнение (7) для учёта различных внешних нагрузок на пропант:

$$P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} g R}{2\mu k} \left(1 - e^{\frac{-2\mu k x}{R}} \right) + P_{\text{внеш}} e^{\frac{-2\mu k x}{R}}. \quad (8)$$

В связи с тем что коэффициенты μ , k определяются экспериментально или численным моделированием, а для алюмосиликатных пропантов подобных исследований не выполнялось, для иллюстрации влияния описанных эффектов воспользуемся примером из результатов работы [3, с. 51], где коэффициенты составляют соответственно $\mu = 1$; $k = 0,50$. Рассмотрим визуализацию уравнения (8) на рис. 4 с внешней нагрузкой ($P_{\text{внеш}}$) в 40 МПа.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Реальному воздействию исходной нагрузкой подвергается только незначительная часть верхних слоёв, что и объясняет результат разрушения менее 5 %. Необходимо отметить, что разница в нагрузке, испытываемой нижним слоем зерен пропанта в лаборатории и прикладываемой на верхние слои пропанта (40 МПа), меньше на 13 МПа, или 32,5 %. Учитывая, что ширина трещины в дизайнах ГРП для объекта исследования находится в пределах 1–5 мм, можно предположить, что в реальности трещина подвергается значительной деградации геометрии в процессе эксплуатации скважины или даже при первом запуске скважины в работу.

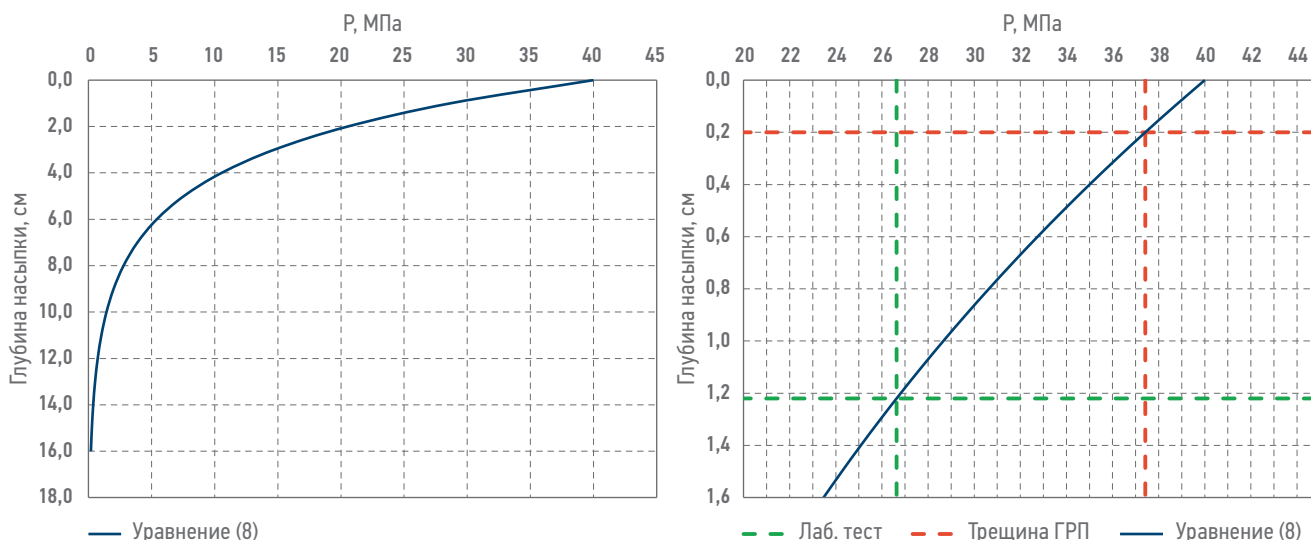


Рис. 4. Изменение давления в пропантной пакке по глубине насыпки при давлении раздавливания 40 МПа. Составлено авторами
Fig. 4. Pressure change along proppant pack at a crushing pressure of 40 МПа. Prepared by the authors

В нефтегазовой отрасли уже реализовывались исследования [4, с. 346] влияния ширины пропантной пакки на разрушение пропанта, рис. 5. Ключевым практическим выводом являлось то, что при ширине, приближающейся к 1-му слою пропанта, разрушение алюмосиликатного пропанта увеличивалось с 20 до 70 % и выше. Однако теоретическое обоснование данного эффекта не приводилось ранее. С целью достоверного прогноза разрушения пропанта и возможности качественной или количественной оценки влияния на работающую геометрию трещины ГРП необходимо выполнять серию исследований

с изменяющейся массой насыпки. Учитывая уравнение (2) в методике ГОСТ Р 51761-2013 [2], можно получить вариативность высоты пропантной пакки и для исследований образцов, применяемых в текущей практике отечественной нефтегазовой отрасли. Другим фактором, который необходимо учесть при выполнении лабораторных исследований, — это случайность упаковки дискретных систем, которыми являются зерна пропанта, а также случайность разрушения и распределения разрушенных частиц в общей пакке. Наличие результатов только одного эксперимента не позволяет получить достоверную

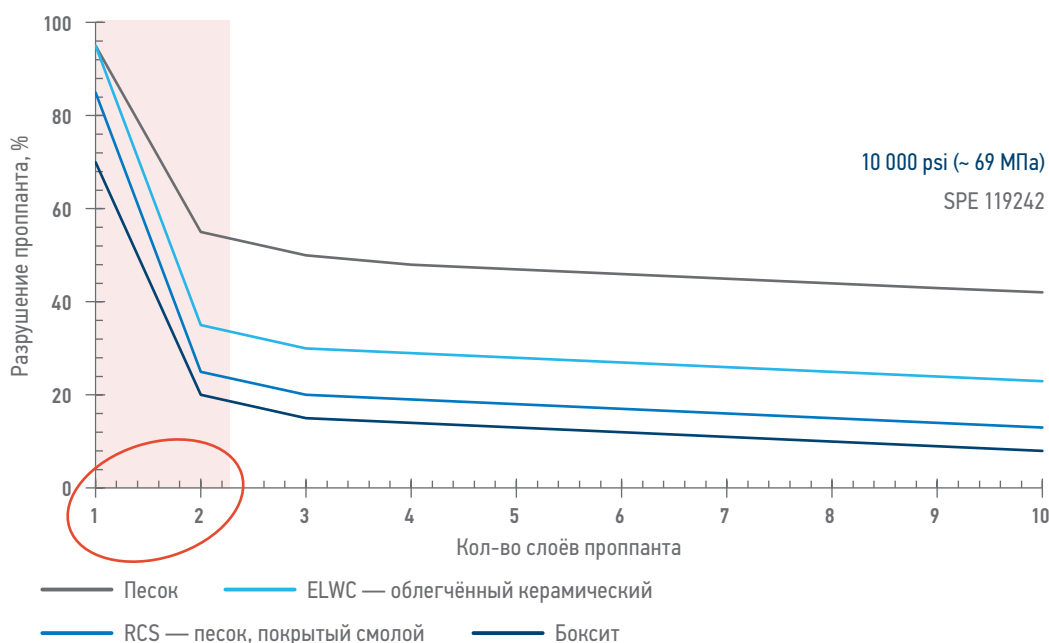


Рис. 5. Исследование влияния количества слоёв пропанта 20/40 в насыпке на значение разрушения пропанта при давлении 10 000 psi (~69 МПа) [4, с. 347]

Fig. 5. Crush values for four different 20/40 proppants at 10 000 psi (~69 МПа) at varying number of layers [4, p. 347]

зависимость для практического применения в дизайнах ГРП.

Для корректного прогноза добычных характеристик трещин ГРП на ТРИЗ нефти ачимовских отложений необходимо учесть разрушенный объем трещины. Без наличия достоверной статической выборки исследований разрушения пропанта альтернативой может являться применение граничного значения отсечки закрепленной геометрии трещины в диапазоне 2–3 мм, что также соответствует одному из граничных условий (3 мм) в работе [1, с. 129].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трудноизвлекаемые запасы нефти ачимовских отложений ЯНАО являются уникальным комплексом не только с точки зрения запасов, но и технологического опыта для компаний. Геологические особенности строения значительно повышают уровень влияния физических процессов на результаты исследований или промышленные работы. Те эффекты, которые при работе с традиционными запасами являлись допущениями, не оказывали значительного влияния

или не проявлялись вовсе, при работе с ТРИЗ требуют детального научно-исследовательского подхода.

Лабораторное изучение пропантов по ГОСТ Р 51761-2013 [2] должно выполняться только для входного контроля качества и сравнения различных пропантов между собой. Прямое использование результатов разрушения в дизайне ГРП невозможно в связи с влиянием эффекта перераспределения механической нагрузки между зернами пропанта. Необходимо выполнение серии модифицированных исследований с переменной массой насыпки пропанта для получения репрезентативных результатов и принятия оптимизационных решений в проектировании ГРП. Учитывая имеющийся опыт в отрасли по изучению разрушений пропантов, подготовленное теоретическое обоснование, базовые дизайны трещин ГРП на низкопроницаемые объекты с шириной трещины на уровне 1 мм являются оптимальными только в пределах гидродинамических симуляторов. Данные дизайны не позволяют трещине эффективно работать в реальности. Дизайн ГРП работающей геометрии должен учитывать возможность разрушения пропанта на уровне 70% и выше в зонах трещины с шириной 1 мм.

ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ВЫВОД УРАВНЕНИЙ (6)–(8)

$$\sum_{i=0}^n F_i = F_{\text{ТЯЖ}} + F_p - F_{p+dp} - F_{\text{ТР}} \\ mg + P\pi R^2 - (P + dP) \cdot \pi R^2 - 2\pi R\mu k P dx = 0$$

$$\frac{dP}{dx} = \rho_{\text{нсп}} g - \frac{2\mu k}{R} P$$

$$\frac{dP}{dx} + \frac{2\mu k P(x)}{R} = \rho_{\text{нсп}} g$$

$$z(x) = e^{\int \frac{2\mu k}{R} dx} = e^{\frac{2\mu k x}{R}}$$

$$\frac{dP}{dx} \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}} + \frac{2\mu k P(x)}{R} \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}} = \rho_{\text{нсп}} g \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}}$$

$$\frac{2\mu k}{R} \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}} = \frac{d(e^{\frac{2\mu k x}{R}})}{dx}$$

$$\frac{dP}{dx} \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}} + \frac{d(e^{\frac{2\mu k x}{R}})}{dx} P(x) = \rho_{\text{нсп}} g \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}}$$

$$\frac{d(e^{\frac{2\mu k x}{R}} \cdot P(x))}{dx} = \rho_{\text{нсп}} g \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}}$$

$$\int \frac{d(e^{\frac{2\mu k x}{R}} \cdot P(x))}{dx} dx = \int \rho_{\text{нсп}} g \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}} dx$$

$$e^{\frac{2\mu k x}{R}} \cdot P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} g \cdot e^{\frac{2\mu k x}{R}}}{2\mu k} + C_1$$

$$P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} g R}{2\mu k} + C_1 e^{-\frac{2\mu k x}{R}}$$

$$P_{\text{внеш}} = \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k} + C_1 e^{\frac{-2\mu k \cdot 0}{R}} = \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k} + C_1$$

$$C_1 = P_{\text{внеш}} - \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k}$$

$$P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k} + \left(P_{\text{внеш}} - \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k} \right) e^{\frac{-2\mu k x}{R}}$$

$$P(x) = \frac{\rho_{\text{нсп}} gR}{2\mu k} \left(1 - e^{\frac{-2\mu k x}{R}} \right) + P_{\text{внеш}} e^{\frac{-2\mu k x}{R}}$$

$$\rho_{\text{нсп}} \pi R^2 g dx + P \pi R^2 - P \pi R^2 - dP \pi R^2 - 2\pi R \mu k P dx = 0$$

Список литературы

1. Economides M. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice / M. Economides, R. Oligney, P. Valko. — Alvin, Texas : Orsa Press, 2002. — 262 с. — ISBN 0-9710427-0-5;
2. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия : дата введения 2014-06-01. — М.: Стандартинформ, 2014. — 29 с;
3. Клишин С. В. О коэффициенте бокового распора случайных упаковок дискретных элементов / С.В. Клишин, О.А. Микенина // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — 2013. — № 6. — С. 45–52. EDN RRUGWH;
4. Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S., Vincent M.C. How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/119242-MS>

References

1. Economides M. *Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice* / M. Economides, R. Oligney, P. Valko. — Alvin, Texas : Orsa Press, 2002, 262 p. ISBN 0-9710427-0-5
2. National Standard (ГОСТ Р) 51761-2013. Aluminosilicate Propant. Specification : date 2014-06-01. — Moscow: StandartInform, 2014. — 29 p. (In Russ.)
3. Sergey V. Klishin, Olga A. Mikenina. Horizontal pressure coefficient in a random packing of discrete elements // *Physical and technical problems of mining*, 2013, no. 6, pp. 45–52. EDN RRUGWH (In Russ.)
4. Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S., Vincent M.C. How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS, 10 p. <https://doi.org/10.2118/119242-MS>.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.С. Девятъяров — принял участие в разработке физической модели, концепции статьи и утвердил итоговую версию статьи.

А.А. Бастраков — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

А.А. Корепанов — сформулировал гипотезу о значительном влиянии разрушении пропанта на фактических скважинах, провел литературный обзор и разработал программу исследований.

В.А. Арефьев — разработал концепцию статьи, выполнил физическое обоснование увеличения разрушаемости при снижении насыпки пропанта.

Н.Н. Плешанов — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Д.С. Дегтярев — выполнил оценку влияния разрушения пропанта на скважины, принял участие в разработке физической модели.

Н.Г. Квеско — выполнила научно-методическое сопровождение работы и программы модифицированных лабораторных исследований.

Sergey S. Devyatyarov — contributed to the development of the physical model and the article's concept and endorsed the final version of the article.

Aleksandr A. Bastrakov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Aleksandr A. Korepanov — formulated the hypothesis regarding the significant influence of proppant breakdown in wells, conducted a literature review, and developed the research program.

Viktor A. Arefyev — conceived the article's concept and provided the physical model for increased proppant breakdown with reduced packing.

Nikolay N. Pleshanov — contributed in development the research program and approved the final version of the article.

Dmitriy S. Degtyarev — assessed the impact of proppant breakdown on wells and participated in the development of the physical model.

Natalia G. Kvesko — provided scientific and methodological support for the work and the program of modified laboratory research.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Сергеевич Девятъяров — исполнительный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Sergey S. Devyatyarov — Executive director, Gazprom нефt company group

Александр Александрович Бастраков — заместитель исполнительного директора по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Aleksandr A. Bastrakov — Deputy executive director for geology and development, Gazprom нефt company group

Александр Александрович Корепанов — руководитель программ ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Aleksandr A. Korepanov — program manager for hydraulic fracturing, Gazprom нефt company group

Виктор Александрович Арефьев* — руководитель направления по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Viktor A. Arefyev* — specialist for geology and development, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Николай Николаевич Плешанов — руководитель программы развития продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Nikolay N. Pleshanov — Account manager, Gazprom нефt company group

Дмитрий Сергеевич Дегтярев — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitriy S. Degtyarev — Specialist for geology and development, Gazprom нефt company group

Наталья Геннадьевна Квеско — доктор технических наук, профессор, старший научный сотрудник, ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
660041, Россия, г. Красноярск, пр. Свободный, д. 79.

Natalia G. Kvesko — Dr. Sci. (Engineering), Professor, Senior research officer, Siberian Federal University
79, Svobodniy ave., Krasnoyarsk, 660041, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПОЛИМЕРНЫЕ СМОЛЫ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХСЯ ПРОПАНТОВ

**А.Л. Зиновьев¹, Е.Я. Полетыкина¹, В.Т. Новиков¹, А.В. Чураков², Д.А. Старицин²,
А.А. Карпов², Р.Р. Хусаинов², М.С. Сандыга^{2,*}, Д.А. Толстых²**

¹Томский политехнический университет, РФ

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

В статье рассмотрена возможность использования самогенерирующихся облегченных пропантов в процессе гидравлического разрыва пласта (ГРП). Актуальность данной темы обусловлена отсутствием на рынке расклинивающих агентов с низкой плотностью, которые необходимы для удержания раскрытости трещин в удаленных участках. Генерация пропанта в пластовых условиях позволит усовершенствовать процесс ГРП и обеспечит лучшую раскрытость трещин по сравнению с классической технологией.

Цель. Исследование различных полимерных реагентов в качестве исходного сырья для образования самогенерирующихся пропантов.

Материалы и методы. Для оценки применимости выдвинутой гипотезы использовалась полимерная основа — меламинокарбамидная смола и водный раствор щавелевой кислоты в качестве отвердителя. Самогенерация пропанта проводилась на специализированном стенде в условиях, когда отсутствуют агломерации гранул полимера. Оценка физико-механических свойств полученных гранул выполнялась в соответствии со стандартными методиками. Для оценки расклинивающей способности использовалась методика определения проводимости пропантной пакки.

Результаты. В результате лабораторных исследований было выявлено, что образовавшийся в процессе генерации полимерный пропант обладает слабой устойчивостью к соляной кислоте, а также не соответствует критериям по геометрическим формам. Трещины, заполненные сгенерированным в процессе отверждения пропантом, обладают низкой проводимостью при давлениях более 4000 psi. Установлено, что гранулы, полученные в процессе генерации, обладают недостаточными прочностными характеристиками (90 % гранул разрушаются при давлении 5000 psi).

Заключение. Высокая стоимость и недостаточные эксплуатационные характеристики получаемых самогенерирующихся гранул пропанта делают их нерентабельными в качестве расклинивающих агентов. Стоит отметить потенциальную возможность использования данной технологии в случае подбора альтернативной полимерной композиции, позволяющей качественно повысить прочностные характеристики получаемого расклинивающего агента.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, пропант, самогенерация, меламинокарбамиднольная смола

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Зиновьев А.Л., Полетыкина Е.Я., Новиков В.Т., Чураков А.В., Старицин Д.А., Карпов А.А., Хусаинов Р.Р., Сандыга М.С., Толстых Д.А. Полимерные смолы для получения облегченных самогенерирующихся пропантов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):169–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-169-176>

Статья поступила в редакцию 19.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

POLYMER RESINS FOR THE PRODUCTION OF LIGHTWEIGHT SELF-GENERATING PROPPANTS

**Alexey L. Zinovyev¹, Ekaterina Ya. Poletykina¹, Viktor T. Novikov¹, Artem V. Churakov²,
Dmitry A. Staritsin², Alexey A. Karpov², Radmir R. Khusainov², Mikhail S. Sandygа^{2,*},
Dmitry A. Tolstikh²**

¹Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

²Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The article considers the possibility of using self-generating lightweight proppants in the process of hydraulic fracturing (fracking). The relevance of this topic is due to the lack of low-density proppants on the market, which are necessary to retain fracture openings in remote areas. Proppant generation under reservoir conditions will improve the fracturing process and provide better fracture openings compared to the basic technology.

Aim. Investigation of different polymer reagents as feedstock for the formation of self-generating proppants.

Materials and methods. To evaluate the applicability of the proposed hypothesis, a polymer base, melamine carbamid resin, and an aqueous solution of oxalic acid as a hardener were used. Self-generation of proppant was carried out on a specialized stand under conditions when there is no agglomeration of polymer granules.

Evaluation of physical and mechanical properties of the obtained granules was carried out in accordance with standard methods. The proppant pack conductivity methodology was used to evaluate propping capacity.

Results. As a result of laboratory investigations, it was revealed that the polymeric proppant formed in the process of generation has poor resistance to hydrochloric acid and does not meet the criteria for geometrical shapes. The cracks filled with the cure-generated proppant have low conductivity at pressures greater than 4000 PSI. It was also found that granules obtained in the process of generation have insufficient strength characteristics (90 % of granules are destroyed at a pressure of 5000 PSI).

Conclusion. High cost and insufficient performance characteristics of the obtained self-generating proppant granules make them unprofitable as propping agents. One should keep in mind the potential possibility of using this technology in the case of selecting an alternative polymer composition that allows to qualitatively increase the strength characteristics of the resulting propping agents.

Keywords: hydraulic fracturing, propane, self-generation, melamine carbomidnol resin

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

For citation: Zinovyev A.V., Poletykin E.Ya., Novikov V.T., Churakov A.V., Staritsin D.A., Karpov A.A., Khusainov R.R., Sandyga M.S., Tolstykh D.A. Polymer resins for the production of lightweight self-generating proppants. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):169–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-169-176>

Manuscript received 19.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — один из самых распространенных способов увеличения добычи газа/нефти из трудноизвлекаемых запасов [1]. Для повышения эффективности добычи флюида при проведении ГРП и в целях предотвращения смыкания трещин используют расклинивающие агенты — пропанты. Их можно разделить на три основные категории: кварцевые окатанные пески, пески с полимерным покрытием и искусственные керамические материалы [2]. Все три типа пропантов имеют схожие проблемы: вынос пропантов из трещины в процессе добычи [3]; необходимость использования высоковязких жидкостей для размещения пропантов в пласт [4]; сложность доставки пропантов в разветвленные сети трещин, включая микротрещины [5].

Широко представленные на рынке РФ среднежесткие алюмосодержащие (алюмосиликатные) пропанты имеют насыпную плотность более 1,7 г/см³, а среднежесткие магнийсодержащие пропанты — около 1,6 г/см³.

пропантами (насыпная плотность 2,0 г/см³), среднежесткими и среднежесткими пропантами (насыпная плотность 1,56–1,88 г/см³) и облегченными пропантами (насыпная плотность 1,4 г/см³), не обладающими высокими прочностными характеристиками, однако имеющими низкую плотность.

В последние годы освоение и совершенствование горизонтального бурения в сочетании с многоступенчатым гидроразрывом сделало рентабельной добычу трудноизвлекаемых запасов углеводородов. В этой связи в ближайшее время прогнозируется устойчивый спрос на пропант с минимальной плотностью, поскольку именно плотность пропанта определяет требования к жидкости для его переноса и размещения в созданной трещине. Легковесный пропант дольше удерживается во взвешенном состоянии в транспортирующей его жидкости, поэтому может быть доставлен в удаленные зоны созданной трещины. Кроме того, пропант низкой плотности позволит снизить общую массу расклинивающего агента, закачиваемого в скважину, и применять менее вязкие жидкости при стандартных скоростях закачки. В свою очередь, использование минимального количества полимера при подготовке жидкости ГРП уменьшает загрязнение трещины остатками полимерной жидкости после завершения гидроразрыва, что потенциально позволит увеличить продуктивность скважин. Таким образом, применение облегченного пропанта дает возможность не только увеличить дебит скважины, но и оптимизировать при этом общие затраты на проведение операции ГРП.

В связи с этим предприятиями — производителями пропантов проводятся масштабные

ПРОПАНТ НА ОСНОВЕ МЕЛАМИНОКАРБАМИДНОЙ СМОЛЫ И ВОДНОГО РАСТВОРА ЩАВЕЛЕВОЙ КИСЛОТЫ НЕ СООТВЕТСТВУЕТ НОРМАМ ПО ВОЗДЕЙСТВИЮ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ И ПО СОПРОТИВЛЕНИЮ РАЗДАВЛИВАНИЮ.

В этой связи общепринятой среди потребителей считается предлагаемая классификация пропантов по плотности и прочности. Продуктовая линейка пропантов представлена высокопрочными и высокоплотными

исследования, направленные на получение облегченных пропантов с насыпной плотностью менее 1,3 г/см³. Однако следует подчеркнуть, что такой пропант должен обладать необходимой прочностью, особенно в условиях динамических сжимающих нагрузок, воздействующих на расклинивающий агент в реальных условиях.

Одним из путей получения облегченных пропантов могут стать самогенерирующиеся пропанты. Основной концептуальной идеей данного подхода является ввод двух или нескольких жидкостей в процессе проведения процесса ГРП. Одна из жидкостей, содержащая конденсационный полимер, характеризуется возможностью фазового перехода из жидкого в твердое состояние под действием инициатора, содержащегося во второй жидкости. Регулируя соотношение реагентов можно контролировать скорость и глубину отверждения, что позволяет получать расклинивающий агент непосредственно в трещине.

Целью данной работы является исследование различных полимерных реагентов в качестве исходного сырья для образования самогенерирующихся пропантов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В работе использовалась меламинокарбамидная смола, щавелевая кислота и соляная кислота. В качестве основного растворителя использовалась пресная вода.

Генерация пропанта в потоке. Блок-схема установки по генерации пропанта в потоке представлена на **рис. 1**. Установка представляет собой циклическую систему, в которой в качестве перекачивающего устройства использовался перистальтический насос Pumpdrive 5101 (Heidolph, Германия) (Н-1), для ввода меламинокарбомидной смолы в поток использовался шприцевой насос Chemyx Fusion 100 (Chemyx Inc., США) (НВС-1),

инжектирование смолы осуществлялось через сопло внутренним диаметром 1 мм. В качестве подвижной фазы использовался раствор отвердителя — щавелевой кислоты. Раствор кислоты поступал в насос из емкости (Е-1). Для сглаживания колебаний потока от насоса использовалась буферная емкость (БЕ-1). После инжектирования смолы раствор вновь поступал в емкость (Е-1). Длина трубопровода (Т-1), по которому двигался поток со смолой, составляла 5200 мм, диаметр сечения шланга — 5 мм, объемная скорость потока 9,5 мл/с. При этой скорости время пребывания смолы в зоне реакции равно 10,7 с. Времени пребывания было достаточно для частичного отверждения гранул, о чем свидетельствует отсутствие их агломерации в емкости (Е-1).

Испытания полученных пропантов проводились в соответствии с ГОСТ 54571-2011.

Физико-механические испытания выполнялись на универсальной испытательной машине Gotech AI-7000M в соответствии с ГОСТ Р 54571-2011.

Определение абсолютной плотности осуществлялось при помощи пермеаметра матричного типа SMP-200.

Долгосрочная проводимость расклинивающих наполнителей измерялась при нагрузке на пропантовую пачку 2000 psi, 4000 psi, 6000 psi, 8000 psi, 10000 psi и 12000 psi в соответствии с ISO 13503-5:2006.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Основной идеей самогенерирующихся пропантов является осуществление фазового перехода из жидкого в твердое состояние в момент доставки реагентов в трещины для эффективного расклинивания стенок трещин, предотвращая их смыкание. На лабораторной установке не представлялось возможным полное моделирование процесса ГРП, поэтому исследовались условия синтеза

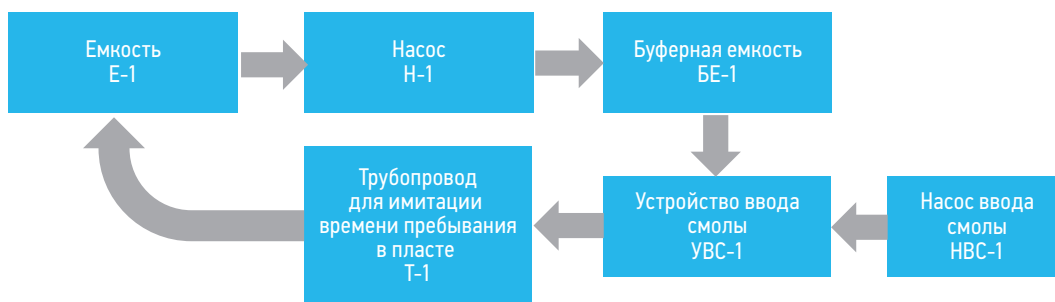


Рис. 1. Блок-схема установки генерации пропанта в потоке (А.Л. Зиновьев — блок схема составлена впервые для данной статьи)

Fig. 1. Flowchart of the installation of proppant generation in the stream (Alexey L. Zinovyev — the flowchart is compiled for the first time for this article)

Таблица 1. Характеристики пропанта в зависимости от концентрации отвердителя
Table 1. Characteristics of the proppant depending on the concentration of the hardener

Шифр	Длина гранул L, мм	Ширина гранул W, мм	Насыпная плотность ρ_n , г/см ³	Кажущаяся плотность ρ_k , г/см ³	Абсолютная плотность ρ_a , г/см ³	Предел прочности при сжатии пропанта $\sigma_{сж}$, psi
А	0,2...1,1	0,20...0,38	0,61	0,93	1,55	1248
Б	0,5...1,4	0,21...0,45	0,68	1,26	1,56	941
В	0,4...2,4	0,27...0,57	0,38	1,33	1,56	746
Г	0,3...1,6	0,12...0,41	0,50	1,28	1,55	600
Д	0,3...1,4	0,13...0,35	0,69	1,04	1,56	560

пропанта, при которых не происходит агломерации гранул полимера.

Влияние концентрации отвердителя на свойства генерируемого пропанта.

На скорость отверждения полимерных смол большое влияние оказывает концентрация отвердителя. В рамках проведенных работ были исследованы 5 различных концентраций отвердителя (шифр А–Д), скорость ввода смолы составляла 5 мл/мин. Характеристики полученного пропанта представлены в **табл. 1**, изображения сгенерированного пропанта представлены на **рис. 2**.

По изображениям видно, что получаемый материал не обладает сферической формой, а представляет собой цилиндры, независимо от концентрации отвердителя в растворе. Ранее было показано [6], что пропанты цилиндрической формы более устойчивы

к выносу и обеспечивают больший выход флюида.

Исходя из данных по характеристикам сгенерированного пропанта, концентрация отвердителя оказывает значительное влияние на прочностные характеристики получаемого материала. Необходимо отметить, что гранулы, полученные при минимальной концентрации отвердителя (А), характеризуются наиболее неоднородным гранулометрическим составом из всех полученных образцов.

Влияние скорости ввода полимерной смолы на свойства генерируемого пропанта.

Можно предположить, что на размеры образца может влиять не только концентрация отвердителя, но и скорость ввода смолы. Был проведен ряд экспериментов для проверки данной гипотезы. Были выбраны скорости

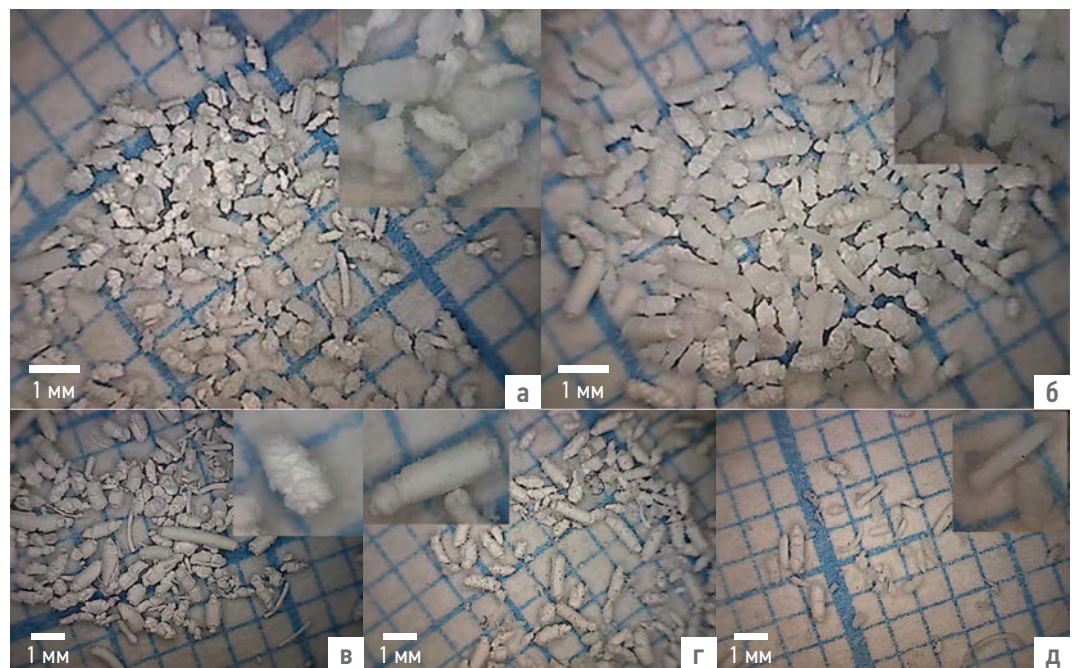


Рис. 2. Пропанты, полученные при различной концентрации отвердителя. Изображения а–д соответствуют шифрам А–Д, представленным в таблице 1 (А.Л. Зиновьев — микроснимки сделаны впервые для данной статьи)

Fig. 2 Propants obtained at different concentrations of the hardener. Images а–д correspond to the А–Д ciphers presented in Table 1 (Alexey L. Zinovyev — micrographs were taken for the first time for this article)

Таблица 2. Характеристики пропанта в зависимости от скорости ввода
Table 2. Characteristics of the proppant depending on the input speed

Расход полимерной смолы Q, мл/мин	Длина гранул L, мм	Ширина гранул W, мм	Насыпная плотность ρ_n , г/см ³	Кажущаяся плотность ρ_k , г/см ³	Абсолютная плотность ρ_a , г/см ³	Предел прочности при сжатии пропанта $\sigma_{сж}$, psi
1	0,1...1,1	0,1...0,2	0,27	0,89	1,55	1526
2	0,2...0,9	0,2...0,4	0,26	1,2	1,56	1510
3	0,2...1,0	0,2...0,4	0,29	1,2	1,56	1380
4	0,2...1,0	0,2...0,4	0,30	1,2	1,56	1364

ввода смолы от 1 мл/мин до 4 мл/мин.

Характеристики полученных пропантов представлены в **табл. 2**.

Как видно из **табл. 2**, плотность генерируемого пропанта слабо зависит от скорости ввода смолы, но скорость ввода сильно влияет на прочностные показатели получаемого материала: при снижении скорости ввода увеличивается прочность получаемого пропанта.

Для пропанта, полученного при скорости ввода 1 мл/мин, наблюдалось наличие волокон, окутывающих гранулы пропанта, что может негативно сказаться на его эксплуатационных характеристиках, в частности на снижении порового пространства в пропантной пачке. При этом теоретически данный материал за счет наличия волокон может образовывать стойкие агломераты при условии повышенного давления, что позволит генерироваться прочным расклинивающим конструкциям.

Испытания сгенерированных пропантов.

Из всех полученных образцов пропантов наибольший интерес представляет только материал, полученный при скорости ввода 2 мл/мин и при концентрации отвердителя, соответствующей шифру Б (**рис. 26**). По этой причине данный образец представлял интерес для проведения испытаний.

На **рис. 3** представлен график долгосрочной проводимости, из которого видно, что полученный образец пропанта не представляет практического интереса при использовании его в качестве расклинивающего агента при давлении более 5000 psi.

Результаты испытаний полученных пропантов (в соответствии с ГОСТ Р 54571-2011) представлены в **табл. 3**.

Как видно из представленных данных, сгенерированный материал не соответствует геометрической форме, которой должны соответствовать расклинивающие агенты при ГРП, но стоит отметить, что время отверждения составляло менее 10 с. Увеличение времени отверждения и, как следствие, продление времени пребывания полимерной смолы в жидком виде

может положительно сказаться на геометрии получаемых гранул. Но даже с таким подходом доля гранулометрического состава фракции 16/30 составила 94 %.

Согласно полученным результатам, сгенерированный материал не соответствует нормам по воздействию соляной кислоты (допускается не более 1 % потери массы), но при этом материал проявляет хорошую стойкость к смеси кислот. Данный эффект наблюдается в силу химической природы образующегося полимерного материала, стойкого к воздействию широкого ряда минеральных кислот, в том числе и плавиковой. По всей видимости, 13-процентный раствор соляной кислоты приводит к частичному растворению гранул малого размера и к потере массы.

Сгенерированные материалы не соответствуют ГОСТ 54571-2011 в части сопротивления раздавливанию: так, в результате испытаний разрушению подверглись 91 % гранул при давлении 34,5 МПа (5000 psi) при норме менее 10 %.

Исходя из результатов анализа различных плотностей сгенерированного материала

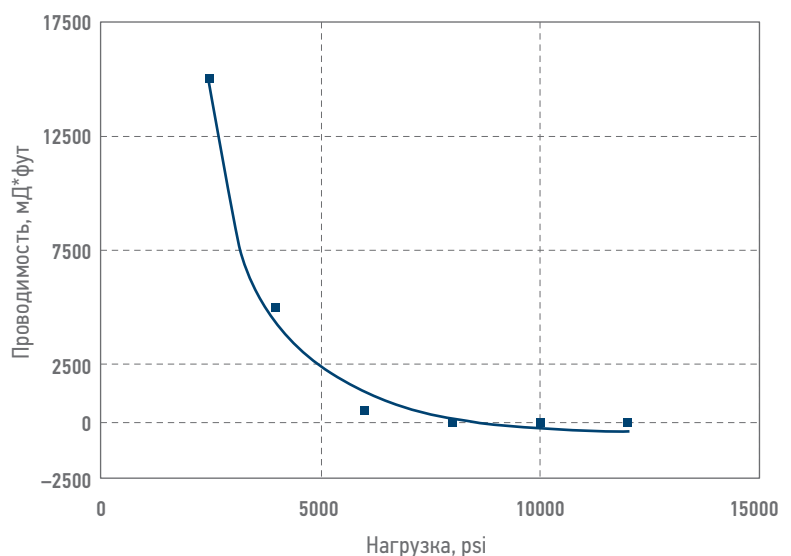


Рис. 3. Проводимость пропанта, сгенерированного в потоке (А.Л. Зиновьев — график составлен впервые для данной статьи)

Fig. 3. Conductivity of the proppant generated in the flow (Alexey L. Zinovyev — the graph is compiled for the first time for this article)

Таблица 3. Результаты испытаний пропанта, сгенерированного в потоке
Table 3. Test results of the proppant generated in the stream

Параметр	Результат	Требования ГОСТ Р 54571-2011	Заключение
Сферичность	0,3	$\geq 0,7$	Не соответствует
Округлость	0,7	$\geq 0,7$	Соответствует
Фракция 16/30, %	94	≥ 90	Соответствует
Насыпная плотность ρ_n , г/см ³	0,26	$\leq 1,75$	Соответствует
Кажущаяся плотность ρ_k , г/см ³	1,20	$\leq 3,10$	Соответствует
Абсолютная плотность ρ_a , г/см ³	1,56	$\leq 3,10$	Соответствует
Предел прочности при сжатии $\sigma_{сж}$, psi	1510	–	Не нормируется
Сопротивление раздавливанию, % (5000 psi)	91	≤ 10	Не соответствует
Растворимость в смеси кислот, %	1,1	≤ 10	Соответствует
Растворимость в соляной кислоте, %	4,1	≤ 1	Не соответствует
Мутность, NTU	Непрозрачный	≤ 250	Не соответствует

видно, что данные пропанты относятся к облегченным пропантам, а для их эффективной транспортировки в трещины в случае их отверждения раньше проникновения нет необходимости использовать высоковязкие гели.

Результаты расчета стоимости самогенерируемого пропанта без учета затрат на логистику показали, что она в 3 раза больше стоимости стандартного керамического пропанта.

ВЫВОДЫ

Было показано, что при использовании поликонденсационных смол, а именно меламинакарбамидной смолы, возможна генерация пропантов непосредственно при проведении операции ГРП. Скорость фазового перехода при этом можно регулировать концентрацией отвердителя и локализовать синтез пропанта в прогнозируемом участке пласта.

При возможном проведении процесса ГРП с самогенерирующим пропантом на основе полимерных смол важными параметрами процесса являются концентрация отвердителя и скорость ввода смолы в поток жидкости ГРП. Пропанты, полученные при использовании в качестве исходного сырья меламинакарбамидной смолы, не показали эффективной проводимости при давлении более 4000 psi, что ограничивает их применение.

Необходимо также отметить, что высокая стоимость самогенерируемого пропанта указывает на необходимость дальнейших исследований по поиску новых материалов и оптимизации технологии. В настоящее время можно сказать, что данный тип пропантов может быть испытан на первых стадиях ГРП для эффективного размещения в удаленных (приконцевых) зонах трещины.

Полученные результаты показывают перспективу материалов, позволяющих получать сшитые полимерные гранулы в процессе проведения гидравлического разрыва пласта.

Список литературы / References

1. Osiptsov A.A. Fluid mechanics of hydraulic fracturing: a review // Journal of petroleum science and engineering. — 2017. — Т. 156. — С. 513–535. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.019>
2. Fadl A.M., Abdou M.I. Proppants categories for hydraulic fracturing process of Petroleum wells: a review // Glob. J. Environ. Sci. — 2019. — Т. 2. — С. 1–2. <https://doi.org/10.33552/GJES.2019.02.000532>
3. HUANG Bo, LEI Lin, TANG Wenjia, XU Ningwei, XIONG Wei. Stimulation mechanism of self suspension proppant in sand-carrying fracturing by water[J] // Reservoir Evaluation and Development. — 2021. — № 11(3). P. 459–464. <https://doi.org/10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.023>
4. Barati R., Liang J.T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells // Journal of Applied Polymer Science. — 2014. — Т. 131. — №. 16. <https://doi.org/10.1002/app.40735>
5. Weijers L. et al. Simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures-evidence, impact and modeling implications // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. — OnePetro, 2000. <https://doi.org/10.2118/64772-MS>
6. Barboza B.R., Chen B., Li C. A review on proppant transport modelling // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — Т. 204. — С. 108753. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108753>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Л. Зиновьев — проведение испытаний сгенерируемых пропантов, написание текста статьи (материалы и методы, обсуждения результатов, выводы, рис. 1–3, табл. 1–3).

Е.Я. Полетыкина — исследование влияния концентрации отвердителя на свойства генерируемого пропанта, исследование влияния скорости ввода полимерной смолы на свойства генерируемого пропанта (обработка результатов механических испытаний).

В.Т. Новиков — проведение литературного обзора, написание текста статьи (введение, список цитируемой литературы).

А.В. Чураков — экспертиза полученных результатов, корректировка текста статьи.

Д.А. Старицин — экспертиза полученных результатов, корректировка текста статьи.

А.А. Карпов — постановка задач исследования, анализ полученных результатов, написание текста статьи (корректировка выводов).

Р.Р. Хусаинов — разработка общей концепции статьи, анализ полученных результатов, корректировка выводов.

М.С. Сандыга — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

Д.А. Толстых — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

Alexey L. Zinovyev — testing of generated prop-pants, writing the text of the article (materials and methods, discussion of results, conclusions, Figs. 1–3, Tables 1–3).

Ekaterina Ya. Poletykina — investigation of the effect of the hardener concentration on the properties of the generated proppant, investigation of the effect of the polymer resin input rate on the properties of the generated proppant (processing of the results of mechanical tests).

Viktor T. Novikov — conducting a literary review, writing the text of the article (introduction, list of cited literature).

Artem V. Churakov — examination of the results obtained, correction of the text of the article.

Dmitry A. Staritsin — examination of the results obtained, correction of the text of the article.

Alexey A. Karpov — statement of research objectives, analysis of the results obtained, writing the text of the article (correction of conclusions).

Radmir R. Khusainov — development of the general concept of the article, analysis of the results obtained, correction of conclusions.

Mikhail S. Sandyga — expert support, editing sections of the article.

Dmitry A. Tolstykh — expert support, editing sections of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Леонидович Зиновьев — кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории «Химическая инженерия и молекулярный дизайн», Национальный исследовательский Томский политехнический университет 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.

Екатерина Ярославовна Полетыкина — младший научный сотрудник лаборатории «Химическая инженерия и молекулярный дизайн», Национальный исследовательский Томский политехнический университет 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.

Виктор Тимофеевич Новиков — кандидат химических наук, доцент Исследовательской школы химических и биомедицинских технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томский политехнический университет 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.

Aleksey L. Zinovyev — Cand. Sci. (Chem.), Researcher of the laboratory "Chemical Engineering and Molecular Design", National Research Tomsk Polytechnic University 30, Lenina ave., 634050, Tomsk, Russia.

Ekaterina Ya. Poletykina — Junior research assistant "Chemical Engineering and Molecular Design", National Research Tomsk Polytechnic University 30, Lenina ave., 634050, Tomsk, Russia.

Victor T. Novikov — Cand. Sci. (Chem.), Associate Professor of the Research School of Chemical and Biomedical Technologies, National Research Tomsk Polytechnic University 30, Lenina ave., 634050, Tomsk, Russia.

Артём Владимирович Чураков — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Андреевич Старицин — руководитель программ развития ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Александрович Карпов — кандидат технических наук, руководитель по бизнес-анализу активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Радмир Расимович Хусаинов — кандидат технических наук, руководитель программ инновационных технологий, Группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Сергеевич Сандыга* — кандидат технических наук, руководитель направления по организации исследований, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Дмитрий Александрович Толстых — руководитель направления по новым материалам, Группа компаний «Газпром нефть»

Artem V. Churakov — Head of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazprom нефt company group

Dmitry A. Staritsin — Leader of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazprom нефt company group

Aleksey A. Karpov — Cand. Sci. (Tech.), Leader of business analysis, Gazprom нефt company group

Radmir R. Khusainov — Cand. Sci. (Tech.), Leader of Innovative Technology Programs, Gazprom нефt company group

Mikhail S. Sandyga* — Cand. Sci. (Tech.), Leader of Research Organization, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Dmitry A. Tolstykh — Leader of new materials, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА РАСЧЕТА ПОРИСТОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЛОТНОСТИ ФЛЮИДА ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

Р.С. Осипенко

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Уфа

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Основным геофизическим методом, позволяющим оценить пористость коллектора, является гамма-гамма плотностной каротаж. Уравнение связи плотности и пористости, помимо прочих констант, включает в себя такой параметр, как плотность флюида, заполняющего поровое пространство. При проведении плотностного каротажа после бурения к началу работ, как правило, успевает сформироваться зона проникновения фильтрата бурового раствора, заполняющего поровое пространство в радиусе исследования метода. Однако в настоящее время все больше геофизических исследований проводится в составе комплекса каротажа во время бурения, что позволяет определять не искаженные фильтратом свойства коллектора. При наличии переходной зоны плотности флюида может меняться в зависимости от соотношения долей разных фаз, что будет влиять на результаты расчета пористости, но в петрофизических уравнениях плотность флюида является константой.

Цель. Для исключения погрешности в расчетах свойств необходимо найти способ, позволяющий определить точное значение плотности смеси флюидов. Проблема осложняется тем, что для этого необходимо оценить водонасыщенность коллектора, в то время как для расчета водонасыщенности необходимо знать пористость. Взаимозависимость этих величин затрудняет построение петрофизических зависимостей, а вид функций исключает возможность аналитического решения системы уравнений.

Материалы и методы. В работе показан алгоритм численного решения системы уравнений пористости и водонасыщенности, основанный на методе простой итерации, позволяющий циклично вычислять свойства, с каждым повторением увеличивая точность оценки.

Результаты. В работе приведены теоретические расчеты, иллюстрирующие алгоритм определения свойств, а также результаты реализации данной методики в процессе гидродинамического моделирования одного из объектов Восточно-Мессояхского месторождения. Использование алгоритма позволило значительно повысить качество адаптации гидродинамической модели без необходимости применения локальных настроек.

Заключение. Единственным ограничением метода является наличие данных плотностного каротажа во время бурения. Алгоритм расчета не использует какие-либо сложные математические модели, что позволяет реализовать его в любом программном продукте. Данный метод может быть надежным способом повышения качества оценки свойств, а значит способен улучшить прогнозную способность геологических и гидродинамических моделей.

Ключевые слова: пористость, водонасыщенность, плотность флюида, плотностной каротаж

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Осипенко Р.С. Повышение качества расчета пористости с использованием численных методов для оценки плотности флюида по данным гамма-гамма плотностного каротажа во время бурения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(4):177–184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-177-184>

Статья поступила в редакцию 19.09.2023

Принята к публикации 20.10.2023

Опубликована 29.12.2023

IMPROVING THE ACCURACY OF POROSITY CALCULATION BASED ON NUMERICAL METHODS FOR ESTIMATING FLUID DENSITY FROM GAMMA-GAMMA DENSITY DATA

Roman S. Osipenko

Gazprom нефт company group, RF, Ufa

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

The main geophysical method to assess the porosity of the reservoir is gamma-gamma density logging. The equation of the relationship between density and porosity, among other constants, includes such a parameter as the density of the fluid in the pore space. When carrying out density logging after drilling, by the beginning of work, as a rule, a zone of penetration of drilling mud filtrate filling the pore space within the radius of the method study has time to form. However, at present, more and more geophysical studies are being carried out as part of the logging while drilling complex, which makes it possible to determine the properties of the reservoir that are not

affected by filtrate. In the presence of a transition zone, the fluid density may vary depending on the ratio of the fractions of different phases, which will affect the results of porosity calculation, but in petrophysical equations, the fluid density is a constant.

Aim. To eliminate errors in the calculation of properties, it is necessary to find a way to determine the exact value of the density of the fluid mixture. The problem is complicated by the circumstance that to determine the fluid density, it is necessary to assess the reservoir water saturation, while to assess the water saturation, it is necessary to know the porosity. The interdependence of these quantities makes it difficult to construct petrophysical dependencies, and the type of functions excludes the possibility of an analytical solution of the system of these equations.

As an example, theoretical calculations illustrating the algorithm for determining properties, as well as the results of the implementation of this technique in the process of hydrodynamic modeling of one of the objects of the Vostochno-Messoyakhskoye field are given.

Materials and methods. The paper shows an algorithm for the numerical solution of such a system based on the method of simple iteration. This approach allows cyclical calculation of properties, increasing the accuracy of the estimate with each repetition.

Results. As an example, theoretical calculations illustrating the algorithm for determining properties, as well as the results of the implementation of this technique in the process of hydrodynamic modeling of one of the objects of the Vostochno-Messoyakhskoye field. The use of the algorithm made it possible to significantly improve the quality of adaptation of the hydrodynamic model without the need for local settings.

Conclusions. The only limitation of the method is the availability of density logging while drilling. The calculation algorithm does not use any complex mathematical models, which allows it to be implemented in any software product. The results obtained suggest that this method can be a reliable way to improve the quality of property assessment, and therefore improve the predictive ability of geological and hydrodynamic models.

Keywords: porosity, water saturation, fluid density, density logging

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

For citation: Osipenko R.S. Improving the accuracy of porosity calculation based on numerical methods for estimating fluid density from gamma-gamma density data. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(4):177–184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-177-184>

Manuscript received 19.09.2023

Accepted 20.10.2023

Published 29.12.2023

В настоящее время одним из наиболее популярных и надежных способов определения пористости является использование метода гамма-гамма плотностного каротажа. Пористость в таком случае, как правило, оценивается с помощью линейной зависимости от плотности породы и имеет подобный вид:

$$\varphi = \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta}{\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{фл}}}, \quad (1)$$

где φ — пористость; δ — плотность породы; $\delta_{\text{ск}}$ — плотность скелета породы; $\delta_{\text{фл}}$ — плотность насыщающего поры флюида.

В петрофизических моделях для оценки пористости используют постоянные значения плотности флюида. В случае когда каротаж проводится уже после бурения, в пласте, как правило, успевает сформироваться

данные, не искаженные влиянием фильтрата. Очевидно, что в таком случае плотность флюида не является постоянной величиной и зависит, главным образом, от коэффициента водонасыщенности. В лучшем случае оценка пористости производится с учетом характера насыщения, тогда уравнение содержит некоторый набор дискретных величин плотности флюида (например, отдельные уравнения, где флюид имеет плотность воды или нефти). Использование дискретных значений плотности флюида ведет к появлению методической погрешности при расчетах, часто весьма значительной. Проиллюстрировать диапазоны такой погрешности можно, оценив зависимости между пористостью и плотностью породы при разной плотности флюида. Определить плотность флюида в случае двухфазного насыщения водой и нефтью можно, используя следующее уравнение:

$$\delta_{\text{фл}} = S_{\text{в}} \cdot \delta_{\text{в}} + (1 - S_{\text{в}}) \cdot \delta_{\text{н}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{в}}$ — коэффициент водонасыщенности; $\delta_{\text{в}}$ — плотность воды; $\delta_{\text{н}}$ — плотность нефти. Тогда уравнение (1) можно привести к виду:

$$\varphi = \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta}{\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{фл}}} = \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta}{\delta_{\text{ск}} - (S_{\text{в}} \cdot \delta_{\text{в}} + (1 - S_{\text{в}}) \cdot \delta_{\text{н}})}. \quad (3)$$

Рис. 1 иллюстрирует диапазон неопределенности в оценке пористости при разных значениях водонасыщенности и плотности нефти.

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ АВТОРАМИ АЛГОРИТМ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ПОРИСТОСТЬ И ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД ПО ДАННЫМ ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ.

зона проникновения фильтрата бурового раствора. Фильтрат заполняет поровое пространство и вытесняет флюид за пределы зоны исследования метода. В настоящее время, однако, все чаще каротаж проводится во время бурения, что позволяет получить

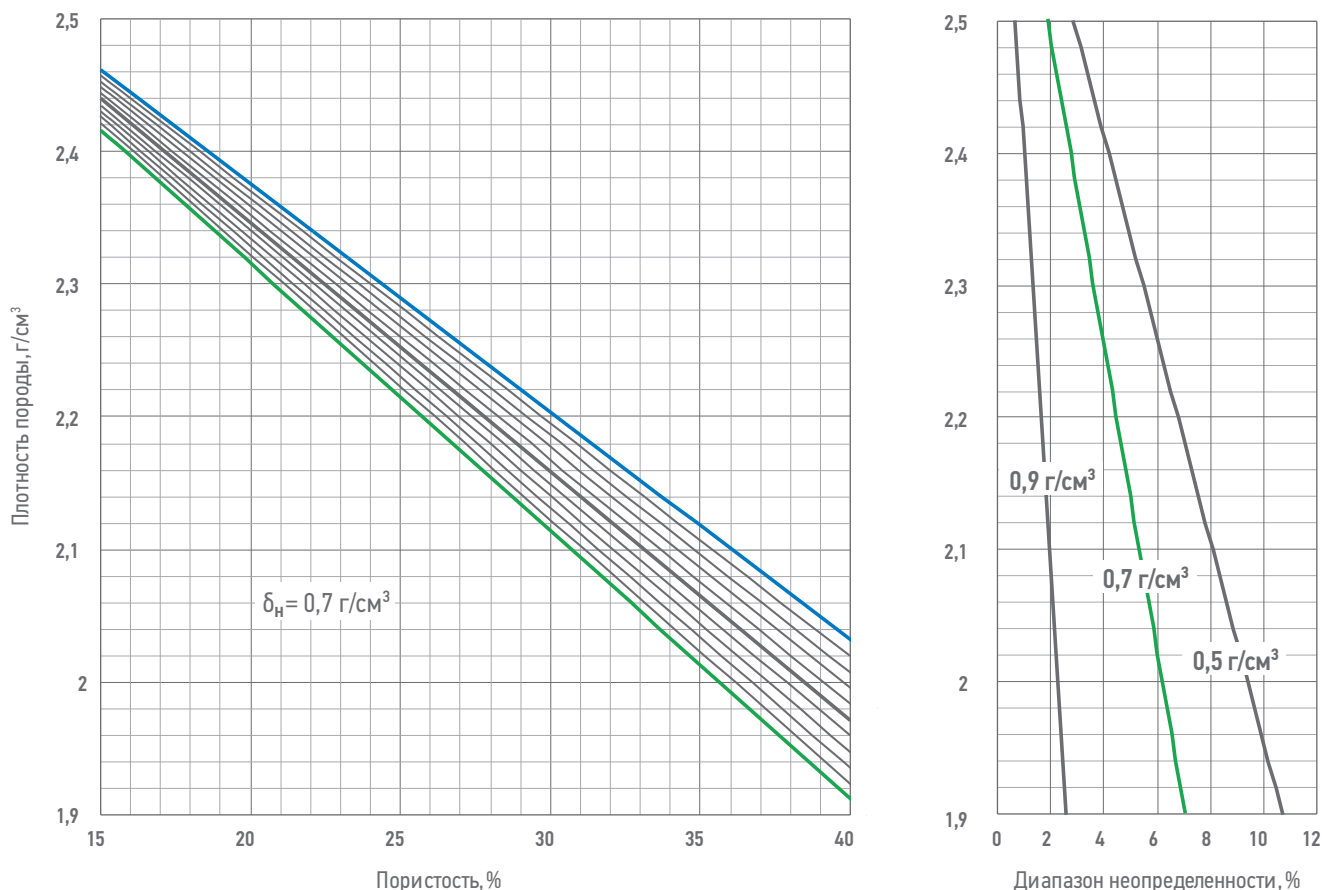


Рис. 1. Слева — графическое представление уравнения (3) для разных значений водонасыщенности при плотности нефти, равной 0,7 г/см³, и плотности воды 1 г/см³. Пористость растет с увеличением водонасыщенности (зеленая и синяя линии 0 % и 100 % соответственно). Справа — величина диапазона неопределенности при разных значениях плотности нефти (Р.С. Осипенко)
Fig. 1. On the left is a graphical representation of the equation (3) for different values of water saturation with oil density of 0,7 g/sm³ and water density of 1 g/sm³. Porosity increases with increasing water saturation (green line is 0%, blue line is 100%). On the right is the magnitude of the uncertainty range at different values of oil density (Roman S. Osipenko)

Очевидно, что для исключения этой неопределенности необходимо учитывать водонасыщенность, но ее определение производится уже после расчета пористости. В то же время и электрические (например, Арчи-Дахнова [1] (4)), и капиллярные (например, J-функция [2] (5)) модели насыщенности при расчете используют пористость:

$$S_b = f(\rho, \varphi) = \left(\frac{\rho_b}{\varphi^m \cdot \rho} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (4)$$

где ρ — измеряемое удельное электрическое сопротивление (УЭС) породы; ρ_b — УЭС пластовой воды; n, m — константы, показатели насыщения и цементации.

$$S_b = f(h, \varphi) = f\left(\frac{Pc}{\sigma \cdot \cos(\theta)} \sqrt{\frac{K}{\varphi}} \right), \quad (5)$$

где h — высота над уровнем зеркала свободной воды; K — абсолютная проницаемость; σ — коэффициент поверхностного натяжения; θ — краевой угол смачивания. Учитывая взаимозависимость этих параметров, их оценка должна производиться совместно:

$$\begin{cases} \varphi = \frac{\delta_{\text{СК}} - \delta}{\delta_{\text{СК}} - (S_b \cdot \delta_b + (1 - S_b) \cdot \delta_H)} \\ S_b = \left(\frac{\rho_b}{\varphi^m \cdot \rho} \right)^{\frac{1}{n}} \leftrightarrow f\left(\frac{Pc}{\sigma \cdot \cos(\theta)} \sqrt{\frac{K}{\varphi}} \right) \end{cases} \quad (6)$$

Предлагаемый алгоритм представляет собой решение системы уравнений вместо классического последовательного расчета свойств. Наиболее удобным решением является применение одного из численных методов, например метода простой итерации [3]. Принцип метода заключается в последовательном вычислении корней этой системы уравнений до достижения необходимой точности. Общий алгоритм выглядит таким образом.

1. Задается любое начальное значение водонасыщенности.
2. Производится итерация:
 - а. Рассчитывается пористость с использованием полученного ранее значения водонасыщенности.
 - б. Рассчитывается водонасыщенность с использованием полученного ранее значения пористости.

Таблица 1. Свойства коллектора для проведения теоретических расчетов (Р.С. Осипенко)
Table 1. Reservoir properties for theoretical calculations (Roman S. Osipenko)

Пористость	Водонасыщенность	Плотность скелета	Плотность воды	Плотность нефти	m	n	УЭС воды
30 %	50 %	2,7 г/см ³	1 г/см ³	0,7 г/см ³	1,7	1,7	0,35 Ом·м

3. При количестве итераций больше двух оценивается абсолютная разница значений пористости по двум последним. Если разница больше необходимой точности, производится еще одна итерация, иначе получаем конечный результат.

Для проверки метода можно выполнить теоретические расчеты. С помощью уравнения (7) необходимо оценить плотность породы для заданной пористости, а с помощью уравнения (8) — УЭС.

$$\delta = \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - \phi) + (S_b \cdot \delta_b + (1 - S_b) \cdot \delta_n) \cdot \phi. \quad (7)$$

$$\rho = \frac{\rho_b}{\phi^m \cdot S_b^n}. \quad (8)$$

Получив значения плотности и УЭС породы, можно с помощью описанного выше алгоритма провести расчет пористости и водонасыщенности, сравнив их с исходными значениями. Для примера приведен расчет для коллектора, имеющего следующие свойства (табл. 1).

Использование метода простой итерации позволяет получить ответ с необходимой точностью уже на третьей итерации (рис. 2),

в то же время абсолютная величина ошибки в вычислении пористости с помощью классического алгоритма превышает 2 %. В данном случае водонасыщенность оценивалась с помощью электрической модели, влияние пористости на результат вторично. В случае оценки водонасыщенности с помощью капиллярной модели разница могла бы быть более значительной. Оценить ее величину можно на реальной модели.

В качестве примера реализации данной методики приводятся результаты актуализации свойств в геологической модели одного из пластов Восточно-Мессояхского месторождения и результаты гидродинамического моделирования по обновленным данным. Оценка водонасыщенности проводилась с помощью капиллярной модели J-функции, плотность нефти в пластовых условиях равна 0,748 г/см³. По результатам расчета в большинстве ячеек пористость была скорректирована до 3 % в абсолютных значениях. Алгоритм предполагает использование численных параметров на всех этапах расчета, что исключает субъективность при оценке свойств, например при использовании

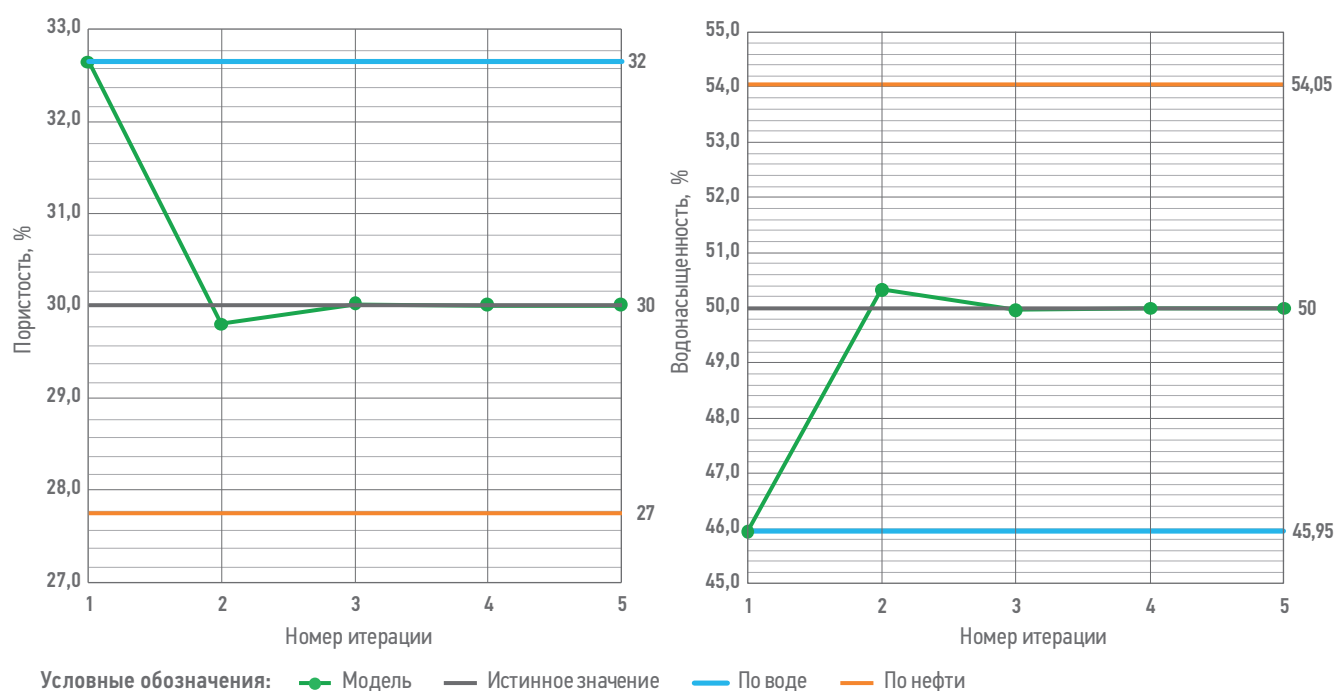


Рис. 2. Процесс расчета пористости (а) и водонасыщенности (б) с использованием метода простой итерации и классического уравнения для водо- и нефтенасыщенного коллектора. Свойства коллектора обозначены в табл. 1 (Р.С. Осипенко)

Fig. 2. The process of calculating porosity (a) and water saturation (b) using the simple iteration method and the classical equation for water and oil-saturated reservoirs. Reservoirs properties are given in table 1 (Roman S. Osipenko)

нескольких уравнений для разного характера насыщения. Наибольшие расхождения в модели связаны именно с этим. Высокое влияние свойств породы на результат расчета капиллярной модели также приводит к большим расхождениям в водонасыщенности (рис. 3).

Для проверки корректности расчета этих свойств было проведено гидродинамическое моделирование. Сравнение проводилось по базовому расчету без множителей свойств и каких-либо модификаций прочих

параметров. Результаты моделирования на рис. 4 показывают значительное повышение качества на этапе до адаптации. Использование изложенного подхода к оценке свойств имеет единственное ограничение — расчеты могут выполняться в тех скважинах, где на момент исследования отсутствует зона проникновения фильтрата бурового раствора, что предполагает использование только данных каротажа во время бурения. В остальном метод не требует привлечения каких-либо

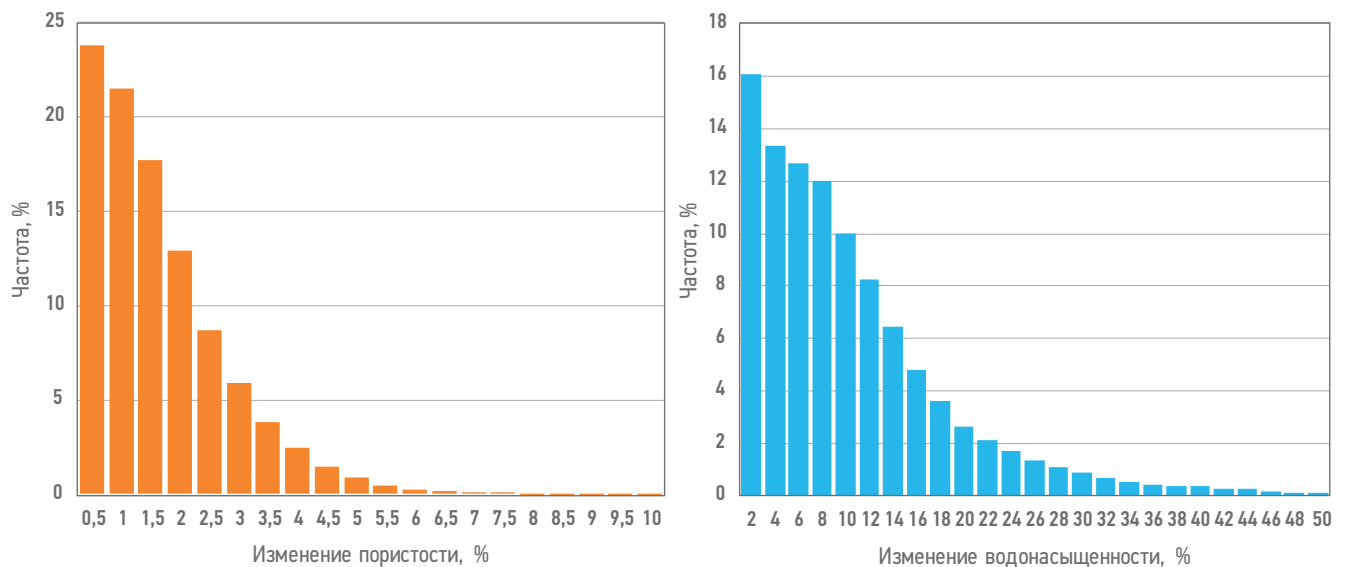


Рис. 3. Гистограммы абсолютной разницы в кубах пористости (а) и водонасыщенности (б), полученные с помощью итерационных расчетов и классической петрофизической модели (Р.С. Осипенко)

Fig. 3. Histograms of the absolute difference in values in cubes of porosity (a) and water saturation (б), obtained using iterative calculations and a classical petrophysical model (Roman S. Osipenko)

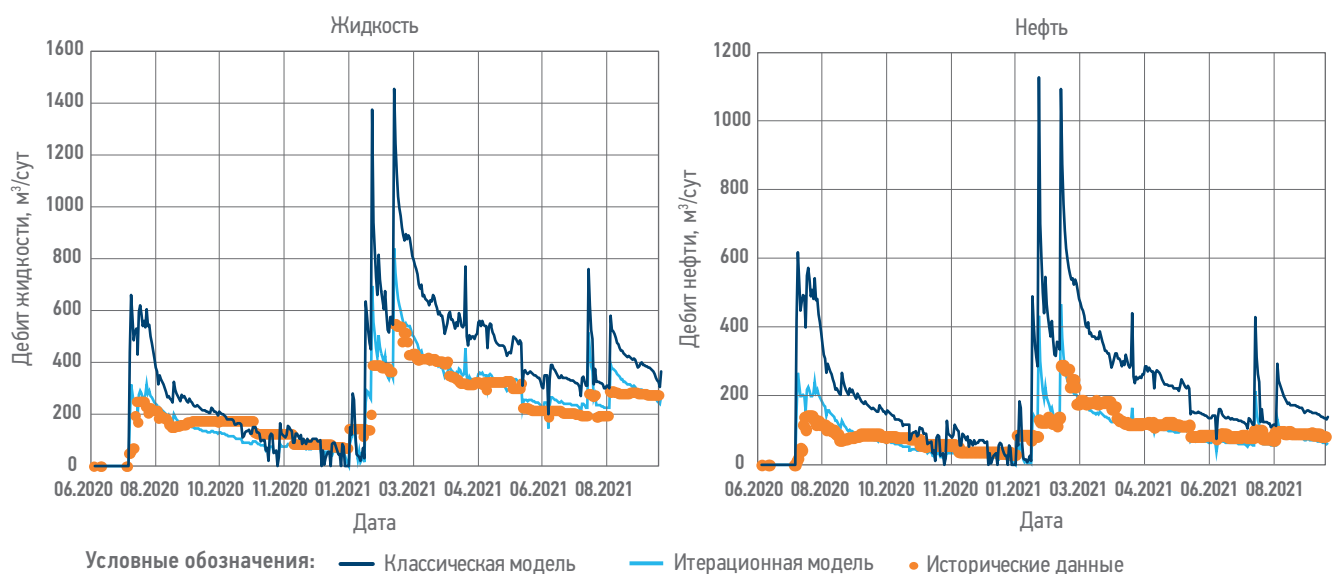


Рис. 4. Результаты расчета гидродинамической модели по данным пористости и насыщенности, рассчитанные с помощью классической петрофизической модели и предлагаемого алгоритма. Использование итерационной модели позволяет значительно повысить качество начальной адаптации (Р.С. Осипенко)

Fig. 4. Results of hydrodynamic model calculation based on porosity and saturation data, calculated using a classical petrophysical model and using the proposed algorithm. The use of an iterative model can significantly improve the quality of initial adaptation (Roman S. Osipenko)

дополнительных данных, а простота его использования позволяет избежать необходимости применения дополнительного программного обеспечения. Кроме того, прямая связь плотности пород с ее акустическими

характеристиками (например акустическим импедансом), позволяет использовать сейсмические тренды с большей степенью корреляции [4], что повышает прогнозную способность моделей.

Список литературы

1. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics // *Trans.* — № 146 (01). — P. 54–62.
2. Leverett M.C. Capillary Behavior in Porous Solids // *Trans.* — №142 (01). — P. 152–169.
3. Вержбицкий В.М. Основы численных методов. — М.: Высш. школа, 2022. — 840 с.
4. Приезжев И.И., Осипенко Р.С., Боровкова Е.Е., Петренко Е.Н. Пример использования нейронных сетей Колмогорова при прогнозировании свойств пласта Покурской свиты в Западной Сибири // *Геофизика*. — 2022. — №(1). — С. 58–63.

References

1. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics // *Trans*, no. 146 (01), pp. 54–62.
2. Leverett M.C. Capillary Behavior in Porous Solids // *Trans*, no. 142 (01), pp. 152–169.
3. Verzhbitskiy V.M. *Osnovy chislennih metodov [Fundamentals of numerical methods]*. — Moscow: Vischaya shkola, 2022, 840 p. (In Russ.)
4. Priezzhev I.I., Osipenko R.S., Borovkova E.E., Petrenko E.N. The example of neural Kolmogorov networks in reservoir properties forecast within West Siberia Pokur suite // *Geofizika*, 2022, no. (1), pp. 58–63. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.С. Осипенко — создание алгоритма, проверка на реальных данных, анализ результатов, написание статьи.

Roman S. Osipenko — creating an algorithm, testing it on real data, analyzing the results, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Роман Сергеевич Осипенко — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Roman S. Osipenko — Chief project engineer, Gazprom нефть company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

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.

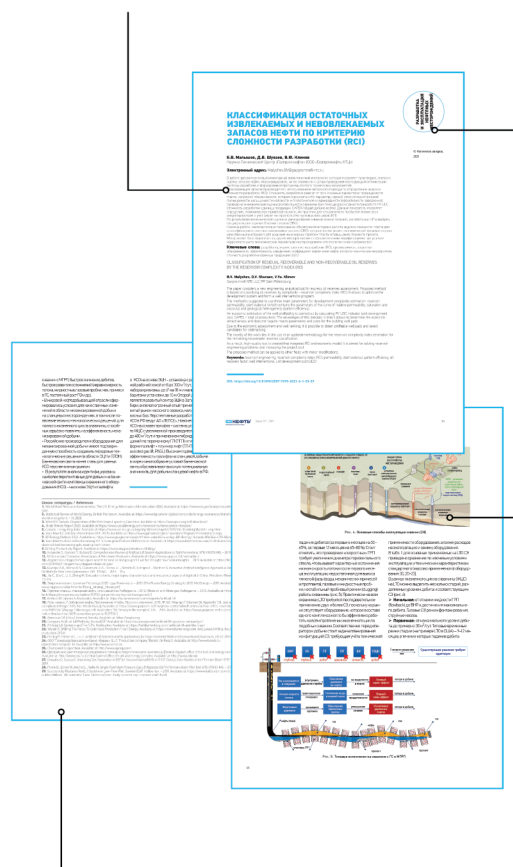
РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

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 самых сложных условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама