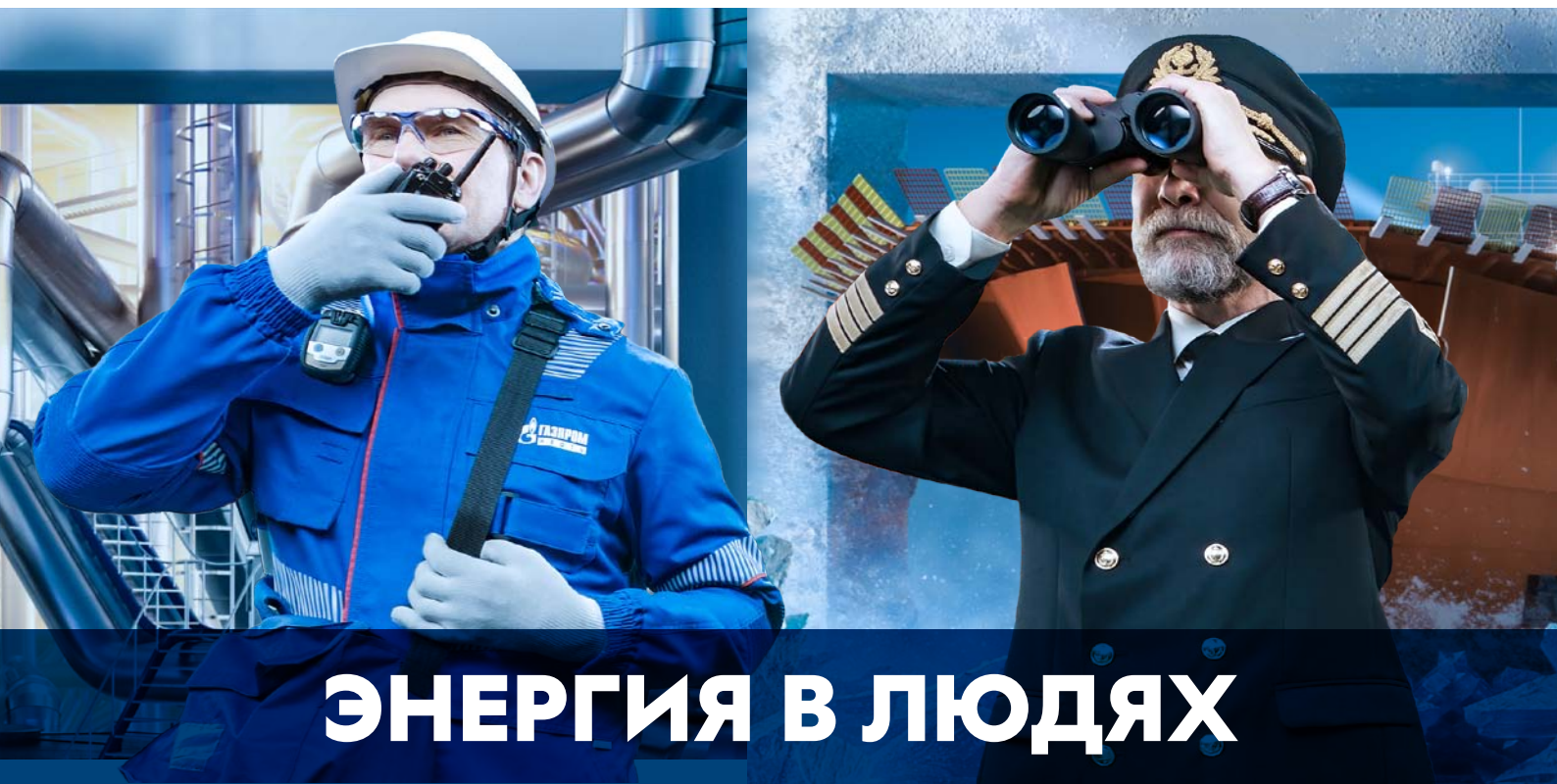


Перспективы нефтегазоносности
Ангаро-Ленской ступени
22 стр.

Новые данные о строении прогиба
Сорокина в Черном море
62 стр.

Увеличение детальности волновой
картины за счет гармоник
115 стр.



ЭНЕРГИЯ В ЛЮДЯХ



«PROнефть» теперь в ВАК!

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



**ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ**



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

О ЖУРНАЛЕ

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

Подготовку издания осуществляет Научно-Технический Центр «Газпром нефти». 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

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

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

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

РЕДАКЦИЯ

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

Ребров Д.А., советник заместителя генерального директора «Газпром нефти»

Слушев Д.Е., руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

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

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. Publications are prepared by the Gazprom Neft Science and Technology Center. 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

Veronika R. Filimonova, Deputy CEO for expertise and functional development, Gazprom Neft Science and Technology Center

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, Gazprom Neft Science and Technology Center

Denis A. Rebrov, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft

Dmitrii E. Slushev, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

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.

7

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

14

Результаты обработки данных ГИС по параметрической скважине 1 Ащебутакская (Южный Урал)

А.М. Тюрин, Т.П. Литфуллина, С.Е. Макаров, А.Э. Ягудина, А.В. Пантелеева

Results of well-logging data processing by parametric well 1 Aschebutakskaya (Southern Urals)

Anatoly M. Tyurin, Tatiana P. Litfullina, Sergey E. Makarov, Albina E. Yagudina, Aleksandra V. Panteleeva

22

Геологическое строение природных резервуаров венда и венд-кембрия юго-восточной части Ангаро-Ленской ступени по результатам нового этапа ГРП на нефть и газ

А.Г. Вахромеев, Д.О. Мамаков, Е.В. Демидова, Н.В. Мисюркеева, Т.А. Корнилова, М.С. Пуляевский

Geological structure of the wendian and the wendian-cambrian natural reservoirs of the south-eastern part of the Angaro-Lena stage oil and gas exploration results

Andrey G. Vakhromeev, Denis O. Mamakov, Elena V. Demidova, Natali V. Misyurkeeva, Tatyana A. Kornilova, Maksim S. Pulyaevsky

38

Особенности строения и прогноз нефтегазоносности карбонатных и терригенных комплексов отложений на востоке Прикаспийской впадины

Д.К. Анжалиев, Ж.Б. Баймурзаева

Structural features and forecast of the oil and gas potentiality of carbonate and terrigenous sediment complexes in the east of the Caspian basin

Dulat K. Azhgaliyev, Zhanna B. Baimurzayeva

50

Рифтовые зоны Усть-Ленского мегапрогиба Лаптевоморского шельфа

Е.А. Васильева, Е.П. Петрушина, С.А. Попова, Л.И. Кожевникова

Rift zones of the Ust-Lena megatrough of the Laptev Sea shelf

Yelena A. Vasilyeva, Yelena P. Petrushina, Svetlana A. Popova, Lyudmila I. Kozhevnikova

62

О механизмах формирования складчатости и грязевого вулканизма в прогибе Сорокина

С.К. Шельтинг, А.А. Шейков, С.В. Прокопцева

On the formation mechanisms of folding and mud volcanism in the Sorokin trough

Sergey K. Shelting, Anatoly A. Sheikov, Svetlana V. Prokoptseva

73

Разработка геотермодинамического метода для прогноза нефтеперспективных областей в тыловых зонах литосферной субдукции

С.В. Гаврилов, А.Л. Харитонов

Development of a geothermodynamic method for forecasting oil-promising areas in the rear zones of lithospheric subduction

Sergey V. Gavrilov, Andrey L. Kharitonov

84

Современное состояние методов прогноза трещиноватости по сейсмическим данным

И.В. Яковлев, К.А. Смирнов

Methods of fracture prediction from seismic data: current state

Ivan V. Yakovlev, Konstantin A. Smirnov

Нефтематеринские породы сакмарской и сарбаевской свит Южного Урала

С.Е. Макаров, А.М. Тюрин, А.В. Сначёв, А.В. Пантелеева
Oil-producing rocks of sakmara and sarbaev formations of the Southern Urals
Sergey E. Makarov, Anatoly M. Tyurin, Aleksandr V. Snachev,
Aleksandra V. Panteleeva

Электроразведочные исследования ЗСБ для изучения криолитозоны арктической зоны Западной Сибири

Н.В. Мисюркеева, И.В. Буддо, И.А. Шелохов, Ю.А. Агафонов, А.С. Смирнов, А.А. Нежданов
Transient electromagnetic surveys for the cryolithozone studies of the Western Siberia Arctic zone
Natalya V. Misyrkeeva, Igor V. Buddo, Ivan A. Shelokhov, Yury A. Agafonov,
Alexander S. Smirnov, Alexey A. Nezhdanov

Построение модели реального свип-сигнала, осложненного гармониками, в задаче расширения спектра сейсмической записи

М.С. Денисов, А.А. Зыков
Building a model of a field sweep signal complicated by harmonics in a problem of seismic data spectrum broadening
Mikhail S. Denisov, Andrey A. Zykov

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

Повышение эффективности разработки с использованием и автоматизацией аналитических методов анализа взаимовлияния фонда и характера обводнения

П.М. Дрофа, А.А. Колесникова, А.Ф. Мурзакова, А.А. Рыбаковская, И.В. Фахретдинов
Improving the efficiency of field development using automated analytical methods to assess the wells interference and the nature of watering
Pavel M. Drofa, Anna A. Kolesnikova, Alina F. Murzakova,
Anastasia A. Rybakovskaya, Irnat V. Fakhretdinov

4D-сейсмомониторинг околоскважинного пространства на основе дифрагированных волн

О.В. Тимофеева, Е.М. Российская, Р.Г. Облеков, К.А. Смирнов, А.Е. Королёв, С.А. Полянов
4D seismic monitoring of the near wellbore space based on diffracted waves
Olga V. Timofeeva, Elena M. Rossiyskaya, Ruslan G. Obekov,
Konstantin A. Smirnov, Alexander E. Korolev, Sergey A. Polyanov

Опыт реализации потокоотклоняющих технологий в Западной Сибири

В.А. Грибанов, В.Ю. Хорюшин, А.А. Хайруллин
Experience in implementing flowdeflection technologies in Western Siberia
Vasily A. Gribanov, Vadim Yu. Khoryushin, Azat A. Khairullin

Апробация подходов к моделированию вытеснения нефти газом в тонкой трубке

А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, А.В. Дубровин, Е.А. Громова, В.А. Захаренко

Approbation of approaches to modelling oil displacement by gas in a slim-tube

Alexander V. Kobyshev, Alexander A. Pyatkov, Alexander V. Dubrovin, Evgenia A. Gromova, Vladimir A. Zakharenko

Интерполяция пропусков данных технологического режима скважин алгоритмами машинного обучения

К.А. Печко, А.А. Чупров, А.А. Афанасьев, М.В. Симонов

Well data preprocessing using machine learning algorithms

Konstantin A. Pechko, Artem A. Chuprov, Aleksandr A. Afanasiev, Maksim V. Simonov

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

Применение высокотехнологичной установки Snubbing Unit

С.В. Тишкевич, И.А. Котов, Ф.И. Бреднев, А.И. Свищёв, С.В. Зименков,

Л.Н. Сабитов

Application of high-tech installation Snubbing Unit

Sergey V. Tishkevich, Ivan A. Kotov, Filipp I. Brednev, Aleksandr I. Svishchev, Sergey V. Zimenkov, Linar N. Sabitov

Проблемы и перспективы применения систем удаления фильтрационных корок буровых растворов на месторождениях добычи углеводородного сырья

В.В. Евсеев, П.М. Никитин, Д.Д. Крепостнов

Problems and prospects of application of breakers system filter cake of reservoir drilling fluids in hydrocarbon production fields

Vladimir V. Evseev, Pavel M. Nikitin, Dmitriy D. Krepostnov

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW

Имитационное моделирование как инструмент обеспечения эффективности планирования цепочек поставок в нефтяной отрасли

Д.О. Шкляев

Simulation as a tool for efficient supply chain planning in the oil industry

Daniil O. Shklyayev



ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ!

Все мы, читатели и авторы публикаций журнала PROНефть, — участники непрерывного процесса технологического развития. Мы читаем, мыслим, выдвигаем гипотезы, тестируем их — всё это с намерением продолжать движение вперед. Опыт «Газпромнефть — Технологических партнерств» показывает, что технологическую эволюцию можно ускорить. Мощнейшим импульсом для этого может стать совместная работа. На примере решения технологических вызовов отраслевого масштаба, таких как создание методов поиска и разработки трудноизвлекаемых запасов и повышения нефтедобычи выработанных месторождений, мы видим, что объединение ресурсов и компетенций партнеров способно придать динамику всем процессам. Другой пример эффективности взаимодействия с внешним окружением демонстрирует наша работа в модели «открытых инноваций». Мы обратили свое внимание на разработчиков технологий из других отраслей и стартап-сообществ и организовали с партнерами процесс отбора и акселерации проектов. В программу развития технологий ИНДАСТРИКС подали заявки более 1000 стартапов. Сейчас самые интересные и соответствующие запросам бизнеса решения получают необходимую поддержку, проходят апробацию и внедряются в компании. Помимо потенциала партнерских моделей взаимодействия, мы видим еще одну тенденцию: технологические вызовы становятся нетиповыми, зачастую кросс-индустриальными, как следствие,

возрастает роль эффективной бизнес-модели проекта. Для таких вызовов необходима проработка всех аспектов — создания новых производственных и коммерческих цепочек, интеграции вопросов управления и коммерциализации интеллектуальной собственности, привлечения инструментов государственной поддержки и венчурного финансирования. Для реализации таких проектов в «Газпромнефть — Технологических партнерствах» начал работу соответствующий центр компетенций по бизнес-инжинирингу, который помогает выстраивать системы взаимодействия с партнерами, учитывающие интересы всех сторон.

Таким образом, решение актуальных технологических вызовов без развитой партнерской экосистемы может быть затруднено. Поэтому я вновь акцентирую внимание на главной мысли этого обращения: нам — ВИНКам, нефтесервисным компаниям, научному и экспертному окружению — важно искать новые инструменты совместной работы и внедрения решений. Именно такие проекты имеют потенциал становиться драйверами технологического развития, в котором заинтересованы все участники.

*С уважением,
генеральный директор
«Газпромнефть — Технологических партнерств»
Андрей Бочнов*

ЭНЕРГИЯ В ЛЮДЯХ. «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРЕВРАТИЛА СТЕНД НА ПМЭФ-2023 В ВИЗУАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ О СОЗИДАТЕЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ЧЕЛОВЕКА

«Газпром нефть» представила на Петербургском международном экономическом форуме масштабную визуализацию созидательной энергии человека. Героями проекта стали ученые и программисты, арктические моряки и современные первооткрыватели нефти, наставники и волонтеры. Роль цифрового соавтора выполняла нейросеть, которая проанализировала 200 тысяч фотографий сотрудников «Газпром нефти». Цифровые образы разных профессий представлены на медиафасаде стенда «Газпром нефти». Проект олицетворяет энергию в ее гуманитарном представлении: вместо машин и технологий на первый план вышли их создатели. Для создания образов был разработан алгоритм, который проанализировал большой объем данных о сотрудниках компании. Учитывалась и специфика конкретных профессий.

Над видеопроектором работали 23 разработчика и десять нейросетей. Самой сложной задачей оказалось совмещение глаз и мимики разных людей, а также передача естественного взгляда у героев во время движений на экране. Визуальный проект «Энергия в людях» на ПМЭФ-2023 стал уже второй коллаборацией «Газпром нефти» и студии Radugadesign.

Екатерина Красавцева, руководитель проекта от компании «Газпром нефть»: «Мы

сделали этот проект о людях и для людей и посвятили его энергии человека. Преобразовать физическое воплощение энергии в свет, тепло и движение возможно только благодаря интеллекту и активности людей. Реализуя свой потенциал, каждый делает окружающий мир лучше. Поэтому мы решили сделать основой этого проекта тысячи фотографий наших сотрудников, сложившихся в живой портрет «Газпром нефти». В итоге родился визуальный манифест, олицетворяющий наше видение — энергия в людях».

Роман Куприянов, управляющий партнер студии Radugadesign: «Современные компании приобретают персональную идентичность, человеческие черты. Бренды уже можно узнать по тому, как разговаривают их голосовые помощники. Вместе с «Газпром нефтью» мы решили пойти дальше и первыми наделили компанию человеческим лицом, которое отражает черты десятков тысяч ее работников. И это не плод воображения отдельного дизайнера или нейросети — в сотворчестве человека и машины создана единая галерея образов людей, сотрудников «Газпром нефти». С помощью инновационных технологий мы показываем миру тех, чья работа обеспечивает энергией жизнь каждого из нас».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» БУДЕТ ПРИМЕНЯТЬ РОССИЙСКИЙ УСКОРИТЕЛЬ ЧАСТИЦ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

«Газпром нефть» вместе с консорциумом научных партнеров будет изучать горные породы на базе Сибирского кольцевого источника фотонов (СКИФ). Соглашение об этом было подписано на площадке X Международного форума технологического развития «Технопром» в Новосибирске. По экспертным оценкам, результаты исследований на ускорителе частиц (синхротроне) помогут увеличить эффективность нефтедобычи на 10–15 %.

На экспериментальных станциях СКИФа планируется изучать структуру различных органических и неорганических веществ, в том числе образцов горных пород. Установка будет разгонять элементарные частицы до околосветовой скорости, создавая синхротронное излучение. Проходя через образец породы, оно будет давать детальную информацию о его строении. Эти данные помогут специалистам моделировать процессы в нефтяных пластах и извлекать углеводороды на 10–15 % эффективнее.

Помимо Научно-Технического-Центра «Газпром нефти» в консорциум вошли ведущие российские вузы и научные институты. Завершение строительства ускорителя частиц запланировано на 2024 год. «Газпром нефть» стала первым отраслевым партнером проекта.

Ранее на площадке ПМЭФ «Газпром нефть» и правительство Новосибирской области совместно с Новосибирским государственным университетом заключили соглашение о раз-

витии передовых технологий для нефтегазовой отрасли и реализации крупных технологических проектов в регионе.

Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:

«Консорциум позволит нам сформировать целую базу исследований, которая будет уникальна для отечественной и во многом для международной исследовательской практики. Вместе с партнерами у нас появится возможность развивать передовые технологии на основе современных научных достижений и научной инфраструктуры, в том числе установок класса “мегасайенс”, к которым относится “СКИФ”. Совместная работа ускорит создание технологий для добычи трудной нефти».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОДДЕРЖИТ РАЗРАБОТКИ РОССИЙСКИХ СТУДЕНТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

«Газпром нефть» поддержит талантливых российских студентов в развитии их идей до уровня готовых технологических решений и продуктов. На Форуме технологического предпринимательства в Иннополисе эксперты компании выбрали наиболее перспективные для нефтегазовой отрасли студенческие инициативы. Авторы лучших идей доработают свои решения в рамках корпоративного акселератора INDUSTRIX до уровня технологических продуктов и смогут найти заказчиков среди промышленных предприятий. Заявки в акселератор INDUSTRIX подали студенты и молодые ученые из 38 ведущих отечественных вузов. После оценки заявок в акселератор прошли 120 стартапов в сфере поиска, добычи и переработки нефти, альтернативной энергетики, цифровизации процессов, проектирования и строительства объектов, промышленной безопасности.

На следующем этапе акселератора молодые ученые примут участие в полугодовой программе «Газпром нефти», нацеленной на развитие компетенций по созданию и коммерциализации технологий. Финалисты будут определены в начале 2024 года, главным критерием станет доработка идеи до стадии прототипа. При поддержке наставников со стороны «Газпром нефти» студенты получат возможность доработать свои проекты и вывести их на рынок для тиражирования в промышленности.

Александр Дюков, генеральный директор «Газпром нефти»:

«Газпром нефти» активно работает со студентами по всей стране, поддерживая одаренных молодых ученых. С крупнейшими российскими вузами мы сформировали обширную экосистему, действуют социальные и образовательные программы, профильные магистратуры и стажировки в компании. Акселератор для проектов на уровне идеи — это еще один шаг во взаимодействии со студенчеством и молодыми разработчиками, нацеленный на развитие предпринимательского мышления и ориентации на потребности не только науки, но и бизнеса».

Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:

«Газпром нефти» получила более 400 идей от начинающих предпринимателей из 38 российских вузов и 51 региона России. Такой охват — свидетельство живой технологической мысли у молодых инноваторов. Со своей стороны, «Газпром нефти» дает участникам возможность проверить гипотезы при поддержке профессионалов из индустрии и с нашей поддержкой вырасти в прототип высокотехнологичного продукта, будущего бизнеса».



СТУДЕНТЫ РЕАЛИЗОВАЛИ БОЛЕЕ 200 ЦИФРОВЫХ ПРОЕКТОВ БЛАГОДАРЯ ОНЛАЙН-СЕРВИСУ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Созданная «Газпром нефтью» онлайн-платформа «Профессионалы 4.0» для быстрого поиска заказов на фрилансе помогла студентам и выпускникам российских вузов получить удаленную работу в технологических компаниях. С помощью сервиса они реализовали более 200 цифровых проектов заказчиков из разных отраслей. С началом нового учебного года на сайте «Профессионалы 4.0» откроется набор в новые проектные команды СИБУРа, Академии Росатома, Гипроникеля и технологических центров «Газпром нефти». Компании ищут специалистов по анализу рынка, дизайну презентаций, контент-менеджменту, экспертизе строительных решений. По статистике, более тысячи студентов и молодых специалистов регулярно ищут работу через сервис «Газпром нефти». Возможность удаленной проектной работы позволяет молодым специалистам совмещать ее с обучением в вузе или другими проектами, а также сотрудничать с лучшими работодателями из разных индустрий — без долгих согласований при устройстве в штат. Ежегодно на платформе «Профессионалы 4.0» публикуется более 700 проектов. Самый большой спрос на специалистов в IT — 32,7 % заказов, на втором месте задачи в сфере маркетинга и продуктового подхода — 15,5 %. Также растет количество вакансий в области графического дизайна.

СПРАВКА

Платформа «Профессионалы 4.0» — это цифровое облако фрилансеров, которых бизнес может привлечь на конкретные проекты. Заказчики публикуют задачи и в короткие сроки получают шорт-лист квалифицированных исполнителей, готовых выполнить работу в удаленном или гибридном формате (с частичным посещением офисов). На платформе регистрируются как молодые специалисты, так и опытные эксперты. Для удобства расчетов между заказчиками и исполнителями на платформе предусмотрен сервис по заключению контрактов и оплате услуг, который дает гарантию безопасной сделки.



МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПРЕДСТАВЯТ РОССИЮ НА МЕЖДУНАРОДНОМ ИНЖЕНЕРНОМ ЧЕМПИОНАТЕ

Команда молодых специалистов «Газпром нефти» победила в российском финале международного инженерного чемпионата CASE-IN. Осенью 2023 года сборной предстоит бороться за победу с коллегами из стран СНГ и Азии в международной Лиге молодых специалистов, которая пройдет в рамках Российской энергетической недели в Москве.

На завершающем этапе чемпионата CASE-IN сотрудники «Газпромнефть-Ямала» предложили синтезировать белок из газа, который может использоваться в составе кормов для животных. Технология похожа на промышленное производство дрожжей. В питательную среду с бактериями подаются природный газ, очищенный воздух и определённый набор витаминов и минеральных добавок. В процессе непрерывной ферментации бактерии потребляют газ и увеличивают биомассу, которая в дальнейшем направляется на сушку и фасовку — для получения кормового белка. Команда рассматривала реализацию кейса на Новопортовском месторождении «Газпром нефти» в ЯНАО. Жюри из представителей профильных высших учебных заведений страны и руководителей промышленных предприятий выбрало технологическую идею специалистов «Газпром нефти» лучшей из более чем 150 представленных на чемпионат проектов.

Международный инженерный чемпионат CASE-IN® — международная система соревнований по решению инженерных кейсов для школьников, студентов и молодых специалистов. Чемпионат входит в платформу АНО «Россия — страна возможностей». В 2019 году CASE-IN вошел в топ-15 олимпиад мира по версии рейтингового агентства RAEX.



«ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СЕЙСМОРАЗВЕДКИ» «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ВОШЕЛ В ЧИСЛО ЛУЧШИХ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОДУКТОВ 2022 ГОДА

Цифровая система сопровождения геолого-разведочных проектов «Газпром нефти» получила премию РБК Петербург Digital Awards и признана одной из наиболее передовых разработок в промышленности по итогам 2022 года.

«Цифровой двойник сейсморазведки» — онлайн-платформа для планирования, реализации и анализа проектов по поиску нефти и газа. Система объединяет данные, накопленные с 1999 года по более чем 800 геолого-разведочным объектам во всех регионах деятельности «Газпром нефти». Программа комплексно оценивает новые проекты, предлагая оптимальные решения — с точки зрения распределения ресурсов, последовательности работ и методов геологоразведки.

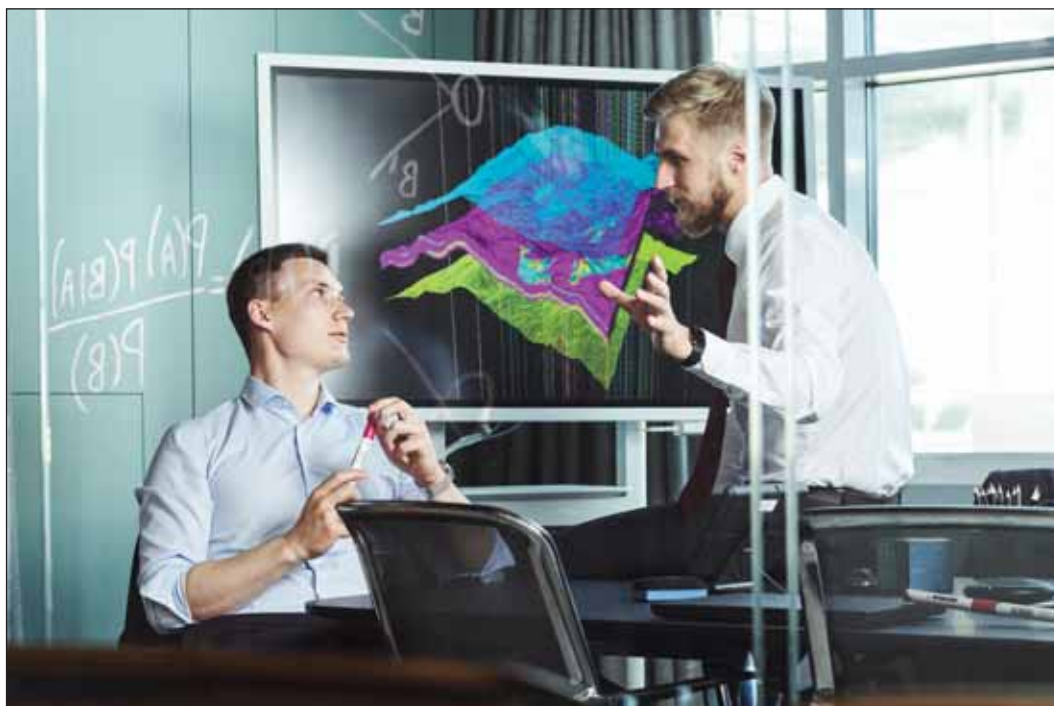
Марат Немешев, директор департамента цифровых решений «ЛАНИТ-ТЕРКОМ», партнера по разработке «Цифрового двойника сейсморазведочных работ»: «Цифровой двойник сейсморазведки» позволил вывести отношения с партнерами на принципиально новый уровень, повысив скорость и эффективность взаимодействия. Разработка зарекомендовала себя не только в периметре «Газпром нефти», но и заинтересовала ряд ведущих отраслевых компаний. И мы видим потенциал для вывода продукта на внешний рынок».

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

«Уже несколько лет разработанная система помогает компании «Газпром нефть» эффективно вести наземную геологоразведку сейсмическими и несейсмическими методами. Мы продолжаем развивать платформу, и сейчас перед нами стоит новый вызов — сделать использование цифрового двойника правилом хорошего тона во всей нефтегазовой отрасли. Благодарим ИТ-экспертов и авторитетное жюри РБК Digital Awards за высокую оценку проекта».

Рустам Камалтдинов, директор «Тюменской сервисной геофизической компании»:

«Наша компания одной из первых начала тестирование и эксплуатацию «Цифрового двойника сейсморазведки». Мы заинтересованы в развитии этой онлайн-платформы и расширении ее функциональных возможностей. Сейчас наши эксперты принимают участие в разработке нового модуля по системе оптимального планирования выполнения всего полевого проекта. Данный модуль может значительно повысить точность и детальность реализации сейсмических работ. При этом надеемся, что «Цифровой двойник» будет востребован и другими нефтегазовыми компаниями».



НОВАЯ ЭРА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разработано программное обеспечение для подготовки к строительству скважин — «ЭРА.ПИК» (Электронная разработка активов. Программно-инженерный комплекс). Интегрированный цифровой инструмент заменит сразу несколько иностранных разработок. Программное обеспечение позволяет создавать цифровые двойники объектов и оперативно управлять рисками технологической реализации сценария бурения с учётом всех условий. В текущей версии уже реализован функционал по проектированию профилей, подбору оборудования, бурению, цементированию, расчёту гидравлических и механических нагрузок.



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

**СТРАТЕГИЧЕСКОЕ
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ**

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГИС ПО ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЕ 1 АЩЕБУТАКСКАЯ (ЮЖНЫЙ УРАЛ)

А.М. Тюрин¹, Т.П. Литфуллина², С.Е. Макаров^{3,*}, А.Э. Ягудина⁴, А.В. Пантелеева¹

¹ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», РФ, Оренбург

²МК ООО «Газпром Интернейшнл Лимитед», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург

⁴ЗАО «ЦНИП-МНК», РФ, Альметьевск

Электронный адрес: orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

Введение. Орская впадина на Южном Урале рассматривается как перспективный регион для поисков нефти и газа. Новый взгляд на результаты изучения прошлых лет.

Цель. Выявление в зоне изучения пород-коллекторов и покрышек, выделение перспективных нефтегазоносных комплексов, оценка перспектив нефтегазоносности, разработка рекомендаций по дальнейшему изучению региона на нефть и газ.

Материалы и методы. В рамках изучения перспектив нефтегазоносности региона впервые обработаны данные ГИС по параметрической скважине 1 Ащебутакская (Орская впадина Магнитогорского прогиба), пробуренной в 1993 году.

Результаты. Известняки визейского возраста (нижний карбон) вскрыты скважиной 1 Ащебутакская с глубины 303,5 м и до забоя (1261,2 м). Их пористость по данным ГИС меняется от 1,0 до 12,5 %. В верхней части известняков выделено 15 пластов-коллекторов, средняя мощность которых 4,7 м, общая — 123,1 м, средняя пористость 8,2 %. Тип флюида не определен. Покрышками могут быть пласты аргиллита, выделенные в толще известняков, и плотные разности последних.

Заключение. Толща известняков визейско-башкирского возраста, развитая в центральной части Магнитогорского прогиба, является перспективной на поиск месторождений нефти газа. Рекомендовано обработать данные ГИС по скважинам Уральского профиля (пробурены в регионе на нефть и газ в 70-х годах прошлого века) на современном технико-методическом уровне.

Ключевые слова: геология, геофизические исследования скважин, нефтегазоносность, известняки, коллекторы, покрышки, Южный Урал

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тюрин А.М., Литфуллина Т.П., Макаров С.Е., Ягудина А.Э., Пантелеева А.В. Результаты обработки данных ГИС по параметрической скважине 1 Ащебутакская (Южный Урал). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):14–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-14-21>

Статья поступила в редакцию 15.05.2023

Принята к публикации 14.06.2023

Опубликована 29.09.2023

RESULTS OF WELL-LOGGING DATA PROCESSING BY PARAMETRIC WELL 1 ASCHEBUTAKSKAYA (SOUTHERN URALS)

Anatoly M. Tyurin¹, Tatiana P. Litfullina², Sergey E. Makarov^{3,*}, Albina E. Yagudina⁴, Aleksandra V. Panteleeva¹

¹Orenburg State University, RF, Orenburg

²"Gazprom International Limited", RF, Saint Petersburg

³Gazpromneft-Orenburg LLC, RF, Orenburg

⁴CJSC "CNIP-MNK", RF, Almet'yevsk

E-mail: orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

Introduction. The Orsk depression in the Southern Urals is considered as a promising region for oil and gas exploration. A new look at the results of his study of past years is given.

Aim. Identification of reservoir rocks and seals in the study area, identification of promising oil and gas complexes, assessment of oil and gas potential, development of recommendations for further study of the region for oil and gas.

Materials and methods. As part of the study of the prospects of the oil and gas potential of the region, well-logging data on the parametric well 1 Aschebutakskaya (Orskaya depression of the Magnitogorsk trough), drilled in 1993, were processed for the first time.

Results. Visean age limestones (Lower carboniferous) were uncovered by well 1 Aschebutakskaya from a depth of 303.5 m and up to the bottom (1261.2 m). According to well-logging data, their porosity varies from 1.0 to 12.5 %. In the upper part of the limestone there are 15 reservoir layers, the average thickness of which is 4.7 m, the total

is 123.1 m. The average porosity is 8.2 %. The type of fluid is not defined. The tires can be layers of mudstone isolated in the thickness of limestones, and dense differences of the latter.

Conclusion. The limestone strata of the Visean-Bashkir age, developed in the central part of the Magnitogorsk trough, is promising for the search for oil and gas deposits. It is recommended to process well-logging data on wells of the Ural profile (drilled in the region for oil and gas in the 70s of the last century) at the modern technical and methodological level.

Keywords: geology, well-logging, oil and gas potential, limestones, reservoirs, toit hermétique, Southern Urals

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

For citation: Tyurin A.M., Litfullina T.P., Makarov S.E., Yagudina A.E., Panteleeva A.V. Results of well-logging data processing by parametric well 1 Aschebutakskaya (Southern Urals). PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):14–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-14-21>

Manuscript received 15.05.2023

Accepted 14.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Российская часть Южного Урала с запада на восток включает Западно-Уральскую зону складчатости, Центрально-Уральское поднятие, Магнитогорский прогиб, Восточно-Уральское поднятие и Зауральский прогиб. Рассматривается как новый нефтегазоперспективный регион. Целями его изучения являются выявление нефтематеринских пород, пород-коллекторов и покрышек, выделение потенциально нефтегазоносных комплексов, оценка перспектив нефтегазоносности, разработка рекомендаций по постановке региональных геологоразведочных работ на нефть и газ. Во внимание приняты данные геологической съёмки, бурения, сейсмо-, грави- и магниторазведки, а также мониторинга землетрясений. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба обоснованы в публикациях [1, 2]. В 2022 году впервые обработаны данные геофизических исследований разреза (ГИС) параметрической скважины 1 Ащебутакская. Полученные результаты представляют практический (уточнение перспектив нефтегазоносности Магнитогорского прогиба) и научный (наличие на Южном Урале древних неметаморфизованных пород) интерес.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЗИЦИЯ СКВАЖИНЫ 1 АЩЕБУТАКСКАЯ

В центральной части оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба находится Орская впадина, являющаяся элементом Кизило-Уртазымской синклинали. Маркирована терригенными отложениями юры [3, 4]. На востоке по региональному Восточно-Кизильскому разлому он сопрягается с Ащебутакским тектоническим

блоком. Разлом субвертикальный, на западе имеет оперяющие тектонические нарушения. Верхняя часть западного фланга Ащебутакского блока севернее посёлка Ащебутак сложена осадочными отложениями нижнего карбона и вулканогенно-осадочными образованиями верхнего и среднего девона. Другие его участки сформированы интрузивными образованиями. По Кинжебулатовскому региональному разлому Орский грабен сопрягается с Карамалыташским тектоническим блоком, верхняя часть которого сложена вулканогенно-осадочными образованиями карамалыташской свиты среднего девона. По особенностям гравитационного и магнитного полей предполагается, что Кинжебулатовский разлом является субвертикальным.

ИЗВЕСТНЯКИ ВИЗЕЙСКОГО ЯРУСА НИЖНЕГО КАРБОНА В СКВ. 1 АЩЕБУТАКСКАЯ АНАЛОГИЧНЫ ИЗВЕСТНЯКАМ ДЕВОНСКО-НИЖНЕПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА ВОЛГО- УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ.

В Орском грабене под отложениями юры залегает турнейско-башкирский нефтегазоносный комплекс. Его турнейско-ранневизейская часть сложена карбонатно-терригенными отложениями: песчаники, алевролиты, углисто-глинистые сланцы, конгломераты, гравелиты, известняки, угли мощностью 800–1000 м. Раневизейско-серпуховская включает два фациальных типа отложений шельфа: преимущественно карбонатный и карбонатно-терригенный. Средняя мощность комплекса в Орском грабене составляет 2200 м.

Параметрическая скважина 1 Ащебутакская находится в центральной части Орского грабена, задана на региональном сейсмо-разведочном профиле МОГТ, бурение начато

04.12.1991 года. Геологические задачи: оценка перспектив нефтегазоносности доюрских отложений и изучение сейсмогеологической характеристики разреза. Проектная глубина 1600 м, фактическая — 1261,2 м. Бурение остановлено из-за отсутствия финансирования, но скважина ликвидирована 23.09.1993 года как выполнившая геологические задачи. По результатам бурения скважины составлен геологический отчёт (Л.Е. Смыкова, 1994 год), данные ГИС не обработаны, заключения по перспективам нефтегазоносности региона не сделаны. Параметры скважины и основные результаты бурения приведены в табл. 1.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Комплекс ГИС в скважине 1 Ащебутакская включает методы электрокаротажа (КС, ПС, резистивиметрия), магнитный каротаж (КМВ), кавернометрию, радиоактивный каротаж (гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК-Т), нейтронный гамма-каротаж (НГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп)), сейсмокаротаж (СК). Кривые ГИС приведены в отчёте по результатам бурения скважины (Смыкова, 1994 год). Расчёт пористости (водородосодержания) по разрезу скважины 1 Ащебутакская

выполнен по данным нейтронного каротажа в модификации ННКт. Полученная кривая водородосодержания является функцией замеров большого и малого зондов и формулы пересчета для данного прибора.

По керну разрез скважины ниже глубины 303,5 м карбонатный, в основном сложен известняками, цемент кальцитовый. Тип пористости порово-трещинный, разрез не глинистый. В данных условиях поправка в расчётные значения пористости за глинистость не существенна. Полученное по ННКт водородосодержание можно рассматривать как пористость разреза.

Ввиду отсутствия данных методов ГИС, прямо характеризующих фильтрационные свойства разреза, пласты-коллекторы выделены по косвенным признакам: пониженные значения НК, низкие или пониженные значения ГК, номинальный или близкий к нему диаметр скважины. По кривой пористости разреза пласты-коллекторы выделены по её значению $\geq 6,0$ %. Эта величина параметра применяется для выделения пластов-коллекторов в карбонатах нижнего карбона Волго-Уральской провинции. Электрометрия в комплексе ГИС представлена кровельным и подошвенным градиент-зондами. На основе этих данных выполнено расчленение исследуемой толщи на однородные пакки

Таблица 1. Параметры и основные результаты бурения параметрической скважины 1 Ащебутакская (Л.Е. Смыкова, 1994 год)
Table 1. Parameters and main results of drilling of parametric well 1 Aschebutakskaya (L.E. Smykova, 1994)

Проектная глубина	1600 м
Фактическая глубина	1261,2 м
Номинальный диаметр	112 мм
Буровой раствор	Глинистый, обработанный полиакриламидом и смазывающей добавкой Лиол-32. Параметры раствора: удельный вес 1,05–1,07 г/см ³ , вязкость 45–50 сек, водоотдача 7–9 см ³ за 30 мин, содержание песка до 4,0 %.
Комплекс геофизических исследований	Электрокаротаж (КС, ПС, резистивиметрия), магнитный каротаж (КМВ), кавернометрия, радиоактивный каротаж (гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК-Т), нейтронный гамма-каротаж (НГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп)), сейсмокаротаж (СК)
Интервалы отбора керна	0–0,5 м (вынос 20,0 %); 0,5–8 м (40,0 %); 8,0–110,5 м (52,0 %); 110,5–303,9 м (65,0 %); 303,9–1261,2 м (79,0 %)
Вскрытый разрез	От нуля и до глубины 303,5 м вскрыты серые плотные вязкие глины юрского возраста с редкими прослоями песков, ниже до забоя (1261,2 м) — толща массивных, толстослоистых, органогенно-детритовых известняков светло-серого и серого цвета
Определение возраста отложений	От нуля и до глубины 303,5 м — терригенные отложения отнесены к юре по общегеологическим данным, в интервале 303,5–1261,2 м — известняки с фауной визейского возраста (нижний карбон)
Исследования керна	По данным химического анализа известняки определены как доломитистые, по физико-коллекторским свойствам — непроницаемые, пористость по Преображенскому от 0,2 до 7,1 %, среднее значение — 1,32 %
Трещиноватость по керну	Отмечается интенсивная трещиноватость в интервалах 319,1–320; 325–326,2; 331,2–333,5; 337–345,5; 358,4–359,1; 361,1–362,2; 401–405; 466–468,5; 473–477,2; 717,4–719,6; 1002–1003,6; 1061,1–1062; 1081,6–1082,8; 1165–1166,5; 1241–1241,5; 1260,2–1261,2 м
Закарстованность	Известняки почти не закарстованы
Признаки метаморфизма	Не выявлены
Признаки нефтегазоносности	Не зафиксированы
Испытания	Испытан интервал 300–320 м: приток пластовой воды предположительно из галечнико-щебнистого горизонта, залегающего в подошве отложений юры. Минерализация 2,5 г/л, вода по ионно-солевому составу относится к сульфатно-хлоридно-натриевому типу

и пласты. Но они не характеризуют удельное электрическое сопротивление разреза. Характер насыщения коллекторов по имеющемуся комплексу ГИС не определен.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Сводный геолого-геофизический разрез скважины 1 Ащевутакская показан на **рис. 1**. Естественная радиоактивность вскрытых пород находится в пределах 2–4 мкР/ч. Её повышенные значения наблюдаются в зонах трещиноватости, карста либо в интервалах с повышенной глинистостью. Сопротивление известняков составляет 2000–5000 Ом·м, породы немагнитные, плотность известняков незначительно увеличивается с глубины 710 м с 2,68 до 2,72 г/см³. Имеется интервал 482,8–501,5 м с пониженным значением этого параметра.

Отложения юры по данным ГИС представлены глинами, глинистыми алевролитами с прослоями углей. В верхней части с прослоями песчаников. Мощность галечно-щебнистого горизонта в их основании около 5 м, пористость по ГИС не определена (запись ННКт начинается ниже).

Пористость известняков по ГИС ($K_{п_ННКт} = f(ННКт_бз, ННКт_мз)$) меняется от 1 до 12,5 % (исключая глинистые разности). В верхней части разреза выделено 15 пластов-коллекторов (**табл. 2**). Они формируют две пачки: 312,0–386,3 и 534,9–598,8 м. Средняя мощность пластов-коллекторов 4,7 м, общая — 123,1 м. Средняя пористость 8,2 %. В известняках имеются пласты аргиллита и известковистого сульфатизированного доломита. Покрышками могут быть пласты аргиллита и плотные разности известняков.

При выполнении сейсмокаротажа (СК) в скважине 1 Ащевутакская шаг сеймоприёмников по её стволу составлял 10 м. Самая нижняя точка наблюдения 1220 м. Скорости сейсмических волн в терригенных отложениях юры крайне низкие, характерные для слабоконсолидированных отложений зоны малых скоростей самой верхней части разреза: в интервале глубин 50–160 м составляли 1490 м/с, в интервале 160–290 м — 1690 м/с. Интервалу трещиноватых известняков (315–410 м) соответствуют относительно низкие скорости сейсмических волн — 5560 м/с. В него попали 10 из 15 пластов-коллекторов общей мощностью 47,8 м (53 % от мощности интервала). Возможно, рассматриваемый интервал является древней зоной выветривания. Пласты-коллекторы в известняках имеются

и ниже: на глубинах 560–580 м в данных СК имеется «сбой», вероятно, технологический, в этом интервале выделены пласты-коллекторы. Обобщённые результаты обработки и интерпретации данных СК приведены в **табл. 3**.

По результатам изучения керна скважины 1 Ащевутакская признаков регионально-го метаморфизма у известняков визейского яруса не отмечено, не выявлены они и по данным ГИС и СК.

Таблица 2. Параметрическая скважина 1 Ащевутакская. Пласты-коллекторы в известняках визейского яруса нижнего карбона по данным ГИС (ННК-Т)
Table 2. Parametric well 1 Aschebutakskaya. Reservoir layers in limestone of the Visean tier of the Lower Carboniferous according to GIS (NNK-T)

№ пласта	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Пористость, %
1	312,0	316,1	4,1	7,9
2	319,8	321,5	1,7	7,6
3	323,8	325,5	1,7	7,3
4	333,3	336,1	2,8	6,4
5	337,3	339,4	2,1	9,8
6	345,1	350,0	4,9	8,7
7	351,9	357,1	5,2	11,4
8	359,7	374,8	15,1	7,1
9	379,7	382,8	3,1	7,0
10	386,3	393,4	7,1	7,9
11	534,9	540,4	5,5	12,5
12	571,5	576,4	4,9	7,7
13	580,7	582,6	1,9	6,3
14	585,6	587,5	1,9	7,5
15	590,1	598,8	8,7	7,9

Таблица 3. Параметрическая скважина 1 Ащевутакская. Характеристики интервалов разреза по данным сейсмокаротажа
Table 3. Parametric well 1 Aschebutakskaya. Characteristics of the cut intervals according to seismic logging data

Интервал, м	Скорость продольных волн, м/с	Характеристика отложений
Терригенные отложения юры		
50–160	1490	Слабоконсолидированные терригенные отложения
160–90	1690	
50–300	1620	
Известняки визейского яруса нижнего карбона		
310–400	5560	Трещиноватые известняки. Зона выветривания
400–580	–	На глубинах 560–580 м имеется «сбой». Возможно, данные сейсмокаротажа недостоверные
580–860	6370	Известняки плотные
860–1220	6180	Известняки плотные

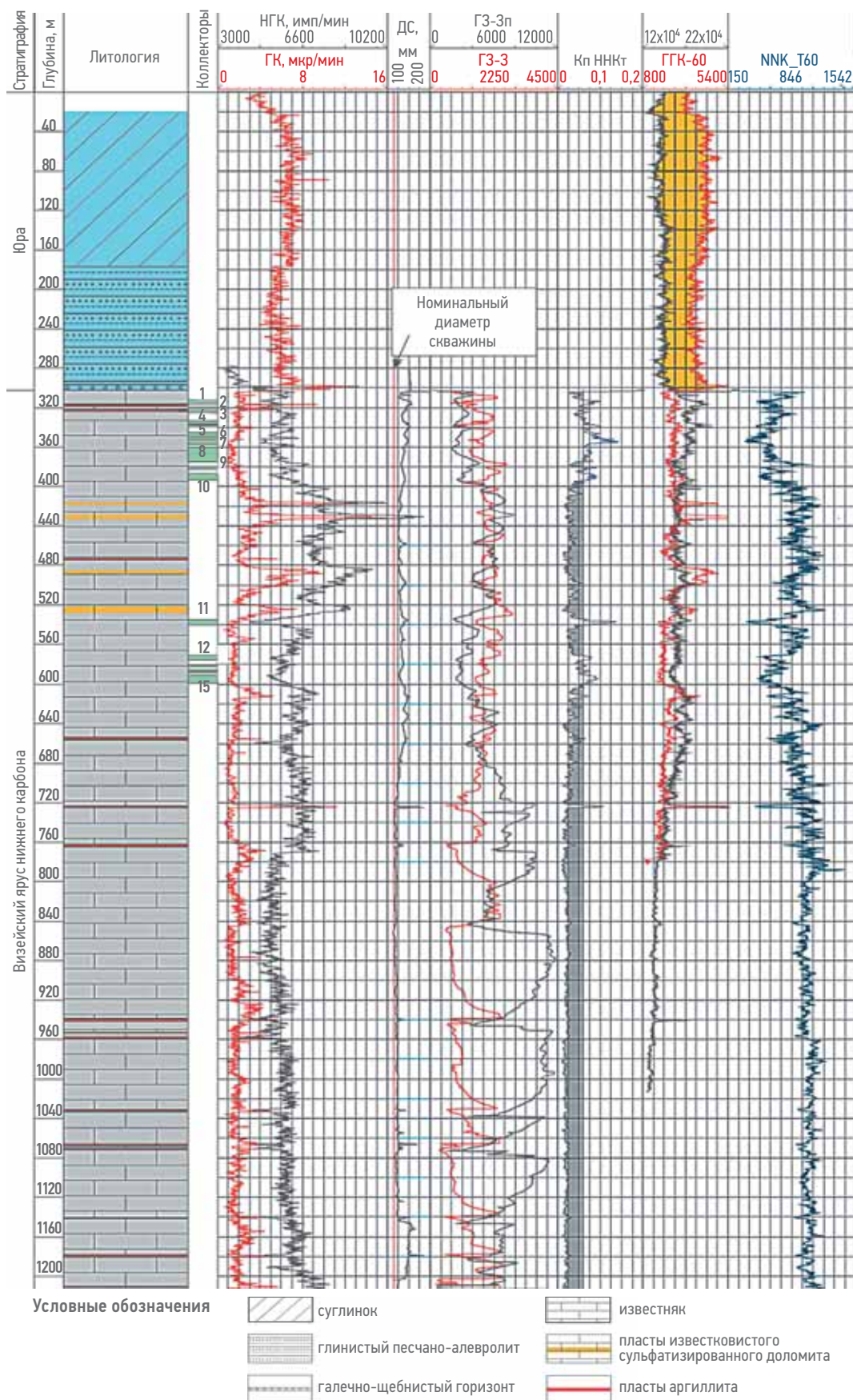


Рис. 1. Сводный геолого-геофизический разрез параметрической скважины 1 Ащевутакская. 1 — суглинок; 2 — глинистый песчано-алевролит; 3 — галечно-щебнистый горизонт; 4 — известняк; 5 — пласты известникового сульфатизированного доломита; 6 — пласты аргиллита. Составлено авторами

Fig. 1. Parametric well 1 Aschebutakskaya. Summary geological and geophysical section. 1 — lam; 2 — clayey sand-siltstone; 3 — pebble-rubby horizon; 4 — limestone; 5 — layers of calcareous sulfated dolomite; 6 — layers of argillite. Prepared by the authors

ОБСУЖДЕНИЕ

В разрезе параметрической скважины 501 Вершиновская (крайняя юго-восточная часть Волго-Уральской карбонатной платформы) скорость сейсмических волн по данным СК в известняках карбона (интервал 5344–6250 м) составляет 6392 м/с [5]. Она соответствует скорости в интервале 580–860 м разреза скважины 1 Ащебутакская. На этом основании сделано заключение: интервал сложен плотными известняками. Но, возможно, здесь залегают доломитизированные известняки. Скорость в интервале 860–1220 м — 6180 м, тоже соответствует плотным известнякам.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности центральной части Магнитогорского прогиба на территории Башкортостана в 70-х годах прошлого века пробурено шесть скважин Уральского профиля [6]. Их глубины — от 2407 до 5010 м. По данным бурения установлено два фациальных типа отложений тульского горизонта верхневизейского подъяруса: терригенно-эффузивно-карбонатный на западе и кремнисто-карбонатный на востоке. Известняки верхневизейского подъяруса и серпуховского яруса вскрыты скважинами 1 и 2. В верхней части разреза они имеют рифогенный облик. В скважине 5 (аллохтонная часть разреза) одновозрастные осадки представлены более глубоководными кремнисто-карбонатными породами значительно меньшей мощности. Такой же состав пород установлен в скважине 10.

Проявления нефти и газа отмечены в трёх скважинах. В керне скважины 5 (отложения уртазымской, кизильской и гусихинской свит) в порах и трещинах имела густая нефть, а также выпоты жидкой нефти. В керне скважины 1 (березовская свита) отмечены окрашенные нефтью стенки трещин. При бурении скважины 4 фиксировался запах нефтяного газа [7]. При бурении скважины 2 отмечены интенсивные поглощения бурового раствора в рифогенных известняках кизильской свиты на глубине 1248 м, в интервале 2910–2940 м и на глубинах 3085 и 4195 м. Это свидетельствует о наличии в её разрезе коллекторов с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Из интервалов 2786–2815 и 3856–3932 м получены притоки воды.

В скважине 4 из отложений кизильской свиты её дебит составил 62,4 м³/сут.

В башкортостанском сегменте Магнитогорского прогиба максимальная мощность известняков визейско-башкирского возраста составляет 2000 м. По результатам бурения скважин Уральского профиля в них отмечены проявления нефти и газа. Наличие коллекторов установлено только по косвенным данным — поглощения бурового раствора и притоки пластовой воды. В оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба верхняя часть известняков размыта — не имеется отложений башкирского яруса, а в районе скважины 1 Ащебутакская и серпуховского. По данным сейсморазведки МОГТ расчётная мощность известняков визейского яруса в точке отмеченной скважины составляет 1040 м.

По результатам изучения керна, ГИС и СК известняки визейского яруса нижнего карбона, вскрытые скважиной 1 Ащебутакская, не имеют существенных отличий от известняков девонско-нижнепермского возраста Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В них отсутствуют признаки метаморфизма. По данным ГИС выделены пласты коллекторы и возможные покрывки. При учёте результатов бурения скважин Уральского профиля к перспективной на поиск месторождений нефти и газа следует отнести всю толщу известняков визейско-башкирского возраста, развитую в центральной части Магнитогорского прогиба.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По результатам обработки данных ГИС по скважине 1 Ащебутакская в известняках визейского возраста выделены пористые пласты-коллекторы и пласты (аргиллиты и плотные известняки), которые могут быть покрывками.
2. Толща известняков визейско-башкирского возраста, развитая в центральной части Магнитогорского прогиба, является перспективной на поиск месторождений нефти и газа.
3. Рекомендуется обработать данные ГИС по скважинам Уральского профиля на современном технико-методическом уровне.

Список литературы

1. Тюрин А.М., Политыкина М.А., Панкратьев П.В., Коломеец А.В. Бассейн карбонатной седиментации в Магнитогорском прогибе Южного Урала и перспективы его нефтегазоносности // Недра Поволжья и Прикаспия. — 2019. — Вып. 98. — С. 25–36.
2. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В., Коломеец А.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2021. — Т. 16. — № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021

3. Лядский П.В., Кваснюк Л.Н., Жданов А.В., Чечулина О.В., Шмельков Н.Т., Бельц Г.М., Курочкина Е.С., Оленица Т.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист М-40 (Оренбург) с клапаном М-41. Объяснительная записка. — СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. — 392 с.
4. Макаров С.Е., Еремеев Д.М., Кызыма К.Ю., Тюрин А.М., Политыкина М.А., Коломоец А.В. Магнитогорский прогиб Южного Урала: перспективы поиска объектов для хранения парниковых газов. *PRONEFT. Профессионально о нефти*, 2022. — № 7(3). — С. 14–23. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-14-23>
5. Тюрин А.М., Темирбаев Р.Р. Физические характеристики карбонатных пород на больших глубинах // *Георесурсы*. — 2012. — № 1 (43). — С. 41–43.
6. Тагиров И.А. Новые данные о геологическом строении Магнитогорского синклиория // *Тектоника и нефтеносность Урала и Приуралья*. — 1978. — С. 7–11.
7. Казанцева Т.Т. Геологическое строение Кизильской зоны Магнитогорской мегасинформы в свете новых данных // *НТЖ Геология, география и глобальная энергия*. — 2009. — № 3. — С. 27–32.

References

1. Tyurin A.M., Politykina M.A., Pankrat'ev P.V., Kolomoets A.V. Basin of carbonate sedimentation in the Magnitogorsk trough of the Southern Urals and the prospects for its oil and gas potential // *Volga and Pricaspian region resources* — 2019, no. 98, pp. 25–36 (In Russ.).
2. Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V., Kolomoets A.V. Prospects for the oil and gas potential of the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2021, vol. 16, № 1 (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021
3. Lyadskii P.V., Kvasnyuk L.N., Zhdanov A.V., Chechulina O.V., Shmel'kov N.T., Bel'ts G.M., Kurochkina E.S., Olenitsa T.V. *State geological map of the Russian Federation*. Scale 1:1000000 (third generation). Ural series. Sheet M-40 (Orenburg) with valve M-41. Explanatory letter. — St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 2013. — 392 p. (In Russ.).
4. Makarov S.E., Eremeev D.M., Kyzyma K.Yu., Tyurin A.M., Politykina M.A., Kolomoets A.V. The Magnitogorsk trough of the Southern Urals: prospects for searching for objects for storing greenhouse gases. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022. — No. 7(3). — P. 14–23 (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-14-23>
5. Tyurin A.M., Temirbaev R.R. Physical characteristics of carbonate rocks at great depths // *Georesources*. — 2012. — No. 1 (43). — P. 41–43 (In Russ.).
6. Tagirov I.A. New data on the geological structure of the Magnitogorsk synclinorium // *Tectonics and oil potential of the Urals and the preUrals*. — 1978. — pp. 7–11 (In Russ.).
7. Kazantseva T.T. Geological structure of the Kizil zone of the Magnitogorsk megasynform based on new data // *NTZh Geology, geography and global energy*. — 2009. — No. 3, pp. 27–32 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Тюрин — принял участие в разработке общей концепции статьи, определил геологическую позицию скважины 1 Ащевутакская, выполнил интерпретацию данных сейсмокаротажа, а также анализ результатов бурения скважин Уральского профиля, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Т.П. Литфуллина — выполнила обработку данных ГИС и интерпретацию полученных результатов, подготовила текст раздела «Результаты» и рисунок 1.

С.Е. Макаров — разработал общую концепцию статьи, на основе результатов обработки данных ГИС уточнил прогнозные перспективы нефтегазосности Магнитогорского прогиба.

А.Э. Ягудина — выполнила анализ результатов бурения скважины 1 Ащевутакская, оцифровала данные ГИС.

А.В. Пантелеева — приняла участие в анализе результатов бурения скважины 1 Ащевутакская и определении её геологической позиции.

Anatoly M. Tyurin — participated in the development of the general concept of the article, determined the geological position of well 1 Aschebutakskaya, performed the interpretation of seismic logging data, as well as the analysis of the results of drilling wells of the Ural profile, approved the final version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Tatiana P. Litfullina — performed well-logging data processing and interpretation of the results, prepared the text of the section «Results» and Figure 1.

Sergey E. Makarov — developed the general concept of the article, based on the results of GIS data processing, clarified the forecast prospects for the oil and gas potential of the Magnitogorsk trough.

Albina E. Yagudina — performed an analysis of the drilling results of well 1 Aschebutakskaya, digitized well-logging data.

Aleksandra V. Panteleeva — took part in the analysis of the results of drilling of the well 1 Aschebutakskaya and determining its geological position.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анатолий Матвеевич Тюрин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Оренбургский государственный университет 460010, Россия, г. Оренбург, пр. Победы, д. 13.
e-mail: amturin1952@bk.ru
Scopus ID: 57411873000

Татьяна Павловна Литфуллина — кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела оценки запасов и разработки месторождений, ООО «Газпром Интернейшнл Лимитед» 197022, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Большой Невки, д. 24.
e-mail: litfullina_tatiana@mail.ru

Сергей Евгеньевич Макаров* — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель программы по геологии и разработке, проектный офис по декарбонизации, ООО «Газпромнефть-Оренбург» 460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.
e-mail: makarov.se@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

Альбина Эльсуровна Ягудина — инженер-геолог, ЗАО «ЦНИП-МНК» 423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Полевая, д. 2.
e-mail: aeygudina@yandex.ru

Александра Вячеславовна Пантелеева — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Оренбургский государственный университет 460010, Россия, Оренбург, пр. Победы, д. 13.
e-mail: kolomoyets56@mail.ru
Scopus ID: 57205221857

Anatoly M. Tyurin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Orenburg State University 13, Prospect Pobedy, 460018, Orenburg, Russia.
e-mail: amturin1952@bk.ru
Scopus ID: 57411873000

Tatiana P. Litfullina — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Department of Reserves Assessment and Field Development, "Gazprom International Limited" 24, Bolshaya Nevka Embankment, 197022, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: litfullina_tatiana@mail.ru

Sergey E. Makarov* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Program manager for Geology and Development, Decarbonization Project Office, Gazpromneft-Orenburg LLC 56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Makarov.SE@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

Albina E. Yagudina — Geological Engineer, CJSC "CNIP-MNK" 2, Polevaya str., 423450, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: aeygudina@yandex.ru

Aleksandra V. Panteleeva — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Orenburg State University 13, Prospect Pobedy, 460018, Orenburg, Russia.
e-mail: kolomoyets56@mail.ru
Scopus ID: 57205221857

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДА И ВЕНД-КЕМБРИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НОВОГО ЭТАПА ГРР НА НЕФТЬ И ГАЗ

**А.Г. Вахромеев^{1,2}, Д.О. Мамаков¹, Е.В. Демидова¹, Н.В. Мисюркеева^{2,4,*},
Т.А. Корнилова², М.С. Пуляевский³**

¹ООО «Сибгаз», РФ, Иркутск

²Институт земной коры СО РАН, РФ, Иркутск

³ФГУБН ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет», РФ, Иркутск

⁴ООО «Сигма», РФ, Иркутск

Электронный адрес: andrey_igp@mail.ru

Введение. Рассмотрены результаты нового этапа ГРР на углеводородное сырье по состоянию на 2023 г. по южной части Верхнеленского мезокайнозойского поднятия, которое ограничено Жигаловским и Божеханским мега антиклиналами в юго-восточной части Ангаро-Ленской ступени. Новые данные сопоставлены с материалами ГРР на нефть и газ и модельными представлениями прошлых лет о геологическом строении этой территории. Полученные построения имеют высокий уровень детальности; это позволило пересмотреть многие существующие геологические представления о перспективах нефтегазоносности Верхнеленского поднятия

Целью данной работы является комплексный анализ геологического строения и перспектив нефтегазоносности природных резервуаров венда-кембрия, в том числе органогенных коллекторов нефти и газа в рифогенных постройках (биостромах) в контуре положительных структурных форм над выступами кристаллического фундамента, которые впервые выявлены сейсморазведкой.

Материалы и методы. Под протяженными валами, которые были ранее закартированы в осадочном чехле по галогенно-карбонатной толще нижнего кембрия, в зонах проекций осевых частей на поверхность гетерогенного кристаллического фундамента по данным высокоточной сейсморазведки впервые обнаружены локальные выступы. Ранее над одним из таких выступов в карбонатных отложениях христофоровского горизонта нижнекембрийской соленосной толщи бурением открыто Знаменское (Балыхтинское) месторождение природного газа.

Результаты. Куполообразные объекты на поверхности фундамента, известные ранее только в Атовско-Шамановской зоне, выделены сегодня на поверхности гетерогенного кристаллического фундамента в пределах осевых частей всех основных положительных линейных и брахиантиклинальных складчатых структур. На северном борту Качугского вала в отложениях литвинцевской и ангарской свит, в южном борту Жигаловского вала в осинском продуктивном горизонте впервые зафиксированы локальные ярко выраженные куполообразные объекты с плоским основанием, с резким утолщением в ядре. Высказано предположение, что в раннем кембрии в осевой части Верхнеленского антиклинального поднятия, Жигаловского и Качугского валов были условия для формирования биогермных построек, аналогичных изученным биостромам Божеханского валообразного поднятия.

Заключение. Связь локальных положительных структур (Балыхтинская, Тыптинская, Знаменская) Жигаловского вала и выступов фундамента задокументирована впервые. Над этими локальными выступами фундамента по данным современных СРР картируются объекты с увеличенной мощностью в интервалах известных продуктивных горизонтов, предположительно биогермы либо биостромы, которые рекомендованы к изучению бурением. На этом основании принципиально меняются представления о геологической эволюции линейной складчатости в осадочном чехле Илгинской палеовпадины. В задачи ГРР следующего этапа входит изучение морфологии выступов фундамента, детализация строения терригенных отложений (ожидается развитие отложений шамановского продуктивного горизонта по аналогии с Атовско-Шамановским, Нотайским поднятиями), детализация строения мегарезервуара карбонатного венд-кембрия и кембрия. Ожидаются органогенные коллекторы нефти и газа в рифогенных постройках (биостромах) в контуре положительных структурных форм над выступами.

Ключевые слова: Ангаро-Ленская ступень, Верхнеленское сводовое поднятие, Илгинская палеовпадина сейсморазведочные работы, продуктивные горизонты, месторождения нефти и газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: коллектив авторов выражает благодарность генеральному директору ООО «Сибгаз» Виталию Игоревичу Коткину, генеральному директору ООО «Столица» Алексею Юревичу Васильеву за предоставленную возможность использования современных геофизических материалов в научных целях.

Для цитирования: Вахромеев А.Г., Мамаков Д.О., Демидова Е.В., Мисюркеева Н.В., Корнилова Т.А., Пуляевский М.С. Геологическое строение природных резервуаров венда и венд-кембрия юго-восточной части Ангаро-Ленской ступени по результатам нового этапа ГРР на нефть и газ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):22–37. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-22-37>

Статья поступила в редакцию 17.04.2023
Принята к публикации 15.05.2023
Опубликована 29.09.2023

GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE WENDIAN AND THE WENDIAN-CAMBRIAN NATURAL RESERVOIRS OF THE SOUTH-EASTERN PART OF THE ANGARO-LENA STAGE OIL AND GAS EXPLORATION RESULTS

Andrey G. Vakhromeev^{1,2}, Denis O. Mamakov¹, Elena V. Demidova¹, Natali V. Misyurkeeva^{2,4,*}, Tatyana A. Kornilova², Maksim S. Pulyaevsky³

¹"Sibgas" LLC, RF, Irkutsk

²Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of RAS, RF, Irkutsk

³Irkutsk National Research Technical University, RF, Irkutsk

⁴"Sigma" LLC, RF, Irkutsk

E-mail: andrey_igp@mail.ru

Background. The results of a new stage of exploration for hydrocarbon raw materials at the beginning of 2023 along the southern part of the Verkhnelelensk Mesocainozoic arch lifting, which is limited to Zhigalovsky and Bozhekhansky mega-anticlines in the southeastern part of the Angara-Lena stage are considered. Compared with the materials of oil and gas exploration and model representations of previous years about the geological structure of this territory. The resulting constructions have a high level of detail; this made it possible to revise many existing geological ideas about the prospects of oil and gas potential of the Verkhnelelensky uplift.

Aim. The purpose of this work is a comprehensive analysis of the geological structure and prospects of oil and gas potential of natural reservoirs of the Vendian-Cambrian, including organogenic reservoirs of oil and gas in reef structures (biostromes) in the contour of positive structural forms above the protrusions of the crystalline basement, which were first identified by seismic exploration.

Materials and methods. Under the extended shafts, which were mapped earlier in the sedimentary cover along the halogen-carbonate thickness of the Lower Cambrian, local protrusions were found for the first time in the zones of projections of the axial parts on the surface of the heterogeneous crystalline basement according to high-precision seismic data. Earlier, over one of these protrusions, in the carbonate deposits of the Khristoforovsky horizon of the Lower Cambrian salt-bearing strata, the Znamenskoye (Balykhtinskoye) natural gas field was discovered by drilling.

Results. Domed objects on the foundation surface, previously known only in the Atovo-Shamanov zone, are now isolated on the surface of a heterogeneous crystalline foundation within the axial parts of all major positive linear and brachianticlinal folded structures. On the northern side of the Kachugsky shaft in the deposits of the Litvintsevskaya and Angarskaya formations, in the southern side of the Zhigalovsky shaft in the Osinsky productive horizon, local pronounced domed objects with a flat base, with a sharp thickening in the core were recorded for the first time. It is suggested that in the Early Cambrian, in the axial part of the Verkhnelelensky anticline uplift, Zhigalovsky and Kachugsky shafts, there were conditions for the formation of biohermal structures similar to the studied biostromes of the Bozhekhansky shaft-like uplift.

Conclusion. The connection of local positive structures (Balykhtinskaya, Typtinskaya, Znamenskaya) of the Zhigalovsky shaft and the protrusions of the foundation is documented for the first time. Above these local protrusions of the foundation, according to modern SRR data, objects with increased capacity are mapped in the intervals of known productive horizons, presumably bioherms or biostromes, which are recommended for study by drilling. On this basis, conceptions of the geological evolution of linear folding in the sedimentary brow of the Ilginskaya paleodepression are fundamentally changing. The tasks of the next stage of exploration include the study of the morphology of the protrusions of the foundation, detailing the structure of terrigenous deposits (the development of deposits of the Shaman productive horizon is expected by analogy with the Atovo-Shaman, Notai uplifts), detailing the structure of the Vendian Cambrian and Cambrian carbonate megareservoir. Organogenic reservoirs of oil and gas are expected in reef structures (biostromes) in the contour of positive structural forms above the protrusions.

Keywords: Angara-Lena stage, Verkhnelelenskoe arch uplift, Ilginskaya paleodepression seismic exploration, productive horizons, oil and gas fields

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

Acknowledgements: the team of authors expresses gratitude to the General Director of "Sibgas" LLC Vitaly I. Kotkin, the General director of "Stolitsa" LLC Alexey Y. Vasiliev for the opportunity to use modern geophysical materials for scientific purposes.

For citation: Vakhromeev A.G., Mamakov D.O., Demidova E.V., Misyurkeeva N.V., Kornilova T.A., Pulyaevsky M.S. Geological structure of the wendian and the wendian-cambrian natural reservoirs of the south-eastern part of the Angaro-Lena stage oil and gas exploration results. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):22–37. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-22-37>

Manuscript received 17.04.2023

Accepted 15.05.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня разведка и освоение залежей и месторождений УВ в природных карбонатных резервуарах на юге Сибирской платформы в первую очередь базируются на прогнозе и поисках погребенных биогермных (рифовых) построек [7, 15, 20, 23, 28, 33]. Значительные успехи достигнуты в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) на севере Иркутской области и в Республике Саха (Якутия) [9, 22, 29, 34, 36, 39]. Подход основан на самых современных технологиях 3D-сейсморазведочных, электроразведочных работ с набором новых интерпретационных подходов и атрибутов анализа в сопровождении широкого комплекса ГИС. Однако на фоне новых открытий УВ месторождений в рифах северных территорий остались на втором плане биогермные объекты юга, Иркутского амфитеатра. Первые притоки нефти и газа были получены в глубоких скважинах Атовской, Осинской, Биркинской, Бильчирской, Христофоровской, Балыхтинской, Тутурской площадей именно из карбонатных горизонтов раннего кембрия с органогенным и трещинным типами коллектора [2, 8, 17, 19, 23, 32].

ВПЕРВЫЕ УСТАНОВЛЕНА СВЯЗЬ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ЛИНЕЙНЫХ СТРУКТУР ЖИГАЛОВСКОГО ВАЛА И ВЫСТУПОВ ФУНДАМЕНТА ПОД НИМИ С ПЕРСПЕКТИВОЙ ВЫЯВЛЕНИЯ ОРГАНОГЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.

Следует признать, что уровень изученности на нефть и газ современными геофизическими методами и глубоким бурением осадочного чехла кратона в пределах Ангара-Ленской ступени (АЛС) отстает по сравнению с некоторыми платформенными нефтегазоносными областями (НГО). В настоящее время геологическое изучение нефтегазоносности территории юга Сибирской платформы на ряде участков Иркутского амфитеатра возобновилось после практически полувекового перерыва. Сегодня литологическая, стратиграфическая и структурно-тектоническая характеристика природных резервуаров углеводородов венд-фанерозойского ортоплатформенного осадочного чехла Иркутского амфитеатра по некоторым лицензионным участкам существенно детализирована; применены самые современные геолого-геофизические технологии в поисках и разведке. Важнейшее значение новых данных в возможности комплексного анализа

геологической и геофизической информации в современных пакетах интерпретации. Полученные построения имеют высокий уровень детальности, что позволило пересмотреть многие существующие геологические представления.

МАТЕРИАЛЫ

Гипотеза о приподнятом положении в раннем кембрии отдельных структурных форм линейных валообразных поднятий и поднятий над выступами кристаллического фундамента [4–6, 27, 30], которая была положена в обновленную геологическую модель поиска природных резервуаров УВ на территории южной части Верхнеленского мезокайнозойского поднятия [4, 5, 12, 41], получила подтверждение по результатам современных ГРП на нефть и газ.

Обобщая результаты ГРП прошлых лет, авторы статьи пришли к заключению, что выступы поверхности кристаллического фундамента явились определяющим геологическим фактором последующего формирования природных резервуаров в венд-кембрийской и кембрийской толще осадочного чехла. С одной стороны, в области выступов фундамента (**рис. 1**) на ряде участков разведаны клиноформные отложения шамановского продуктивного горизонта (Атовско-Шамановская группа участков — см. **рис. 1, б, в, г**, Заславский и Нотайский ЛУ) [30, 19]. С другой — в циклах осадконакопления карбонатных толщ, перекрывающих терригенный венд, унаследованно-приподнятые участки стали благоприятным фактором формирования органогенных коллекторов и в ряде случаев роста построек — биостромов. Опираясь на эту обобщенную геологическую модель выступов и приподнятых участков, авторы статьи исследовали линейные и локальные положительные структуры в контуре Илгинской палеовпадины [1, 11, 19, 40], или Илгинской структурной ступени, и на ее пограничных валах — Жигаловском и Божеханском [2, 3, 6, 11, 13, 16, 17, 19, 26, 27, 38, 40].

В региональном тектоническом плане рассматриваемая территория расположена на юге Сибирской платформы в пределах юго-восточной части Ангара-Ленской ступени, известна как Верхнеленское мезокайнозойское сводовое поднятие, свод [4, 12, 41]. По материалам магнитных и гравиметрических работ фундамент разбит глубинными разломами на отдельные блоки [4, 5, 8, 12, 18, 30], характерно «клавишное» строение его поверхности. Основными

глубинными разломами на территории являются: Жигаловский, Обусинский, Курунгуйский и Божеханский северо-восточного направления, Верхоленский — северо-западного, Хандинский и Байкало-Таймырский — меридионального. Осадочная толща, залегающая трансгрессивно на породах кристаллического фундамента, расчленяется на три структурно-литологических комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. Отмечается несоответствие структурных планов отложений структурно-литологических комплексов.

Крупный [4, 5, 41] Верхнеленский свод (см. **рис. 1, а, б**) разделен Жигаловским разломом корового заложения северо-восточного простирания, над которым закартировано одноименное протяженное валообразное поднятие, или антиклиналь, на две части — северную (Ковыктинский выступ) и южную, Знаменско-Тутурско-Шонскую. Здесь в южной части между Жигаловским и Божеханским валами в галогенно-карбонатной толще нижнего кембрия выделена Илгинская палеовпадина [1, 11, 19, 40]. По верхнему и частично среднему, галогенно-карбонатному, структурным этажам (подошва верхоленской свиты, соленосная толща) эта территория изучена геологической съемкой и колонковым бурением. По данным геологической съемки масштаба 1:200 000 на фоне общего моноклиналиного погружения подошвы верхоленской свиты от Божеханского к Жигаловскому валу были выделены положительные (валы) и отрицательные (прогибы) структуры [1, 13, 16, 19, 27]. Это Верхоленский (Коркинский), Качугский, Божеханский валы и Пономаревский, Ивдинский, Тюменцевский, Зулман-Макаровский, Никилейский прогибы.

Жигаловский вал, мегавал, антиклиналь впервые описан В.Ю. Черкесовым (1925) на р. Лене в устье р. Тутуры. По А.С. Анциферову (1964), Жигаловский вал «...представляет собой одну из наиболее крупных, более 260 км протяженностью при ширине не более 10–15 км, антиклинальных структур II порядка в юго-восточной части Иркутского амфитеатра». По надсолевым отложениям осадочного чехла в пределах вала выявлено несколько локальных поднятий. Наиболее крупными из них являются Ново-Удинское, Балыхтинско-Тыптинское, Кузнецовское, Чиканское и Средне-Хандинское [2]. Они расположены вдоль осевой части вала в виде цепочки вытянутых антиклиналей общего северо-восточного простирания вала по надсолевым отложениям. Толщина солей усольской свиты в осевой части вала достигает 1000 м. Строение же

подсолевой толщи чехла и кристаллического ложа этого перспективного на поиски УВ объекта более полувека оставалось практически неизученным. В ранних публикациях отмечено расположение оси вала вдоль древнего разлома глубинного заложения, предположительно в ушаковское время [2]. Основные результаты нового этапа ГРП на нефть и газ в районе Жигаловского вала на конец 2022 года могут быть сформулированы следующим образом. По оси Жигаловского вала на поверхности гетерогенного кристаллического фундамента фиксируются локальные выступы, унаследованные в отложениях венда. Над одним из таких выступов, в отложениях карбонатного пласта нижнекембрийской соленосной толщи (христофоровский карбонатный горизонт), бурением ранее, в 1961–1964 гг., открыто Знаменское (Балыхтинское) месторождение газа (**рис. 2**). Другие перспективные объекты картируются как участки увеличенной мощности по осинскому нефтегазопродуктивному горизонту с детализацией по атрибутам и рекомендованы к поисковому бурению (**рис. 2, 3**). В геологических маршрутах 2020–2022 на юге Иркутского амфитеатра на обнажениях [6] кембрийских карбонатных пород (**рис. 4**), в крыльях сложно построенных Жигаловского и Божеханского мегавалов авторами статьи изучены строматолиты пластовые, желваковые, столбчатые [10, 24–26, 37]. На территории исследований широко представлены карбонатные брекчии (**рис. 4**), которые весьма разнообразны по размерам обломков и включений. Особенности внутреннего строения строматолитов изучены по распилам и шлифованным поверхностям образцов. В шлифах образцов из керна нефтегазопроисловых скважин и обнажений также выявлены и описаны микрофитолиты [6, 10, 24, 25].

Авторами изучена архивная коллекция шлифов керна, отобранного из карбонатных толщ венд-кембрия и нижнего кембрия из Ахинских скважин в районе Божеханского вала и северо-западнее, в области Верхнеленского свода, — из Христофоровской скв. № 5, Тутурской скв. № 1 [6]. Привязка шлифов выполнена по полному описанию образцов керна на скважине. В образцах карбонатного керна из Ахинской скв. № 1 установлены микрофитолиты (*Osagia* и *Glebosites*), а также доломиты с реликтами сфероморфных (*Leiosphaeridia*) и нитчатых (*Oscillatoria*) микрофоссилий.

Верхоленский вал (или зона брахиантиклинальных складок) выявлен по результатам геологосъемочных работ [3, 4], заверен колонковым бурением в процессе поиска калийных

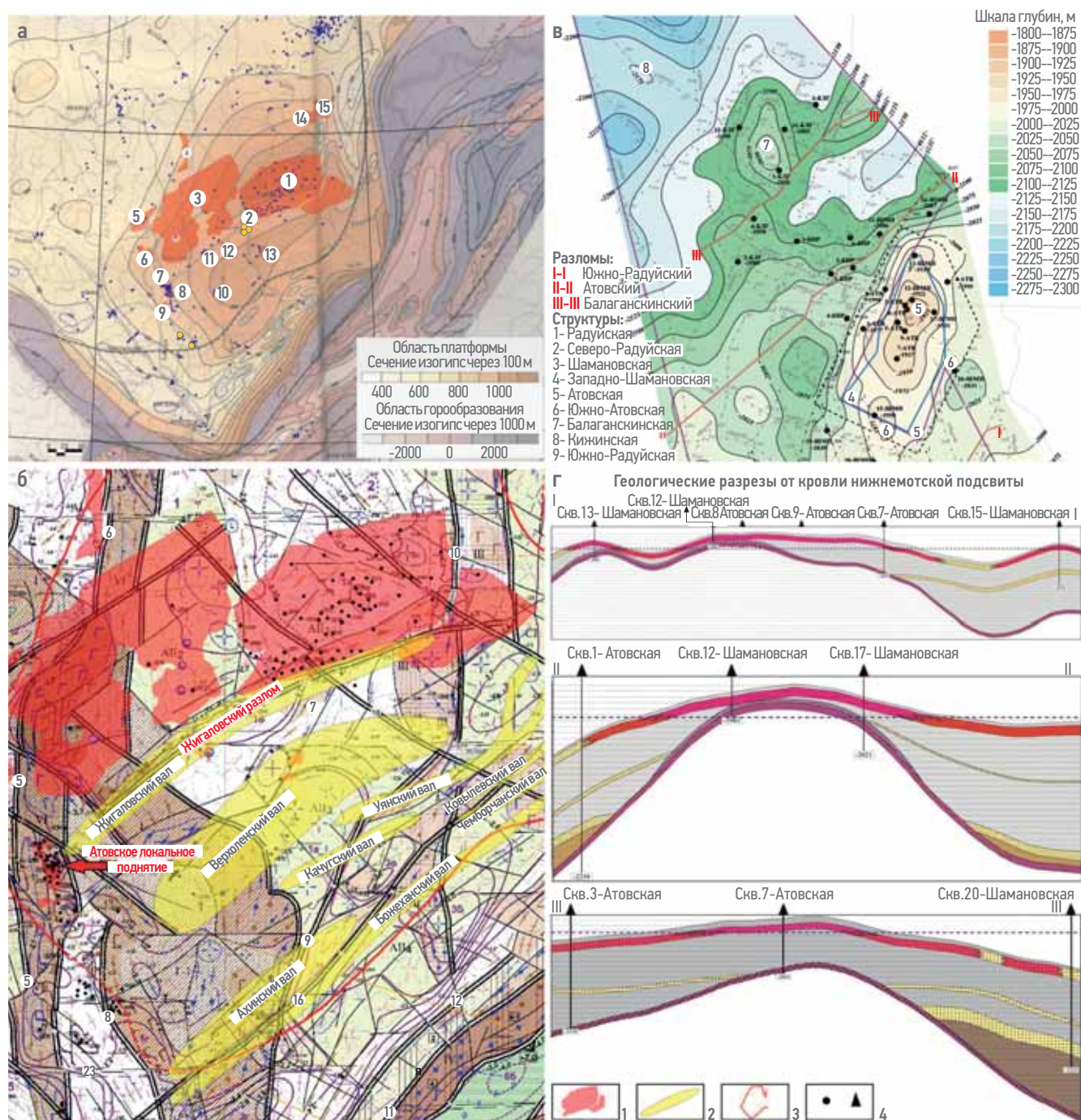


Рис. 1. Геологическая позиция Верхнеленского мезокайнозойского сводового поднятия и Жигаловского разлома и детализация объектов исследований: а) на неотектонической карте юга Восточной Сибири (Флоренсов, 1962) с отражением [4] контуров месторождений УВ; б) детализация строения южной части Верхнеленского свода — линейная складчатость в галогенно-карбонатной формации нижнего кембрия в проекции на поверхность кристаллического фундамента [18], в сопоставлении с разломами кристаллического фундамента; в) Атовское локальное поднятие в фундаменте кратона и в чехле. Подготовлено Н.В. Мисюркеевой, Д.О. Мамаковым, 2023; Условные обозначения: 1 — месторождения УВ; 2 — проекции антиклинальных структур II порядка; 3 — контур Верхнеленского мезокайнозойского поднятия; 4 — глубокие скважины на нефть и газ

Fig. 1. Geological position of the Verkhnelensky Mesocainozoic arch uplift and the Zhigalovsky fault and details of the objects of research: а) on the neotectonic map of the south of Eastern Siberia (Florensov, 1962) with the reflection of [4] contours of hydrocarbon deposits; б) details of the structure of the southern part of the Verkhnelensky arch — linear folding in the halogen-carbonate formation of the Lower Cambrian in the projection on the surface of the crystalline basement [18], in comparison with the fractures of the crystalline basement; в) Atovian local uplift in the craton basement and in the cover. Prepared by Natali V. Misyurkeeva, Denis O. Mamakov, 2023; Symbols: 1 — hydrocarbon deposits; 2 — projections of anticline structures of the II order; 3 — contour of the Verkhnelensky Mesocainozoic uplift; 4 — deep wells for oil and gas

солей по ангарской и булайской свитам нижнего кембрия (рис. 5). В 1989 году по данным сейсморазведочных работ Верхолениское линейное поднятие было детализировано

по отражающему горизонту M2 (подсолевой уровень, подошва преобразованного горизонта). В осевой части поднятия бурением выявлено Тутурское ГКМ, продуктивный

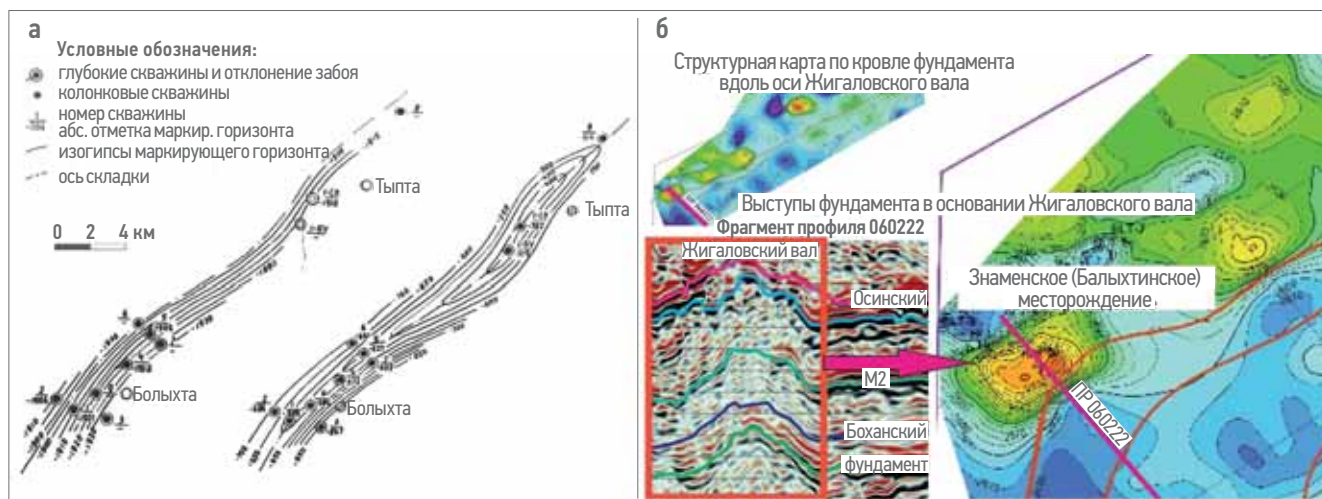


Рис. 2. Сопоставление общепринятых геологических представлений о строении Жигаловского мегавала и детализация строения осадочного чехла ниже осинского нефтегазопродуктивного горизонта: а) юго-западный сегмент Жигаловского вала по данным бурения на Балыхтинской и Тыптинской площадях, по А.С. Анциферову, 1964 г. Слева — по кровле тэтэрской свиты; справа — по кровле усольской свиты; б) поверхность кристаллического фундамента в полосе проекции Жигаловского вала и выступы в плане и в разрезе, рис. б) — подготовлено Е.В. Демидовой, Д.О. Мамаковым, по данным ГРП 2021–2023 гг.

Fig. 2. Comparison of generally accepted geological concepts about the structure of the Zhigalovsky mega-shaft, and detailing the structure of the sedimentary cover below the Osinsky oil and gas production horizon: а) the southwestern segment of the Zhigalovsky shaft according to drilling data on the Balykhtinskaya and Typtinskaya areas, according to A.S. Antsiferov, 1964. On the left — along the roof of the Tatersk formation; on the right — along the roof of the Usolskaya formation; б) the surface of the crystal foundation in the projection band of the Zhigalovsky shaft and projections in plan and section. Fig. б) — Prepared by Elena V. Demidova, Denis O. Mamakov, according to the GRR 2021–2023

биркинский и бильчирский карбонатные горизонты. По данным МОГТ 2Д последних лет Верхоленский вал является типичной платформенной структурой, состоящей из цепочки пологих брахиантиклиналей и линейных складок с небольшими углами падений на крыльях и малыми амплитудами. Структура и внутреннее строение Верхоленского вала характеризуется «сундушной формой»: пологим сводом и поднятием в центральной части. Такая форма резко отличает его от линейных Жигаловского и Качугского валов [3, 5]. Это вытянутая с малой амплитудой, антиклинальная конседиментационная складка всей толщи кембрийских отложений, иногда осложнённая небольшими разрывными нарушениями. Ось складки приблизительно повторяет направление осей Жигаловского и Качугского валов (рис. 1).

Качугский сложный вал, имеет северо-восточное простирание и расположен к северо-западу от Никилейского прогиба (рис. 5). В своде вала обнажаются породы ангарской, литвинцевской и верхоленской свит. На юго-западном окончании вала разведана Ахинская антиклинальная складка [14]. Качугский вал был прослежен от долины реки Куленги на расстояние около 60 км. Амплитуда вала от 300 до 550 м, ширина до 9 км. В пределах вала выделяются Бутаковская, Улунская, Юхтинская, и Тыркинская антиклинальные складки. Качугский вал кроме основной оси имеет множество менее амплитудных осей того

же направления, латерально ограниченных тектоническими нарушениями. Южный борт Качугского вала имеет множественные складки тангенциального напряжения (сжатия) (рис. 6). На северном борту Качугского вала в отложениях литвинцевской и ангарской свит фиксируются локальные (2–5 км) ярко выраженные куполообразные объекты (рис. 6) с плоским основанием в низах ангарской свиты (отражающий горизонт НЗ) с резким увеличением мощности в ядре складки. В настоящее время материала для выводов о генезисе этих объектов недостаточно, но одна из версий — первично биогермный характер этих погребенных (рифовых) построек (рис. 4) раннего кембрия [6], позже осложненный складчато-надвиговым строением кембрийской толщи. Органогенные коллекторы нефти и газа Сибирской платформы давно привлекают внимание геологов [7–9, 20, 22, 23, 28, 39]. Именно в последнее десятилетие получены значительные успехи в прогнозировании и в результатах ГРП на эти крайне сложные объекты. На Непско-Ботуобинской антеклизе поставлены на государственный баланс месторождения УВ в органогенных постройках и в шлейфах терригенного карбонатного состава области разрушения этих построек, такие как Большеитирское, Верхнетитирское, Северо-Даниловское, Чайкинское. Часть месторождений и залежей оказались непромышленными (Христофоровское, Бильчирское, Южно-Радуйское, др.).

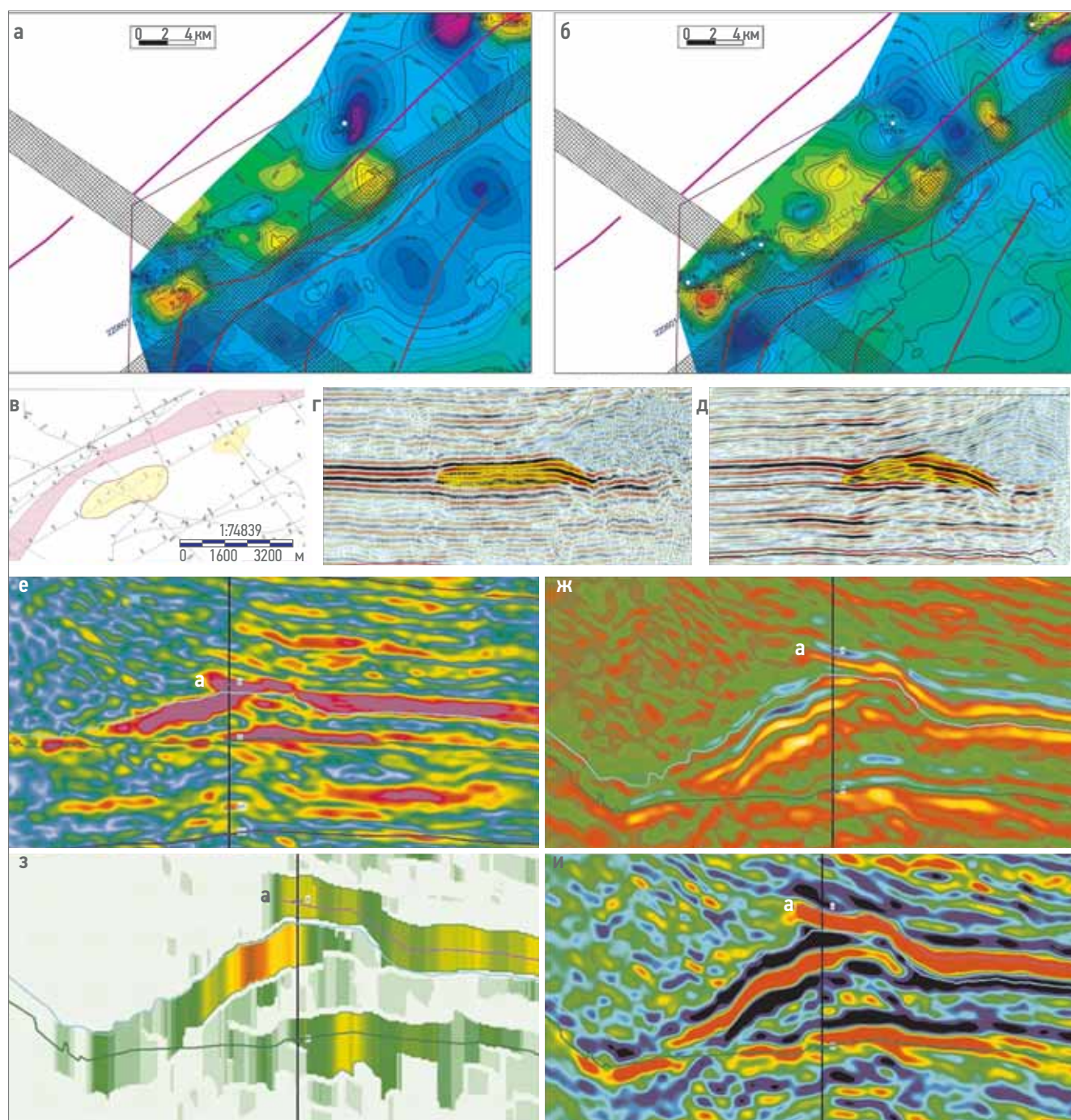


Рис. 3. Соотношение структурных планов: а) по кровле фундамента и б) по кровле осинского нефтегазопродуктивного горизонта в осевой части Жигаловского вала. Прогнозируемые органогенные постройки в осинском горизонте, восточное крыло Жигаловского вала, по данным детальных СРР: в) схематически в плане; г) и д) на временных сейсмогеологических разрезах; е, ж, з, и) с применением глубинных сейсмических атрибутов. Подготовлено Е.В. Демидовой, Д.О. Мамаковым, 2023

Fig. 3. The ratio of structural plans: а) on the roof of the foundation and б) on the roof of the Osinsky oil and gas production horizon in the axial part of the Zhigalo shaft. Predicted organogenic structures in the Osinsky horizon, the eastern wing of the Zhigalovsky shaft, according to detailed SRR data: в) schematically in plan; г) and д) on temporary seismicogeological sections; е, ж, з, и) using deep seismic attributes. Prepared by Elena V. Demidova, Denis O. Mamakov, 2023

Божеханский антиклинорий, мегавал — одна из ряда типичных крупных вытянутых структурных форм, простирающихся цепочкой с юга на север. В 1940 году в районе Божеханского мегавала проведена геологическая съемка масштаба 1:500 000 под руководством

Авакумова В.А., окончательный отчет написан Корсуновой О.П. Исследованиями был охвачен район от реки Идыги на юге до реки Каменки на севере — в пределах тектонической линии Божеханского поднятия. По мнению Авакумова В.А., Божеханский антиклинорий представляет одну целостную

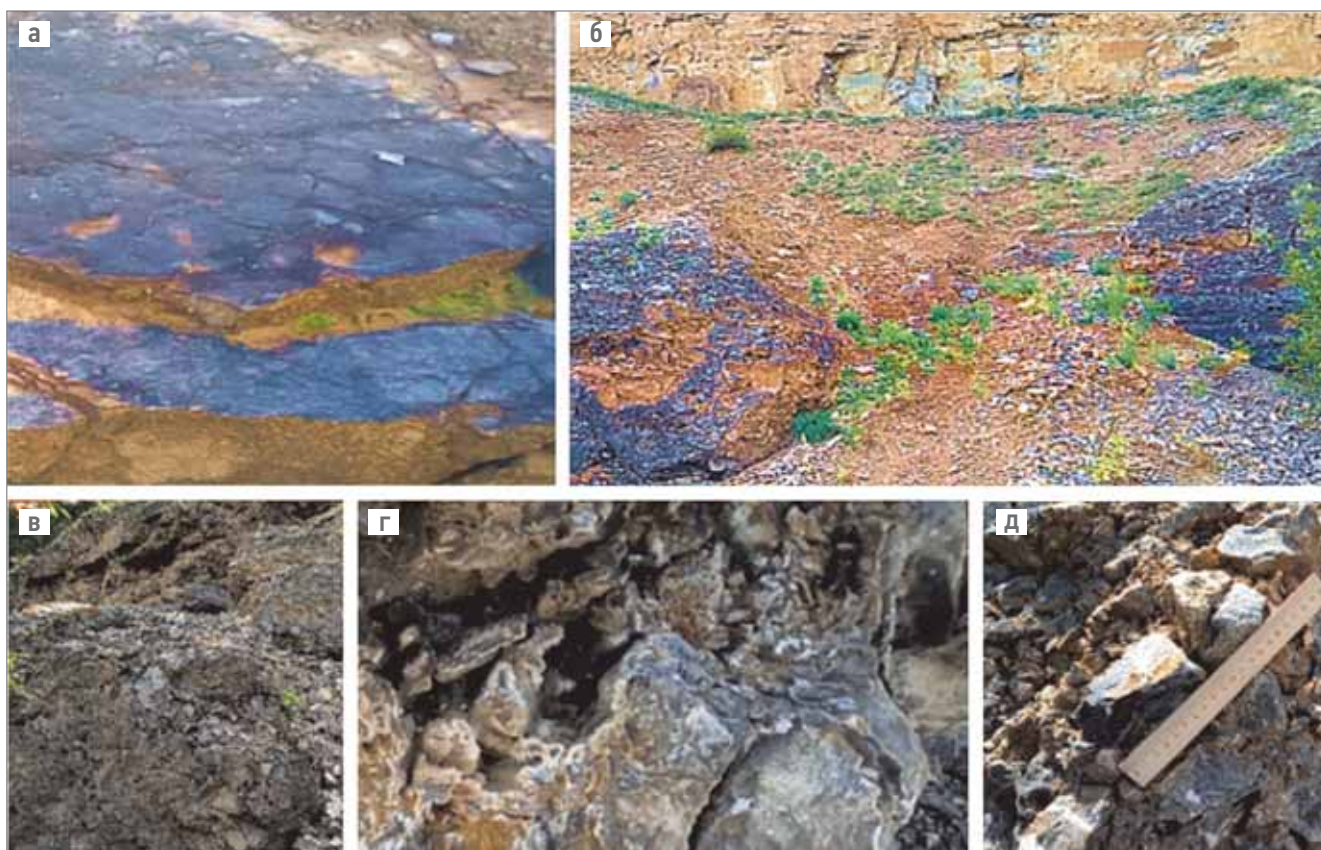


Рис. 4. Жигаловский вал, Кузнецовская складка в обнажениях юго-восточного крыла вдоль левого борта р. Лены: а) наклонное залегание карбонатных пластов в крыле складки; б) обнаженная часть участков биострома; в) выступы карбонатных брекчий с детализацией на рис. г) и д). Фото А.Г. Вахромеева, полевой сезон 2022

Fig. 4. Zhigalovsky shaft, Kuznetsovskaya fold in the outcrops of the southeastern wing along the left side of the Lena River: а) inclined occurrence of carbonate layers in the wing of the fold; б) exposed part of the biostrom sites; в) protrusions of carbonate breccias with details in Figs. г) and д). Photo by Andrey G. Vakhromeev, field season 2022



Рис. 5. Особенности геологического строения антиклинальных поднятий и валов юго-восточной части АЛС, Илгинская палеовпадина, по данным современных ГРП. Подготовлено Е.В. Демидовой, Д.О. Мамаковым, 2023

Fig. 5. Features of the geological structure of anticline uplifts and shafts of the southeastern part of the ALS, Ilginskaya paleovpadina, according to modern geological surveys. Prepared by Elena V. Demidova, Denis O. Mamakov, 2023

структуру, ось которой ундурирует, образуя несколько самостоятельных поднятий. Кроме Божеханского поднятия авторы выделяют Зургацанскую моноклираль, Идыгинский купол.

В 1943 году А.Л. Арсеньев и Е.А. Нечаева проводили исследования Заангарья с целью увязки геологии этого района с районом Божеханской антиклинальной структуры. В 1946 году под руководством Цахновского М.А., Калиновского А.Л. проведена геологическая съемка масштаба

1:25 000 в междуречье Каменки и Зады.

Авторы выделяют три антиклинальных поднятия (Каменское, Нухунурское и Еленинское), имеющих северо-восточное простирание.

Для разведочного бурения рекомендована Каменская антиклинальная структура. В сороковых годах началось бурение опорных скважин Ангаро-Ленской ступени на Каменской, Бельской, а позднее и на других площадях. Божеханское линейное поднятие, или мегавал (рис. 7а), вскрыто бурением скважин Каменская № 1, 2, Божеханская — 1.

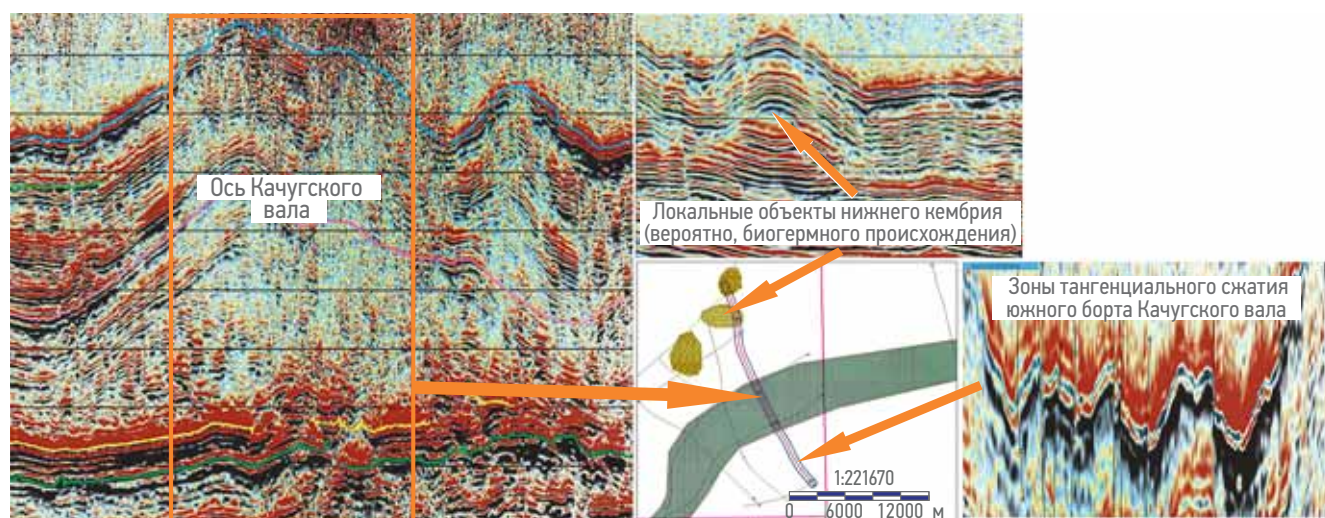


Рис. 6. Детализация внутреннего строения галогенно-карбонатной толщи раннего кембрия в краевой области Восточно-Сибирского солеродного бассейна на примере Качугского вала по данным ГРП — сейсморазведки 2D-МОГТ повышенной кратности (80).
Подготовлено Е.В. Демидовой, Д.О. Мамаковым, 2023

Fig. 6. Detailing of the internal structure of the halogen-carbonate strata of the Early Cambrian in the marginal region of the East Siberian salt basin on the example of the Kachugsky shaft according to the 2D seismic survey of the increased multiplicity (80). Prepared by Elena V. Demidova, Denis O. Mamakov, 2023

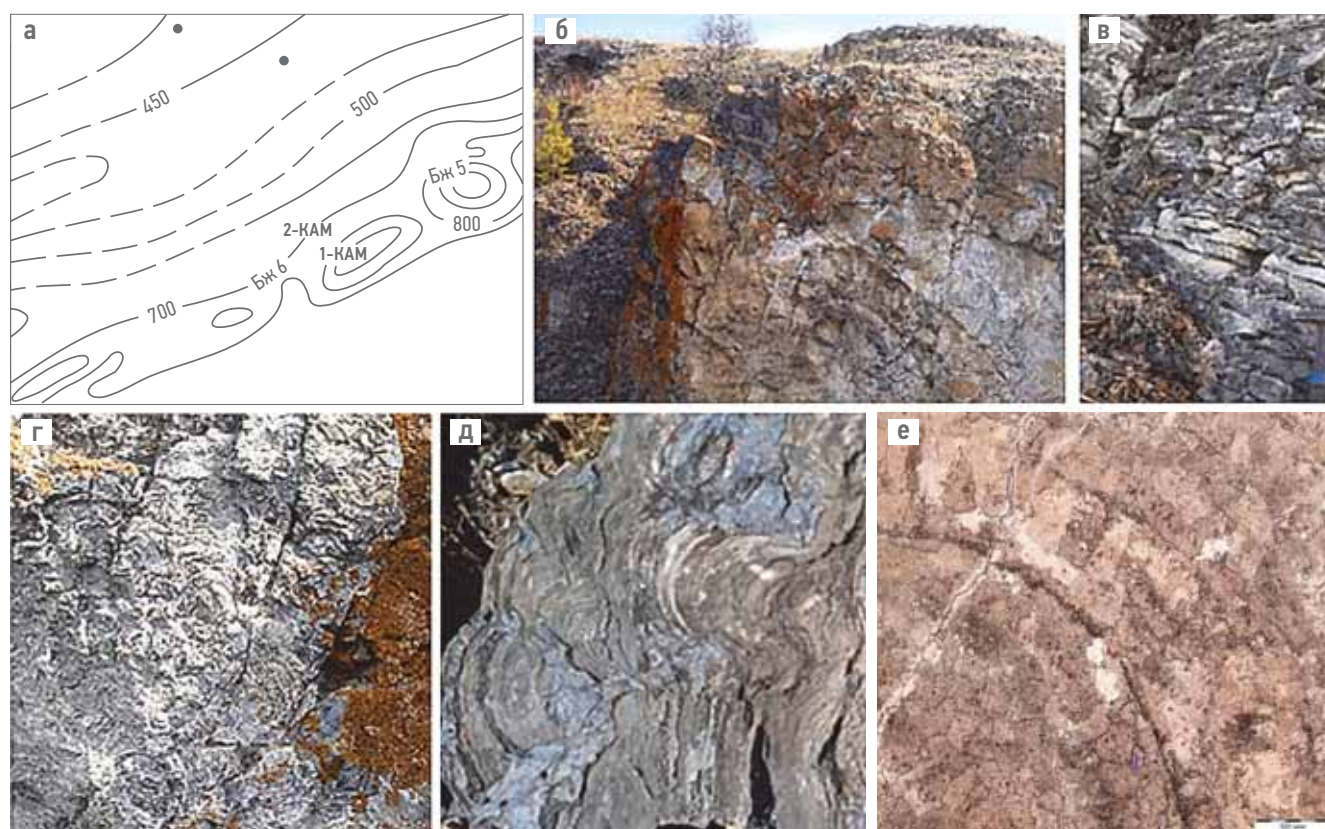


Рис. 7. Божеханское линейное поднятие — вал а) на структурной карте по кровле ангарской свиты; б) обнажение «Каменская антиклиналь»; в, г, д, е) слоистые строматолиты в биостроме (фото Вахромеева А.Г., полевой сезон 2021–2022 гг.), в шлифах. Описание и фото Т.А. Корниловой, 2023 г.)

Fig. 7. Bozhekhansk linear uplift — shaft a) on the structural map along the roof of the Angara formation; б) the Kamenskaya anticline outcrop; в, г, д, е) layered stromatolites in biostrom (photo by Vakhromeev A.G., field seasons 2021–2022), and in the sections (description and photo by Tatyana A. Kornilova, 2023)

Как пограничная линейная структура до-кембрийского заложения Божеханский мегавал, протягивается от окрестностей

пос. Усть-Орда на северо-восток за р. Леной на расстояние более чем 300 км при ширине около 10 км [12, 13,

26] и изучена региональным профилем «Ковыкта-Предпато» [38] через Шонский ЛУ. Поднятие сформированно в осадочных толщах венда и нижнего кембрия, имеет ширину от 5 до 30 км, амплитуду 500–800 м, реже до 1000 м, очень крутые углы падения в осевой зоне (до 90°) и более пологие (10–15°) — на крыльях. В сводовой части оно расчленяется на ряд линейных или куполовидных структур, сформированных в доюрское время. До нижней юры они были денудированы, глубина денудационного среза составила более 1000 м [35].

На геологических картах это поднятие проявляется выходами пород нижнего кембрия (**рис. 7 б–г**) среди поля развития отложений верхнекембрийского, юрского и третично-четвертичного возраста. Юго-восточнее поднятия расположена протяженная синклиналь, распадающаяся на ряд пологих относительно крупных впадин и отделяющая Божеханское поднятие от зоны сплошной мелкой линейной складчатости Прибайкалья. Территория осадочного чехла к северо-востоку от Божеханского поднятия, зажатая двумя протяженными мегавалами, Божеханским и Жигаловским, была обособлена в Верхнеленскую (Качугскую) структурную зону. По данным [3, 11, 40] здесь, в структуре Ангара-Ленского палеопроггиба, выделяется крупная **Илгинская палеовпадина**, ограниченная с севера Жигаловским валом, с юга — Божеханским, выполненная в поверхностной части верхнекембрийскими красноцветами, смятыми в мелкие удлиненные куполовидные складки. Это самая крупная линейная положительная структура южной части **внешнего крыла** Ангара-Ленского палеопроггиба [3, 11] / Илгинской палеовпадины в осадочном чехле. Отдельные купола южной части этого поднятия частично обнажены [6, 25, 26]. Геологическими маршрутами изучены обнажения литвинцевской, ангарской и булайской свит нижнего кембрия, которые сложены микро-тонкослоистыми, массивными водорослевыми известняками, доломитами, доломитовыми известняками, известняковыми доломитами с тонкими прослоями кремниевых пород (**рис. 7 б–е**). Микроструктура пластового строматолита — стратифера (**рис. 7 ж, з**). Наблюдается тонкое переслаивание разноминеральных карбонатных и кремнистых минералов. Граница слоев иногда совпадает с микростилолитовыми швами. Присутствует послойное скопление пылевидного ОВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подчеркнем, что связь протяженного Жигаловского мегавала, состоящего из локальных линейно вытянутых складчатых форм в толще венда и раннего кембрия (локальные структуры Балыхтинская, Тыптинская, Знаменская, Кузнецовская) в осадочном чехле и выступов кристаллического фундамента под этими складчатыми формами, задокументирована и демонстрируется впервые. Выступы по фундаменту в области проекций Верхоленского и Качугского валов также закартированы впервые. Хотя предположение о возможных выступах фундамента в осевой части мегавала было сформулировано О.И. Карасевым (1968). Ранее [2] была описана серия локальных антиклиналей структур только по продуктивным горизонтам выше кровли усольской свиты. Крылья антиклинальных складок по осинскому горизонту осложнены локальными объектами неантиклинального типа, выраженными увеличенной толщиной (мощностью). Это крайне важные аргументы к дальнейшему геологическому изучению нефтегазоносности этой, во многом уникальной, геологической структуры.

Максимально возможная амплитуда складки по подсолевым отложениям [2] оценивалась не более чем в 30–50 м. На этом основании было выделено 2 структурных этажа, верхний из которых осложнен соляным тектогенезом. В то же время подчеркивалось, что течение соляных масс было направлено в сторону сводовых участков вала. Также было отмечено смещение осевой части вала от структуры в мотской свите к структуре в карбонатной толще кембрия.

Сопоставляя структурные поверхности по кровле фундамента и по кровле осинского горизонта на Балыхтинской площади (**рис. 3 а, б**), можно утверждать, что:

- имело место формирование положительных структурных форм в терригенных отложениях, в карбонатном венде, в осинском нефтегазопродуктивном горизонте (отражающий горизонт А), и в вышележащих карбонатных резервуарах раннего кембрия;
- структурные формы имеют большую площадь, нежели их основание по кровле фундамента, то есть биостромы осинского горизонта разрастались непосредственно на выступах в карбонатном венде (в кровле тетерской свиты).

Ранее [6] авторами были сформулированы выводы, что органические, биогермные постройки на Божеханском поднятии

и сопредельных антиклинальных структурах в осадочном чехле следует считать геологическим аргументом сингенетичности ряда положительных структур Покровского поднятия, приподнятых в венде и кембрии, которые позже многоэтапно деформировались в общем поле напряжений БПСО [2, 12, 13, 16, 35]. Брахиформная складчатость, выявленная и описанная в 1950-х годах (Карасев, 1960; Мазур, 1969, др.), отражает в том числе локальные сингенетичные положительные структуры. Таким образом, карбонатные постройки здесь формировались на локальных поднятиях фундамента (Атовско-Шамановская), и на гребнях сингенетичных складчатых форм (Божеханская, Христофоровская, Коркинско-Тутурская, др.). Божеханский мегавал с верхнего (карбонатного) венда и в кембрии играл роль большого барьерного рифа, разделявшего бассейны разной солености [1, 13, 26, 40]. Северо-западнее формировался замкнутый бассейн, в котором циклически шло отложение карбонатов и солей. На возвышенных участках в осевых частях Верхоленского и Жигаловского линейных поднятий также формировались органогенные постройки — биостромы. В итоге в классическом осадочном процессе [34, 36], в завершающих ангарском и литвинцевском циклах развития солеродного бассейна [3], в чарском-зеевском веках нижнего кембрия здесь сформировались карбонатные платформы — Покровская, Атовско-Шамановская, Коркинско-Тутурская, Христофоровская, Верхне-Хандинская, Шонская и др. Результаты новых геолого-разведочных работ укладываются в эту геологическую модель. Получены дополнительные материалы в пользу перспектив нефтегазоносности районов сложно построенных валов в южной части Верхнеленского свода — Знаменско-Тутурско-Шонской, сопоставляемой с контуром ранее выделенной [1, 3, 11, 40] Илгинской палеовпадины.

Локальные выступы в фундаменте и в отложениях венда Верхнеангарских структур [30] имеют продолжение на северо-восток и восток по простиранию Жигаловского, Верхоленского и Качугского валов (см. **рис. 2**) и прогнозируются в зоне проекции Божеханского мегавала [6, 9]. Строение локальных поднятий в венд-кембрийской толще осадочного чехла над выступами фундамента весьма сложное, требует детальных СРР и поискового бурения. В этом районе есть все предпосылки для формирования залежей нефти и газа [1, 4, 13, 17, 19, 23, 30, 41]. Притоки и УВ-насыщение карбонатных пород коллекторов бельской

и усольской свит — прямой признак нефтегазоносности песчано-глинистых отложений мотской и ушановской свит. Подчеркнем, что по А.С. Анциферову (1966): «*К сожалению, ни одна скважина на Балыхтинской площади до этих отложений не доведена*» (с. 139, 3 абз., строка 5). Опираясь на построения прошлых лет, это весомые аргументы продолжения ГРР на нефть и газ в центральной части Верхнеленского поднятия на новом уровне технологий геологической разведки. Модель формирования терригенных отложений венда в пределах Илгинской палеовпадины ожидается подобной Атовскому и Шамановскому выступам с возможным облекарением выступа, с развитием области сноса терригенного материала. В раннем кембрии в области рассмотренных локальных выступов кристаллического фундамента Балыхтинского выступа и следующих — Тыптинского, Знаменского, Кузнецовского — формировались гряды карбонатных построек (см. **рис. 2**), аналоги которых вскрыты на Атовском выступе в осинском горизонте, на Тутурской в биркинском и бильчирском горизонтах, на Христофоровской площади в одноименном горизонте и выше, вплоть до нефтепродуктивного горизонта водорослевых доломитов литвинцевской свиты, а также детально изучены сейсморазведкой и бурением на НБА [7, 9, 15, 20, 22, 23, 28, 29, 31, 33, 39]. В скважинах Балыхтинского газоконденсатно-гидроминерального месторождения, вскрывших сложные коллекторы трещинного типа в карбонатных отложениях нижнего кембрия, фиксировались газонефтепроявления, т.е. прямые признаки УВ-залежей [2], изучен состав светлых нефтей, природного газа и газового конденсата. Это важное доказательство свидетельствует о нефтегазовом потенциале вендских отложений над выступами фундамента, осложнённых глубинными тектоническими (норовыми) разломами. По данным [2, 11] и по новейшим данным ГРР, биогермные отложения некоторых палеовыступов (Атовско-Шамановский, Балыхтинский, Знаменский, Качугский) активно нарастали в усольское время, другие (Христофоровский, Тутурско-Коркинский, Южно-Радуйский) — в булайско-ангарское время. В раннем кембрии в приосевых частях Жигаловского, Верхоленского, Качугского валов, в первую очередь в приподнятых областях локальных антиклиналей, которые вытянуты цепочками вдоль осевых частей этих валов, были палеогеографические условия (прибрежные условия мелкого моря, активное обогащение кислородом), благоприятные для формирования биогермных построек (Карасев, 1966; Анциферов, 1966), аналогичных

биостромам Божеханского валообразного поднятия [6, 17, 26]. Локальные карбонатные платформы с органогенными отложениями и их цепочки формировались на локальных поднятиях фундамента — Атовско-Шамановская, Иркутская; на возвышенных участках складчатых форм — Божеханская, Христофоровская, Коркинско-Келорская, Качугская. Биоценозы кембрийского палеобассейна и органогенные породы коллекторы нефти и газа Иркутского амфитеатра изучены фрагментарно и требуют системных исследований.

Таким образом, авторами выполнен комплексный анализ геологического строения и перспектив нефтегазоносности природных резервуаров венда-кембрия крупного Верхнеленского поднятия, в том числе органогенных коллекторов нефти и газа в рифогенных постройках (биостромах) в контуре

положительных структурных форм над выступами кристаллического фундамента, которые впервые выявлены сейсморазведкой. Это позволило пересмотреть многие существующие геологические представления и с новых позиций оценить возросшие перспективы нефтегазоносности Верхнеленского поднятия. В задачу ГРП следующего этапа необходимо включить изучение морфологии выступов фундамента, детализацию строения терригенных отложений (ожидается развитие отложений шамановского продуктивного горизонта по аналогии с Атовско-Шамановским, Нотайским локальными поднятиями), детализацию строения карбонатного венд-кембрия и кембрия. Ожидаются органогенные коллекторы нефти и газа в рифогенных постройках (биостромах) в контуре положительных структурных форм над выступом.

Список литературы

1. Адамов Е.А., Цобин В.А., Чечель З.И. Некоторые черты геологического строения и развития Илгинской впадины в связи с перспективами калиеносности // Труды Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1970. — 116. — С. 100–110.
2. Анциферов А.С. Нефтегазоносность Жигаловского вала // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. М.: Недра, 1966. — 440 с.
3. Британ И.В., Жарнов М.А., Кавицкий М.Л. и др. Строение и условия формирования кембрийских соленосных отложений на территории СССР // Проблемы соленакпления. Том 2. Новосибирск: Наука, 1977.
4. Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Мазунов А.М., Шутков Г.Я., Горлов И.В., Мисюркева Н.В., Огибин В.В. Верхнеленское сводовое поднятие — главный объект подготовки ресурсной базы Иркутского центра газодобычи // Геология и минеральные ресурсы Сибири. — 2019. — № 3. Наука. С. 38–56.
5. Вахромеев А.Г., Мейснер А.Л., Колмаков А.В. и др. Картирование поверхности кристаллического фундамента Верхнеленского сводового поднятия, Иркутский амфитеатр, по данным современной аэрогеофизической съемки // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы совещания. — Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2021. — Вып. 19. — С. 27–30.
6. Вахромеев А.Г., Корнилова Т.Н., Мисюркева Н.В. и др. Биогермы Божеханского поднятия Предбайкальского прогиба краевой барьерно-рифовой системы кембрийского соленосного бассейна юга Сибирской платформы // Науки о Земле и недропользование. — 2022. — № 45(3). — С. 246–264. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-3-246-264>.
7. Гайдун А.В., Альмендингер О.А. Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — №1-2013. — Вып. 30. — С. 10–13.
8. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Сурнова, А. А. Трофимука. — М.: Недра, 1981. — 552 с.
9. Губина Е.А., Тихонова К.А., Винокурова О.А., Луньянов В.В., Волков В.Г., Неустроев К.А., Савичев К.С. Модель осинского продуктивного горизонта (пласт Б₁) на месторождениях Иркутской области // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 2. — С. 46–51.
10. Дольник Т.А. Строматолиты и микрофитолиты в стратиграфии рифея и венда складчатого обрамления Сибирской платформы. Новосибирск: НИЦОИГМ СО РАН, 2000. — 320 с.
11. Жарнов М.А., Чечель З.И. Осадочные формации кембрия Ангара-Ленского прогиба. Новосибирск: Наука, 1973. — 238 с.
12. Жарнов М.А., Замараев С.М. История тектонического развития юга Сибирской платформы // Вопросы сравнительной тектоники древних платформ. М.: Наука, 1964. — 156 с.
13. Замараев С.М. Краевые структуры южной части Сибирской платформы. М.: Наука, 1967. — 247 с.
14. Згуровский Н.З. Новые данные о структуре Ахинского вала по сейсморазведочным работам. // Мат-лы по геологии и геофизике Сибирской платформы. Вып. 1. Вост-Сиб. кн. изд-во, 1968. — С. 159–164.
15. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В., Илюхин Л.Н. и др. Зоны нефтегазоаккумуляции в карбонатных отложениях Сибирской платформы. М.: Недра, 1993. — 158 с.
16. Дубровин М.А. Соляная тектоника Верхне-Ленской впадины Сибирской платформы. — Новосибирск: Наука, 1979. 95 с.
17. Карасев И.П., Карасева В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Иркутского амфитеатра // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. М.: Недра, 1966. — 440 с.
18. Карта глубинного строения: карта дифференцированного гранитно-метаморфического слоя (по поверхности кристаллического фундамента). Масштаб 1:1 000 000. N-48 (Иркутск) / ВСЕГЕИ, Иркутскгеофизика, ИГЭ; сост. А.Г. Пашкова. — 2010.
19. Карасев О.И. Морфология и основные генетические типы локальных поднятий юга Сибирской платформы // Материалы по геологии и геофизике Сибирской платформы. Иркутск: Восточно-Сиб. книжное изд-во, 1968. — 332 с.
20. Калинин Л.И., Шутков Г.Я. Рифогенные отложения среднемошотской подсвиты Непского свода юга Сибирской платформы // Советская геология. — 1981. — № 1. — С. 68–72.
21. Квачко С.К., Губина Е.А., Тихонова К.А., Белозерова О.С., Дудуева М.Г. Структурно-вещественные комплексы кристаллического фундамента центральной части Непско-Ботубинской антеклизы и их связь с нефтегазоносностью // Геомодель. Сборник материалов конф. — Иркутск. — 2023. ISBN 978-5-9651-1410-8
22. Китаева И.А. Типы и генезис фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов нижнекембрийских карбонатных отложений юго-западного склона Непско-Ботубинской антеклизы. Автореф. дис. ... канд. геол.-мин.

наук. Москва, 2020. — 26 с.

23. Комарова Н.И., Ильин А.С., Шашин С.Г. Типы карбонатных коллекторов и критерии их прогноза в связи с поисками залежей нефти и газа в отложениях кембрия юга Сибирской платформы // В сб. Геологические условия и методические особенности поисков залежей нефти и газа на Сибирской платформы. Тез. докладов Всесоюзного научн.-техн. совещания 27–29 октября 1981. — Иркутск. — 1981.
24. Королук И.К. Некоторые строматолиты кембрия Иркутского амфитеатра // Труды Ин-та нефти АН СССР. — 1956. — Вып. 7.
25. Королук И.К. Сравнительная характеристика формаций рифея и кембрия Прибайкалья. М.: Изд-во АН СССР, 1962. — 158 с.
26. Королук И.К. Особенности строения валов южной части Прибайкалья на примере Божеханского поднятия // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. — М.: Наука, 1967. — С. 60–70.
27. Кононов А.И. Генетические типы локальных структур Иркутского амфитеатра / Сб. «Геологическое строение и нефтегазоносность Иркутского амфитеатра». М.: Гостоптехиздат, 1960.
28. 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.
29. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботубинской антеклизы // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Мат-лы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). Казань, 2019. — С. 271–272.
30. Мандельбаум М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны Верхнеангарских дислокаций. В сб.: Геофизические исследования и проблемы нефтегазоносности юга Сибирской платформы. Вып. 2. — Москва, 1962. — С. 3–108.
31. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. — 177 с.
32. Методические рекомендации по комплексной оценке карбонатных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа в залежах Восточной Сибири // Шашин С.Г. и др. Иркутск: ВостСибНИИГГиМС, 1990. — 114 с.
33. Мышевский Н.В. Игнялинский барьерный риф — новый перспективный объект на Непском своде // Геология и геофизика. — 1991. — № 11. — С. 99–107.
34. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы: в 2 т. Т. 1: Стратиграфия / ред. Ю.Я. Шабанов. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. — 497 с.
35. Структура и история развития Предбайкальского предгорного прогиба [Текст] / С.М. Замараев, О.М. Адаменко, Г.В. Рязанов, [и др.]. А.А. Кульчицкий, Р.С. Адаменко, Н.М. Викентьева. М.: Наука, 1976. — 136 с.
36. Сухов С.С. О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского науч.-практ. седиментологического совещания (г. Томск, 10–12 апреля 2017 г.). — Томск, изд-во ЦППС НД, 2017. — С. 209–214.
37. Титоренко Т.Н., Анисимова С.А., Анисимов А.Ю. Палеонтология докембрия. Фитолиты (строматолиты и микрофитолиты): уч.-метод. пособие. Иркутск: Изд-во ИГУ, 2012. — 117 с.
38. Труфанова Н.В., Кривошеинов А.Л., Наумова Ю.А. Методика и результаты кинематической интерпретации по региональному профилю «Новыктинское месторождение — Предпатомский прогиб» // Технологии сейсморазведки. — 2007. — № 3. — С. 83–91.
39. Чертина К.Н., Максимова Е.Н., Вилесов А.П., Крохалева О.А. Концептуальная седиментологическая модель патч-риффов осинского горизонта Среднеботубинского месторождения (Непско-Ботубинская антеклиз) // Всероссийское литологическое совещание «Геология рифов»: материалы конференции. Тюмень, 2020. — С. 1–30.
40. Чечель Э.И., Машович Я.Г., Гилев Ю.Г. Закономерности строения соленосных отложений кембрия юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1977. — 144 с.
41. Шутов Г.Я. Верхнеленское сводовое поднятие — новый перспективный объект для поисков залежей газа в Ангаро-Ленской НГО/ Геология нефти и газа. — 1987. — № 1. — С. 5–9.

References

1. Adamov E.A., Tsobin V.A., Chechel E.I. Some features of the geological structure and development of the Ilga depression in connection with the prospects of potash. // *Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics of the SB Academy of Sciences of the USSR*, 1970. — 116. — pp. 100–110.
2. Antsiferov A.S. Oil and gas potential of the Zhigalovsky shaft // *Geology and oil and gas potential of Eastern Siberia*. Moscow: Nedra, 1966. — 440 p.
3. Britan I.V., Zharkov M.A., Kavitsky M.L. et al. Structure and conditions of formation of Cambrian salt-bearing deposits on the territory of the USSR // *Problems of salt accumulation*. Vol. 2. Novosibirsk: Nauka, 1977. p.
4. Vakhromeev A.G., Smirnov A.S., Mazukabzov A.M., Shutov G.Ya., Gorlov I.V., Misyurkeeva N.V., Ogibenin V.V. Verkhnelenskoe arch uplift — the main object of preparation of the resource base of the Irkutsk Gas Production Center // *Geology and mineral resources of Siberia*. — 2019. — No. 3. Nauka, pp. 38–56.
5. Vakhromeev A.G., Meisner A.L., Kolmakov A.V. et al. Mapping of the surface of the crystal foundation of the Verkhnelensky arch rise, Irkutsk Amphitheater, according to modern aerogeophysical survey // *Geodynamic evolution of the lithosphere of the Central Asian Mobile Belt (from ocean to continent): Materials of the meeting*. — Irkutsk: Institute of the Earth's Crust SB RAS, 2021. — Issue 19. — pp. 27–30.
6. Vakhromeev A.G., Kornilova T.N., Misyurkeeva N.V., etc. Bioherms of the Bozhekhansky uplift of the Pre-Baikal trough
8. *Geology of oil and gas of the Siberian platform* / Edited by A. E. Kontorovich, V. S. Surkov, A. A. Trofimuk. — Moscow: Nedra, 1981. — 552 p.
9. Gubina E.A., Tikhonova K.A., Vinokurova O.A., Lukyanov V.V., Volkov V.G., Neustroev K.A., Savichev K.S. Model of the Osinsky productive horizon (layer B1) at the fields of the Irkutsk region // *Oil industry*. — 2022. — No. 2. — pp. 46–51.
10. Dolnik T.A. *Stromatolites and microphytolites in the Riphean and Vendian stratigraphy of the folded framing of the Siberian platform*. Novosibirsk: NITSOIGGM SB RAS, 2000. — 320 p.
11. Zharkov M.A., Chechel E.I. Sedimentary formations of the Cambrian Angara-Lena trough. Novosibirsk: Nauka, 1973. — 238 p.
12. Zharkov M.A., Zamarayev S.M. History of tectonic development of the south of the Siberian platform // *Questions of comparative tectonics of ancient platforms*. Moscow: Nauka, 1964. — 156 p.
13. Zamarayev S.M. *Regional structures of the southern part of the Siberian platform*. Moscow: Nauka, 1967. — 247 p.
14. Zgirovsky N.Z. New data on the structure of the Akhinsky shaft according to seismic surveys // *Materials on geology and geophysics of the Siberian platform*. Issue 1. Vost-Sib. Book Publishing house, 1968. p. 159–164.
15. Dmitrievsky A.N., Samsonov Yu.V., Ilyukhin L.N. et al. *Zones of oil and gas accumulation in carbonate deposits of the Siberian platform*. Moscow: Nedra, 1993. — 158 p.
16. Dubrovina M.A. Salt tectonics of the Upper Lena depression of the Siberian platform. — Novosibirsk: Nauka, 1979, 95 p.

17. Karasev I.P., Karaseva V.I. Geological structure and oil and gas potential of the Irkutsk amphitheater. // *Geology and oil and gas potential of Eastern Siberia*. Moscow: Nedra, 1966. — 440 p.
18. *Map of the deep structure: map of the differentiated granite-metamorphic layer (on the surface of the crystal foundation)*. Scale 1:1,000,000. N-48 (Irkutsk) / VSEGEI, Irkutskgeofizika, IGE; comp. A. G. Pashkova. — 2010.
19. Karasev O.I. Morphology and basic genetic types of local uplifts of the south of the Siberian platform // *Materials on geology and geophysics of the Siberian Platform*. Irkutsk: Vostochno-Sib. Book publishing house, 1968. — 332 p.
20. Kalinkina L. I., Shutov G. Ya. Riphogenic deposits of the Srednemotskaya sub-formation of the Nepsky arch of the south of the Siberian platform // *Soviet geology*. — 1981. — No. 1., pp. 68–72.
21. Kvachko S.K., Gubina E.A., Tikhonova K.A., Belozerova O.S., Dudueva M.G. Structural and material complexes of the crystalline basement of the central part of the Nepsko-Botuobinskaya antecline and their relationship with oil and gas // *Geomodel. Collection of materials conf.* — Irkutsk. — 2023. ISBN 978-5-9651-1410-8
22. Kitaeva I.A. *Types and genesis of the filtration-reservoir space of reservoir rocks of the Lower Cambrian carbonate deposits of the southwestern slope of the Nepsko-Botuobinskaya antecline*. The author's abstract for the academic competition. degrees of Candidate of Geological Sciences. Moscow, 2020. — 26 p.
23. Komarova N.I., Ilyin A.S., Shashin S.G. Types of carbonate reservoirs and criteria for their prediction in connection with the search for oil and gas deposits in the Cambrian sediments of the southern Siberian platform. // In the collection of geological conditions and methodological features of the search for oil and gas deposits on the Siberian platform. Tez. reports of the All-Union Scientific-Technical meetings on October 27–29, 1981. — Irkutsk. — 1981
24. Korolyuk I.K. Some Cambrian stromatolites of the Irkutsk amphitheater // *Proceedings of the Institute of Oil of the USSR Academy of Sciences*. — 1956. — Issue 7.
25. Korolyuk I.K. *Comparative characteristics of the Riphean and Cambrian formations of the Baikal region*. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1962. — 158 p.
26. Korolyuk I.K. Features of the structure of the shafts of the southern part of the Baikal region on the example of the Bozhekhansky uplift // *Tectonics of oil and gas bearing regions of Siberia*. — Moscow: Nauka, 1967. — pp. 60–70.
27. Kononov A.I. *Genetic types of local structures of the Irkutsk amphitheater*. / Collection "Geological structure and oil and gas potential of the Irkutsk amphitheater". Moscow: Gostoptekhizdat, 1960.
28. Kuznetsov V.G., Ilyukhin L.N., Dmitrievsky S.A., etc. *Ancient carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential*. Moscow: Scientific World, 2000. — 104 p.
29. Maksimova E.N., Chertina K.N. Cyclic structure of the Osinsky horizon on the example of one of the deposits of the Nepsko-Botuobinskaya antecline // *Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas. Materials of the IX All-Russian Lithological Meeting (with international participation)*. Kazan, 2019. — pp. 271–272.
30. Mandelbaum M.M. *Geological structure and oil and gas potential of the zone of Upper Angara dislocations*. In the collection: Geophysical studies and problems of oil and gas potential of the south of the Siberian platform. Issue 2. — Moscow, 1962. — pp. 3–108.
31. Melnikov N.V. *Wend-Cambrian saline basin of the Siberian platform*. (Stratigraphy, history of development). — Novosibirsk: Sniggims, 2018. — 177 p.
32. *Methodological recommendations for a comprehensive assessment of carbonate reservoirs when calculating oil and gas reserves in the deposits of Eastern Siberia*. // Shashin S.G. et al. Irkutsk: VostSibNII GGI MS, 1990. — 114 p.
33. Myshevsky N.V. Ignalinsky barrier reef — a new promising object on the Nepsky vault // *Geology and Geophysics*. — 1991. — No. 11. — pp. 99–107.
34. Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Cambrian of the Siberian Platform: in 2 vols. Vol. 1: Stratigraphy / ed. by Yu.Ya. Shabanov. — Novosibirsk: INGG SB RAS, 2016. — 497 p.
35. The structure and history of the development of the Pre-Baikal foothill trough [Text] / S.M. Zamaraev, O.M. Adamenko, G.V. Ryazanov, [et al.], A.A. Kulchitsky, R.S. Adamenko, N.M. Vikentiev. Moscow: Nauka, 1976. — 136 p.
36. Sukhov S.S. On the role of facial-sedimentological criteria in the reconstruction of Cambrian paleobasins of the East of the Siberian platform // *Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering. Proceedings of the III All-Russian Scientific and Practical Sedimentological Meeting* (Tomsk, April 10–12, 2017). — Tomsk, publishing house of the CPPS ND, 2017. — pp. 209–214.
37. Titorenko T.N., Anisimova S.A., Anisimov A.Y. Paleontology of the Precambrian. *Phytoliths (stromatolites and microphytolites): uch.-method. stipend*. Irkutsk: Publishing House of the ISU, 2012. — 117 p.
38. Trufanova N.V., Krivoshchekov A.L., Naumova Yu.A. Methodology and results of kinematic interpretation according to the regional profile "Kovyktinskoye deposit — Pre-Atomic deflection" // *Technologies of seismic exploration*. — 2007. — No. 3. — pp. 83–91.
39. Chertina K.N., Maksimova E.N., Vilesov A.P., Krokhaleva O.A. Conceptual sedimentological model of patch reefs of the Osinsky horizon of the Srednebotuobinsky deposit (Nepsko-Botuobinskaya antecline) // *All-Russian lithological meeting "Geology of reefs": conference materials*. Tyumen, 2020. — pp. 1–30.
40. Chechel E.I., Mashovich Ya.G., Gilev Yu.G. *Regularities of the structure of salt-bearing deposits of the Cambrian south of the Siberian platform*. Moscow: Nedra, 1977. — 144 p.
41. Shutov G.Ya. Verkhnelenskoe arch uplift — a new promising object for the search for gas deposits in the Angara-Lena NGO / *Geology of oil and gas*. — 1987. — No. 1. — pp. 5–9.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Г. Вахромеев — разработал общую концепцию статьи, изучил полевыми маршрутами и на камеральном этапе геологическое строение органогенных построек в обнажениях Божеханского и Жигаловского валов, подготовил текст статьи, выводы и заключение, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Andrey G. Vakhromeev — developed the general concept of the article, studied the geological structure of organogenic structures in the outcrops of the Bozhekhansky and Zhigalovsky shafts by field routes and at the desk stage, prepared the text of the article, conclusions and Conclusion, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Д.О. Мамаков — изучил полевыми маршрутами и на камеральном этапе геологическое строение органогенных построек в обнажениях Божеханского и Жигаловского валов, подготовил раздел текста статьи по локальным выступам фундамента и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.В. Демидова — выполнила интерпретацию данных современных СРР, изучила строение отдельных локальных выступов фундамента, линейных структурных форм — валов и прогибов, внутреннее строение надвигового сектора, подготовила раздел текста статьи и рисунки, окончательно утвердила публикуемую версию статьи, и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.В. Мисюркеева — изучила строение отдельных линейных структурных форм — валов и прогибов, внутреннее строение надвигового сектора, подготовила раздел текста статьи по дизъюнктивной и пликтивной тектонике объекта исследований и рисунки, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Т.А. Корнилова — подготовила раздел текста статьи по строматолитовым постройкам, рисунки к статье, обработала фотодокументацию полевых геологических маршрутов на обнажения Жигаловского и Божеханского валов, изучила строение отдельных образцов строматолитов в шлифах, выполнила диагностику микрофитолитов, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.С. Пуляевский — изучил полевыми маршрутами и на камеральном этапе геологическое строение органогенных построек в обнажениях Божеханского и Жигаловского валов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Denis O. Mamakov — studied the geological structure of organogenic structures in the outcrops of the Bozhekhansky and Zhigalovsky shafts by field routes and at the desk stage, prepared a section of the text of the article on local protrusions of the foundation and drawings, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elena V. Demidova — interpreted the data of modern SRR, studied the structure of individual local projections of the foundation, linear structural forms — shafts and deflections, the internal structure of the thrust sector, prepared a section of the text of the article and drawings, finally approved the published version of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Natalia V. Misyurkeeva — studied the structure of individual linear structural forms — shafts and deflections, the internal structure of the thrust sector, prepared a section of the text of the article on the disjunctive and plicative tectonics of the object of research and drawings, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Tatiana A. Kornilova — prepared the section of the text of the article on stromatolite structures, drawings for the article, processed the photo documentation of field geological routes to the outcrops of the Zhigalovsky and Bozhekhansky shafts, studied the structure of individual samples of stromatolites in the sections, performed diagnostics of microphytolites, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Maxim S. Pulyaevsky — studied the geological structure of organogenic structures in the outcrops of the Bozhekhansky and Zhigalovsky shafts by field routes and at the desk stage, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Гелиевич Вахромеев — доктор геолого-минералогических наук, профессор, заместитель генерального директора ООО «Сибгаз» по геологии и глубокому бурению, ведущий научный сотрудник, заведующий Лабораторией геологии нефти и газа ИЗК СО РАН, эксперт РАН 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128. e-mail: andrey_igp@mail.ru SPIN-код: 1150-5822

Andrey G. Vakhromeev — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Deputy general director of "Sibgas" LLC for Geology and Deep Drilling, Leading Researcher, Head of Laboratory of Oil and Gas Geology of IZK SB RAS, expert of RAS 128, Lermontov str., 664033, Irkutsk, Russia. e-mail: andrey_igp@mail.ru SPIN code: 1150-5822

Денис Олегович Мамаков — аспирант кафедры геологии нефти и газа Иркутского государственного университета, главный геолог ООО «Сибгаз» 664081, Россия, г. Иркутск, ул. Пискунова, д. 158, пом. 17.
e-mail: domamakov@yandex.ru

Елена Вячеславовна Демидова — главный геофизик ООО «Сибгаз» 664081, Россия, г. Иркутск, ул. Пискунова, д. 158, пом. 17.
e-mail: odemkr@yandex.ru

Наталья Викторовна Мисюркеева* — кандидат геолого-минералогических наук, начальник геологического отдела, ООО «Сигма-Гео»; ведущий инженер лаборатории геологии нефти и газа ИЗК СО РАН 664039, Россия, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6.
e-mail: mnv@sigma-geo.ru
SPIN-код: 8883-1724
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963>
Scopus ID: 57202534902

Татьяна Александровна Корнилова — ведущий инженер лаборатории геологии нефти и газа ИЗК СО РАН 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128.
e-mail: kornilova@crust.irk.ru

Максим Сергеевич Пуляевский — аспирант кафедры нефтегазового дела ИрНТУ, ведущий геолог управления геологического сопровождения бурения скважин АО «Верхнечонскнефтегаз» 664007, Россия, г. Иркутск, Куйбышевский район, Большой Литейный пр., 3, 3 этаж.
e-mail: maksim_sergeevich@inbox.ru

Denis O. Mamakov — Postgraduate student of the Department of Oil and Gas Geology of Irkutsk State University, Chief Geologist of "Sibgas" LLC 158–17, Piskunova str., 664081, Irkutsk, Russia.
e-mail: domamakov@yandex.ru

Elena V. Demidova — Chief geophysicist of "Sibgas" LLC 158–17, Piskunova str., 664081, Irkutsk, Russia.
e-mail: odemkr@yandex.ru

Natalia V. Misyurkeeva* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Geological Department, "Sigma-Geo" LLC; Leading engineer of the Laboratory of Oil and Gas Geology of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences 6, Zvezdinskaya str., 664039, Irkutsk, Russia.
e-mail: mnv@sigma-geo.ru
SPIN-code: 8883-1724
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963>
Scopus ID: 57202534902

Tatiana A. Kornilova — Lead engineer of the Laboratory of Oil and Gas Geology of IZK SB RAS Russia 128, Lermontov str., 664033, Irkutsk, Russia.
e-mail: kornilova@crust.irk.ru

Maxim S. Pulyaevsky — Postgraduate student of the Department of Oil and Gas Engineering of IrNTU, Leading Geologist of the Geological Support Department for Drilling Wells of JSC "Verkhnechonskneftegaz" 3, Floor 3, Bolshoy Liteyny Ave., Kuibyshevsky district, 664007, Irkutsk, Russia.
e-mail: maksim_sergeevich@inbox.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ОТЛОЖЕНИЙ НА ВОСТОКЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Д.К. Анжалиев*, Ж.Б. Баймурзаева

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Республика Казахстан, Атырау

Электронный адрес: dulat.azhgaliev@gmail.com

Введение. Современные представления и характеристика регионального строения подсолевого палеозойского комплекса в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины определяются степенью развития отложений карбонатного и терригенного состава и их резко дифференцированным распространением в пределах восточного обрамления в целом. Новые материалы и геолого-геофизические данные за последние годы свидетельствуют о новых возможностях для прогноза перспективных объектов (ловушек нефти и газа), отдельно внутри различных по составу литолого-стратиграфических комплексов с учетом фациальной принадлежности, особенностей и характера осадконакопления.

Цель. Вероятные поисковые объекты с учетом развития зон преимущественного накопления карбонатных и терригенных отложений отличаются морфологией и типом ловушек. При этом уточнение особенностей строения и распространения различных по составу комплексов отложений позволяет выделить более благоприятные зоны для прогноза новых залежей нефти и газа, с учетом распространения в них характерных типов ловушек. В связи с этим целью исследования и данной статьи является теоретическое обоснование для выявления и прогноза дополнительных зон и интервалов продуктивности на базе новых возможностей геофизических методов разведки (сейсморазведка и промыслово-геофизические методы).

Материалы и методы. Использованы данные и результаты обобщения поисковых работ, выполненные в предыдущие годы изучения восточного борта Прикаспийской впадины. Решение поставленных геологических задач, исходя из главной цели работы, основано и продемонстрировано с учетом данных анализа различных фациальных обстановок осадконакопления с выделением зон преимущественного развития карбонатных (верхний девон — карбон) и терригенных (нижняя пермь) разрезов. Выполнен сравнительный анализ строения главных тектонических элементов: Жанажол-Торткольская и Темирская зона развития карбонатов (мелководно шельфовая полоса обрамления), с одной стороны, внутренние погруженные районы (ступени) бассейна с относительно глубоководными условиями осадконакопления.

Основные результаты. Показаны главные особенности строения палеозойских отложений на примере площади Анжар Восточный (относительно глубоководная зона морского бассейна) и Урихтауской группы структур в пределах Жанажол-Торткольской зоны поднятий (мелководный карбонатный шельф), которые необходимо учитывать при оценке углеводородного потенциала по разрезу и латерали. Уточнены и обоснованы благоприятные предпосылки для обоснования высокого прогнозного углеводородного потенциала карбонатных пачек КТ-III, КТ-II и КТ-I по верхнему девону и карбону, а также терригенных нижнепермских отложений (артинский, сакмарский, ассельский возраст). Даны практические рекомендации по дальнейшему изучению палеозойской толщи с учетом дифференцированного распространения карбонатных пачек в разрезе бортовой зоны и развития непосредственно внутри пачек зон, содержащих породы-коллекторы. Также обоснованы условия и особенностей осадконакопления на нижнепермском этапе седиментации в целях полной оценки состава и полноты разреза на предмет выявления дополнительных нефтегазонасыщенных интервалов и зон.

Заключение. Более детальное изучение строения разреза восточного борта с акцентом на зоны развития преимущественно карбонатных и терригенных отложений позволяет расширить спектр возможностей и совершенствовать методики проведения геофизических исследований. Обозначены новые благоприятные аспекты для выделения дополнительных интервалов продуктивности, оценки и интерпретации разреза со сплошным развитием карбонатных отложений (пачки КТ-II и КТ-I), а также благоприятное влияние глинистых минералов и «связанной» воды при оценки перспективности терригенных нижнепермских отложений.

Ключевые слова: подсолевой комплекс, восточный борт, Прикаспийская впадина, разрез, карбонатные пачки, ловушка нефти и газа, интервал, горизонт

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Анжалиев Д.К., Баймурзаева Ж.Б. Особенности строения и прогноз нефтегазоносности карбонатных и терригенных комплексов отложений на востоке Прикаспийской впадины. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):38–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-38-49>

Статья поступила в редакцию 15.05.2023

Принята к публикации 05.06.2023

Опубликована 29.09.2023

STRUCTURAL FEATURES AND FORECAST OF THE OIL AND GAS POTENTIALITY OF CARBONATE AND TERRIGENOUS SEDIMENT COMPLEXES IN THE EAST OF THE CASPIAN BASIN

Dulat K. Azhgaliyev*, Zhanna B. Baimurzayeva

Non-profit JSC "Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva", Republic of Kazakhstan, Atyrau

E-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

Introduction. Modern ideas and characteristics of the regional structure of the subsalt Paleozoic complex in the section of the eastern side of the Caspian basin are determined by the degree of development of deposits of carbonate and terrigenous composition and their sharply differentiated distribution within the eastern frame as a whole. New materials and geological and geophysical data in recent years indicate new opportunities for predicting promising objects (oil and gas traps), separately within lithological-stratigraphic complexes of different composition, taking into account facies, features and nature of sedimentation.

Aim. Probable search objects, taking into account the development of zones of predominant accumulation of carbonate and terrigenous deposits, differ in morphology and type of traps. At the same time, the refinement of the features of the structure and distribution of sediment complexes of different composition makes it possible to identify more favorable zones for predicting new oil and gas deposits, taking into account the distribution of characteristic types of traps in them. In this regard, the purpose of the study and this article is a theoretical justification for identifying and predicting additional zones and intervals of productivity based on new capabilities of geophysical exploration methods (seismic exploration and production geophysical methods).

Materials and methods. The data and results of the generalization of prospecting work carried out in previous years of studying the eastern side of the Caspian basin are used. The solution of the set geological problems, based on the main goal of the work, is based and demonstrated taking into account the data of the analysis of various facies sedimentation settings with the identification of zones of predominant development of carbonate (Upper Devonian — Carboniferous) and terrigenous (Lower Permian) sections. A comparative analysis of the structure of the main tectonic elements was carried out: Zhanazhol-Tortkol and Temir carbonate development zones (shallow-water shelf framing), on the one hand, internal submerged areas (steps) of the basin with relatively deep-water sedimentation conditions.

Results. The main features of the structure of Paleozoic deposits are shown on the example of the Akzhar Vostochny area (relatively deep-water zone of the sea basin) and the Urikhtau group of structures within the Zhanazhol-Tortkol zone of uplifts (shallow-water carbonate shelf), which must be taken into account when assessing the hydrocarbon potential along the section and lateral. Favorable prerequisites for substantiating the high predictive hydrocarbon potential of the carbonate units KT-III, KT-II and KT-I in terms of the Upper Devonian and Carboniferous, as well as the terrigenous Lower Permian deposits (Artinsk, Sakmarian, Aselian age) are clarified and substantiated. Practical recommendations are given for further study of the Paleozoic strata, taking into account the differentiated distribution of carbonate bundles in the section of the onboard zone and the development, directly, within the bundles of zones containing reservoir rocks. Also, the conditions and features of sedimentation at the Lower Permian stage of sedimentation are substantiated in order to fully assess the composition and completeness of the section in order to identify additional oil and gas saturated intervals and zones.

Conclusion. A more detailed study of the structure of the section of the eastern side with an emphasis on the zones of development of predominantly carbonate and terrigenous deposits makes it possible to expand the range of possibilities and improve the methods of geophysical research. New favorable aspects are outlined for identifying additional productivity intervals, evaluating and interpreting a section with a continuous development of carbonate deposits (bundles KT-II and KT-I), as well as a favorable effect of clay minerals and "bound" water in assessing the prospects of terrigenous Lower Permian deposits.

Keywords: pre-salt complex, eastern side, Caspian basin, section, carbonate bundles, oil and gas trap, interval, horizon

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

For citation: Azhgaliyev D.K., Baimurzayeva Zh.B. Structural features and forecast of the oil and gas potentiality of carbonate and terrigenous sediment complexes in the east of the Caspian basin. PRONEFT. Professionally about oil 2023;8(3):38–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-38-49>

Manuscript received 15.05.2023

Accepted 05.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

В рельефе фундамента восточного обрамления Прикаспийской впадины на уровне глубины -7,0 км по сейсмическим данным выделяется Темирско-Утыбайская система выступов, западнее на отметке -8,0 км выделены Коскольско-Ащикольский и Боржер-Акжарский мегаблоки фундамента.

Региональная структура палеозойских отложений в большей части имеет унаследованное развитие и характеризуется тектоническими ступенями, вытянутыми вдоль бортов впадины (Жаназхол-Торткольская, Темирская, Боржер-Акжарская, Шубаркудук-Коскольская ступень) в интервале изо-гипс -4,6–(-5,8) км (**рис. 1**). Выделенные тектонические ступени характеризуются

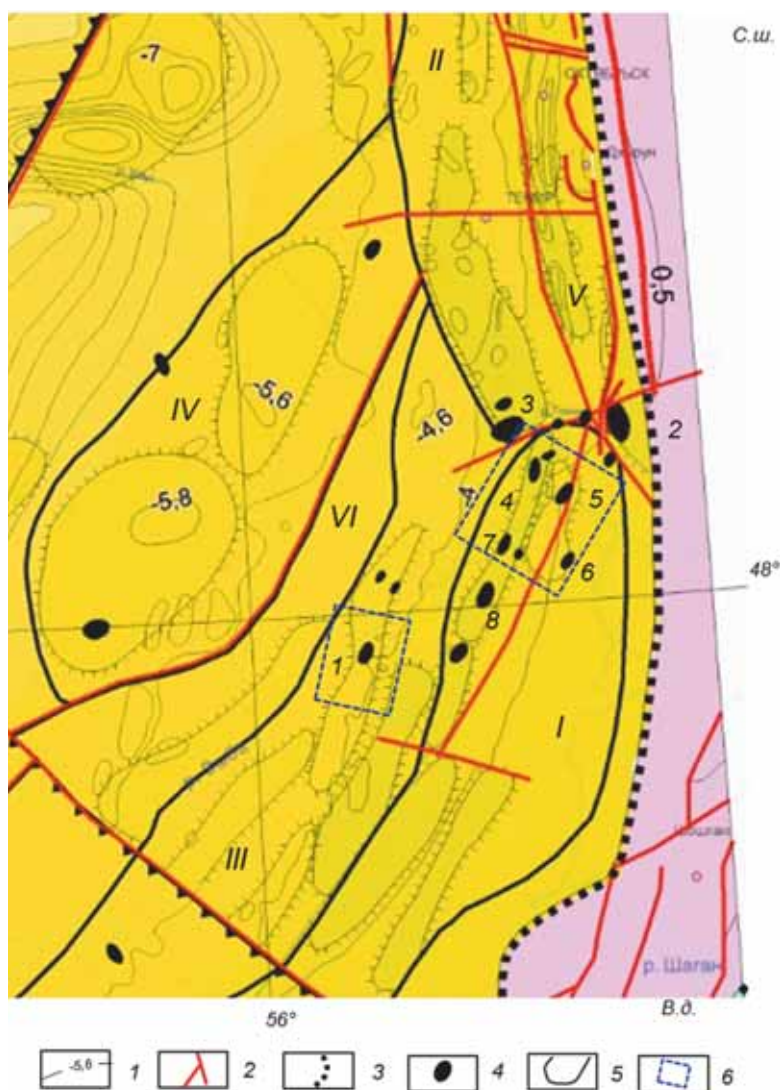


Рис. 1. Структурная схема палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийской впадины (по данным Акчулакова У.А., Коврижных П.Н., Абиляхасимова К.Б., 2009–2013 гг.) [5, 7]

1 — изогипсы по кровле палеозойского комплекса (км); 2 — региональные разломы; 3 — восточная граница Прикаспийского бассейна осадконакопления; 4 — месторождения углеводородов. Цифры на карте: 1 — Акжар Восточный, 2 — Алибекмола, 3 — Кенкияк, 4 — Урихтау, 5 — Жанажол, 6 — Синельниковское, 7 — Кожасай, 8 — Лактыбай; 5 — элементы II порядка — зоны поднятий и ступени. Цифры на карте: I — Жанажол-Торткольская, II — Темирская, III — Боржер-Акжарская, VI — Шубаркудук-Коскольская, V — Остансукский прогиб, VI — Егёнды-Сарыкумская; 6 — характерные зоны развития терригенной (Акжар Восточный) и карбонатной (Урихтау — Жанажол — Кожасай) формации.

Fig. 1. Structural diagram of the Paleozoic complex of the eastern side of the Caspian basin (according to Akchulakov U.A., Kovrizhnykh P.N., Abilkhassimov K.B., 2009–2013) [5, 7] 1 — isohypses along the top of the Paleozoic complex (km); 2 — regional faults; 3 — eastern boundary of the Pre-Caspian sedimentation basin; 4 — hydrocarbon deposits. Numbers on the map: 1 — Akzhar East, 2 — Alibekmola, 3 — Kenkiyak, 4 — Urikhtau, 5 — Zhanazhol, 6 — Sinelnikovskoye, 7 — Kozhasai, 8 — Laktybay; 5 — elements of the second order — zones of uplifts and steps. Numbers on the map: I — Zhanazhol-Tortkolskaya, II — Temirskaya, III — Borzher-Akzharskaya, VI — Shubarkuduk-Koskolskaya, V — Ostanuk trough, VI — Yegendy-Sarykumskaya; 6 — characteristic zones of development of terrigenous (Akzhar East) and carbonate (Urikhtau — Zhanazhol — Kozhasai) formations

разнообразием состава и резкой неоднородностью разреза палеозойской толщи, изменчивостью литолого-фациальных обстановок осадконакопления. По данным бурения с учетом фактического проявления и наличия

нефтегазоносности выделяются зоны распространения отложений преимущественно карбонатного и терригенного состава. Характерной особенностью строения восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины является циклическое развитие карбонатных пачек в карбоне КТ-III (верхний девон–нижний карбон), КТ-II (визе-серпухов–башкирский ярус) и КТ-I (московский ярус–верхний карбон), которые по данным бурения имеют распространение исключительно в пределах Жанажол-Торткольской и Темирской тектонической ступени (рис. 1). Также имеются данные, указывающие на развитие нижнепермских карбонатов в разрезе поднятия Кенкияк, присутствие карбонатов нижнепермского возраста в южном направлении усиливается (Тузкум, Лактыбай, Тортколь) [13]. Для прогноза и обнаружения новых продуктивных структур верхние карбонатные пачки КТ-II и КТ-I остаются до настоящего времени одним из основных направлений поисковых работ, несмотря на достаточно продолжительное их изучение и освоение [1, 2, 4]. Толщина пачек по данным бурения составляет 750–1150 и 450–820 м соответственно. В последние годы получены данные, указывающие на развитие и продуктивность пачки КТ-III. Толщина карбонатов пачки КТ-III в зонах приподнятого залегания и прослеживания отражающего горизонта P_3 может составлять порядка 700–850 м и более (по данным площади Урихтау).

В условиях практически сплошного монотонного карбонатного разреза важным фактором оказывается подтверждение нефтегазонасыщенных интервалов фактическим опробованием, поскольку на практике отмечается слабая корреляция между результатами ГИС и фактическими данными [5, 7]. Результаты поисковых работ (каротажное зондирование, интерпретации вероятных продуктивных интервалов в карбонатных пачках КТ-II и КТ-I) представляются не всегда однозначными: в ряде случаев (Урихтау, Кожасай, Тузкум, Жанажол, Синельниковское) рекомендации по ГИС не подтверждены и применяемая методика поисковых работ не оправдана. Опыт и результаты ранее проведенных исследований показывают, что критериям выбора интервалов для испытания соответствуют определенные пределы значений главных параметров. Так, значение пористости, трещиноватости и нефтенасыщенности должно составлять более 6, 4 и 50 %, соответственно [4, 5, 7]. В то же время из рекомендованных по ГИС интервалов не всегда удается получить ожидаемый по интенсивности приток и, таким образом, учесть все возможности

в количественной оценке нефтегазонасыщенности разреза в целом (рис. 1). Сохраняются объективные сложности в полноценной интерпретации результатов современных геофизических методов применительно к составу и возможностям карбонатных пачек КТ-II и КТ-I в связи с особенностями и условиями осадконакопления и в целом специфическим составом отложений восточной бортовой зоны. С учетом этого главной целью данной работы является обоснование новых возможностей в методике прогноза нефтегазонасыщенных интервалов и соответствующих благоприятных для этого предпосылок, которые одновременно учитывают все объективные сложности при комплексной интерпретации данных ГИС.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Специфические особенности строения осадочной толщи на востоке Прикаспийской впадины расширяют спектр задач поисковой геологии с учетом применяемых современных геолого-геофизических методов и технологий на этапах разведки и разработки нефтегазовых месторождений. При анализе фактических материалов учтены все наиболее распространенные представления о модели строения восточной бортовой зоны, обоснованные многими исследователями в предыдущие годы (Дальян И.Б., Бакиров К.Х., Чакабаев С.Е., Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Обрядчиков О.С., Головно А.Ю., Утегалиев С.У., Турков О.С. и др.).

Сложившийся опыт поисковых работ на востоке Прикаспийской впадины показывает, что в некоторых ситуациях важным является применение прогрессивных методик поисковых работ, широкое внедрение которых в практику ограничивается более дорогостоящими технологиями наземной и скважинной сейсморазведки, новыми методами сбора и обработки сейсмических данных. В результате не достигается главная задача всесторонней оценки полученных данных и определения перспективных интервалов для опробования в разрезах преимущественно карбонатного, терригенного и смешанного состава отложений. В результате упускаются новые возможности в расширении углеводородного потенциала в разрезах отдельных перспективных регионов, локальных участков и площадей, в т. ч. с установленной продуктивностью как в подсолевом палеозойском, так и надсолевом юрско-меловом комплексе отложений.

В данном отношении можно привести пример с выделением пород валанжинского горизонта в разрезе надсолевых отложений Прикаспийской впадины, который был определен в качестве характерной реперной границы. Горизонт по составу неоднороден и в нижней части чаще сложен пачкой карбонатных пород с характерной высокой пористостью (до 20 %), что свидетельствует о развитии вторичных процессов. Отмечается аналогия с коротажной характеристикой филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Однако долгое время, как это было установлено впоследствии, за данным фактором и особенностями характеристики скрывалось показание на его региональную продуктивность [15].

НА ВОСТОКЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НЕСТАНДАРТНЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ РАЗРЕЗА И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ: SONIC SCANNER, FMA, МЕЖСКВАЖИННОЕ ПРОСВЕЧИВАНИЕ.

Новые возможности выделения продуктивных интервалов в разрезе палеозойской толщи на востоке Прикаспийской впадины связываются с дальнейшим повышением качества интерпретации материалов ГИС и оценки каждой конкретной структуры в зависимости от условий осадконакопления и литолого-фациальной обстановки ее формирования. Фактические материалы по различным частям рассматриваемой территории свидетельствуют о распространении зон преимущественного накопления карбонатных и терригенных комплексов (рис. 2).

Продуктивность карбонатных комплексов чаще ассоциировалась с краевыми частями ступеней (карбонатными платформами), занимавших относительно приподнятое положение на восточном обрамлении, где ловушки связывались с бортовым уступом. В сравнении с этим установление продуктивности нижнепермских терригенных комплексов отложений в этой части восточного обрамления оставалось дискуссионным.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1) Оценка характера продуктивности палеозойского комплекса в карбонатных пачках КТ-I, КТ-II, КТ-III. В оценке особенностей внутреннего строения и уточнении перспектив нефтегазонасыщенности геофизические методы исследований по праву занимают ведущие позиции в оценке и прогнозе

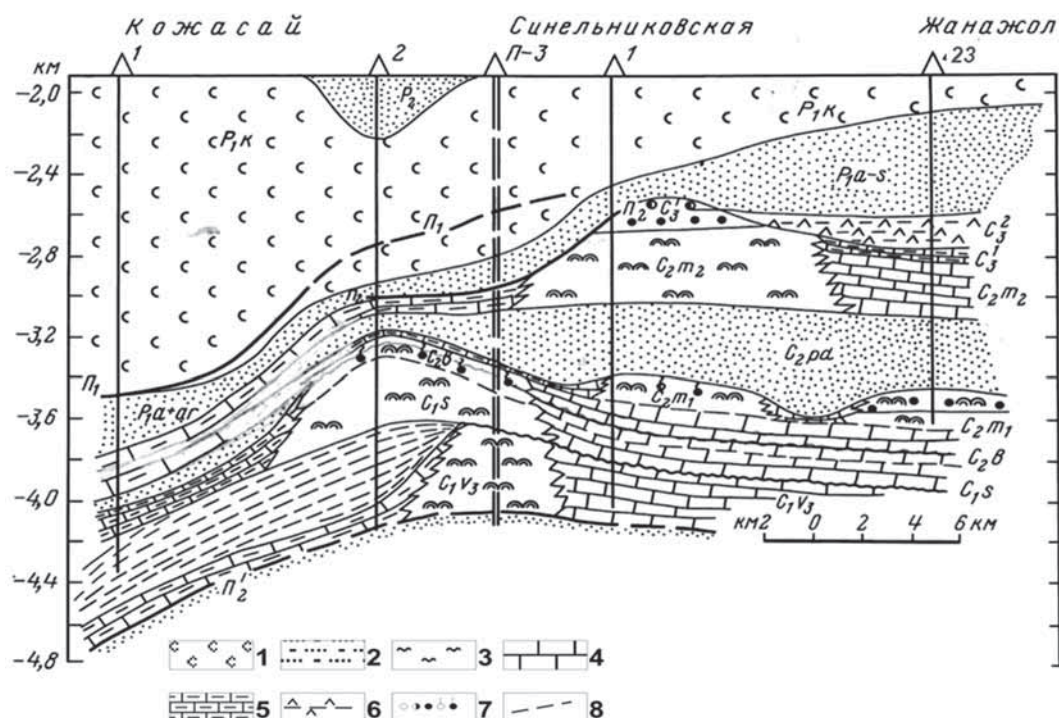


Рис. 2. Геолого-геофизический профиль по линии структур Кожасай — Жанажол (по данным Обрядчикова О.С., 1984 г.; Савраевой Т.А., 1991 г.) [12, 13]

Отложения: 1 — соленосные; 2 — песчано-глинистые; 3 — рифогенные; 4 — карбонатные; 5 — глинисто-кремнистые; 6 — ангидритовые; 7 — нефтегазопроявления и залежи углеводородов; 8 — сейсмические горизонты

Fig. 2. Geological and geophysical profile along the Kozhasai — Zhanazhol structure line (according to Obryadchikov O.S., 1984; Savrayeva T.A., 1991) [12, 13]

Deposits: 1 — saline; 2 — sandy-clayey; 3 — reef; 4 — carbonate; 5 — clay-siliceous; 6 — anhydrite; 7 — oil and gas shows and hydrocarbon deposits; 8 — seismic horizons

нефтегазоносности геологического разреза. Существующий широкий спектр методов ГИС и геологической интерпретации результатов сейсмических исследований обеспечивают комплексное решение задач на заключительном этапе изучения разреза глубокими скважинами, позволяют оценить важнейшие характеристики и вероятный углеводородный потенциал объекта в целом. Комплексная оценка перспективности разреза является результатом учета данных интерпретации, полученных по всем основным методам исследований.

Во-первых, опыт проведенных поисковых работ на поднятиях Кожасай, Алибекмола и Урихтауской группе в пределах Жанажол-Торткольской ступени (рис. 1) позволяет расширить перечень методов и рекомендовать нестандартные технологии для уточнения характера насыщения разреза и выделения интервалов для опробования, таких как «Sonic scanner», FMA и др., вплоть до применения технологий межскважинного просвечивания, включающих сейсмические методы многоазимутального вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и 3D-ВСП, с широким привлечением результатов лабораторных исследований по флюидам и керну [3].

Во-вторых, актуальным является применение выверенной методики опробования интервалов, обеспечивающей получение необходимого результата в условиях сплошного монотонного карбонатного разреза. При соблюдении всех остальных требований при анализе разреза для карбонатов Жанажол-Торткольской зоны поднятий следует обращать внимание на вероятно широкое развитие процессов трещиноватости, что способствует уточнению закономерностей локализации зон с потенциальными ловушками нефти и газа. Опыт работ по испытанию интервалов в разрезе локальных поднятий показывает довольно резкие различия в характере и уровне интенсивности полученных притоков УВ из интервалов, которые по параметрам оценки интерпретируются практически идентичными. Это, в свою очередь, позволяет предполагать развитие вертикальных и латеральных неоднородностей внутри карбонатов в пачках КТ-II и КТ-I (см. рис. 2).

Эффективность комплексного подхода при анализе модели распределения углеводородов в карбонатном разрезе по латерали и вертикали может существенно возрасти за счет применения новой технологии обработки данных сейсморазведки

3D-МОГТ — дифракционное преобразование сигналов в методике MF (мультифокусинг). Полученные после преобразования результаты уверенно коррелируются с дебитной характеристикой и всеми данными опробования скважин [3, 6]. Как известно, дебит является важнейшим интегральным параметром, зависящим как от микронеоднородностей (пористость, проницаемость, трещиноватость), так и макронеоднородностей резервуара, вызванных латеральной изменчивостью толщин коллекторских горизонтов. В-третьих, следует ожидать более высокую плотность локальных структур в структуре каменноугольной толщи, чем это представлялось ранее на этапе подготовки к поисковому бурению и выходу на крупные палеозойские поднятия (Жанажол, Урихтау, Кожасай и др.). В последние годы с повышением технических возможностей сейсмических методов и уплотнением профильной системы наблюдения и картирования оказалось возможным выделить дополнительно новых локальных структур на небольшом пространстве (12–15 км) между ранее известными крупными поднятиями в карбоне. В итоге доведение плотности сети наблюдений в таком «разреженном» пространстве между поднятиями Урихтау и Жанажол, Урихтау и Кожасай, Урихтау и Башенколь до необходимого уровня позволило выявить новые структуры Урихтау Восточный, Урихтау Южный и Урихтау Западный, соответственно. При бурении первых скважин на поднятиях Урихтау Восточный и Урихтау Южный были получены промышленные притоки нефти и газа в обеих карбонатных пачках (рис. 3).

Нефтегазонасыщенность потенциально продуктивного разреза при всех объективных сложностях строения и состава зачастую изначально может долгое время не подтверждаться в полной мере из-за специфики внутреннего строения карбонатных толщ. Таковы основные факторы недооценки потенциальных возможностей карбонатных пачек КТ-II и КТ-I на примере отдельных объектов и зон как в разрезе, так и в площадном распространении перспективных структур. Учет этих факторов будет способствовать более полной оценке продуктивности разреза, выделению в разрезе новых дополнительных нефтегазонасыщенных интервалов и обоснованию новых локальных объектов.

2) Характеристика продуктивности терригенного комплекса отложений нижнепермского возраста. В сравнении с приподнятой частью восточного обрамления более широкое развитие преимущественно терригенных отложений характерно для относительно погруженных более глубоководных

областей осадконакопления. По мере погружения подсолевого ложа в направлении бассейна в разрезе Боржер-Акжарской ступени нарастает толщина терригенных нижнепермских отложений, которые являются относительно более глубоководными образованиями и имеют несколько иную природу в сравнении с одновозрастными отложениями в разрезе приподнятой Темирской и Жанажол-Торткольской ступени. В нижней перми поступление обломочного материала в зону Боржер-Акжарской ступени можно связывать с основными источниками сноса, расположенными на юго-востоке. Распространение нижнепермских отложений терригенного состава (артинский, ассельский и сакмарский век) связано с процессами широкого размыва и привноса обломочного материала с континентальной части на Устюрте и Южно-Эмбинском поднятии, а также с Уральской складчатой системы (Турков О.С., Куандыков Б.М., 1986) [13, 16]. Временами (на начало артинского века) осадконакопление носило характер лавинной седиментации. В относительно глубоководной части дополнительно обломочный материал, поступающий, привносился внутренними палеотечениями, проявлявшимися в основном вдоль бортов. Предположительно, подъем водных масс, обогащенных органикой и кислородом (апвеллинг), в полосе седиментационного уступа (опущенная часть ступени-уступа) способствовал накоплению тонко-отмученных преимущественно глинистых отложений, на основе которых в последующем формировались ловушки для углеводородов. Состав терригенной толщи постепенно усложняется, в ней начинают преобладать отложения преимущественно глинистого состава, формирующие основные коллекторские пачки. Ловушки представляют собой неструктурные объекты внутри толщи, облекающей палеорельеф и пенепленизированную поверхность данной территории в каменноугольный период. Кунгурский бассейн соленакопления заполнялся и частично компенсировался терригенными отложениями. Терригенные отложения нижней перми достаточно уверенно диагностируются на материалах ГИС по характерному рисунку записи кривых стандартного и радиоактивного каротажа (рис. 4, 5). Весьма характерны соответствия кривых ГК, БК, ИК и НГК (плотность и нейтронная пористость) по рисунку записи, указывающие на терригенно-глинистый состав продуктивной части разреза и позволяющие смоделировать развитие характерных обстановок осадконакопления. Более детальное изучение толщи на уровне артинского, ассельского и сакмарского ярусов связывается

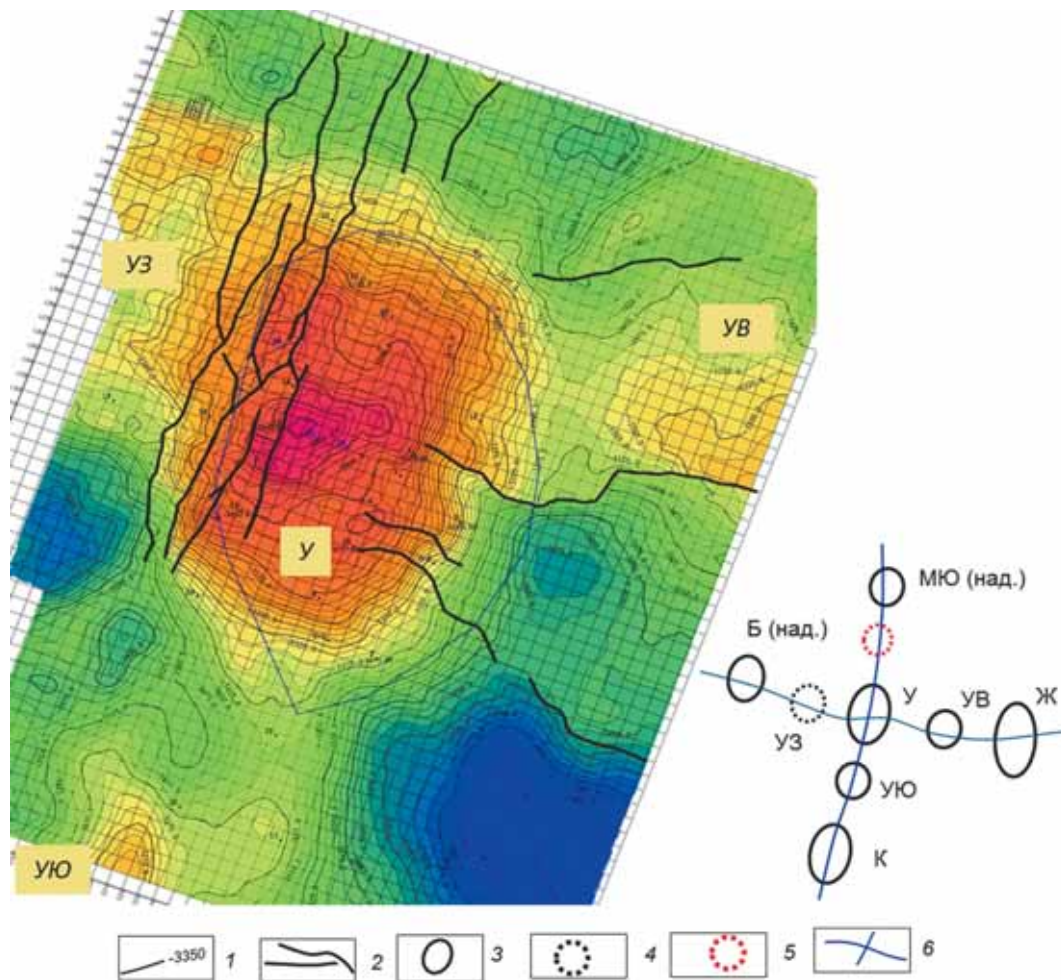


Рис. 3. Урикhtaуская группа структур. Схема по кровле карбонатной пачки КТ-II/ ОГ П₂ (составил Ажгалиев Д.К. по данным АО НК «КазМунайГаз» и «PGD Services», 2012–2013 гг.).
1 — изогипсы по кровле пачки КТ-II; 2 — разломы; (3–5) структуры на врезке: 3 — нефтегазоносные (У — Урикhtaу, УВ — Урикhtaу Восточный, УЮ — Урикhtaу Южный, Б — Башенколь, МЮ — Мортук Южный, К — Кожасай, Ж — Жаназхол); 4 — подготовленная к бурению (УЗ — Урикhtaу Западный); 5 — прогнозная; 6 — линии сосредоточения структур (поднятия)

Fig. 3. Urikhtau group of structures. Scheme for the top of the КТ-II/ОГ P2 carbonate bundles (compiled by Dulat K. Azhgaliev according to the data of JSC NC KazMunayGas and PGD Services, 2012–2013).
1 — isohypses along the top of the КТ-II member; 2 — faults; (3–5) tie-in structures: 3 — oil and gas bearing (U — Urikhtau, UC — Urikhtau East, UYU — Urikhtau South, B — Bashenkol, MYU — Mortuk South, K — Kozhasai, Zh — Zhanazhol); 4 — prepared for drilling (UZ — Urikhtau West); 5 — predictive; 6 — lines of concentration of structures (uplifts)

и свидетельствует о развитии в разрезе внутренних неоднородностей, которые с учетом данных ГИС сводятся к следующему:

- в терригенном разрезе часто наблюдается преобладание глинистых осадков (глины и аргиллиты), обогащенных органикой;
- наличие высокого температурного режима (100–135 °С), необходимого для созревания органических веществ и генерации углеводородов, что позволяет связывать их с нефтегазоматеринскими свитами;
- высокая и аномально высокая гамма-активность продуктивных горизонтов ассельского возраста;
- обратная зависимость в развитии толщин отложений артинско-ассельского и каменноугольного возраста по площади и в разрезе;

- наибольшая вероятность перспективности нижнепермских терригенных отложений в нефтегазоносном отношении характерна для зон, в которых толщина каменноугольных карбонатов предельно сокращена, отмечается подъем и контрастное развитие кровли верхнедевонских карбонатов (карбонатной постройки).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

На характер осадконакопления и изменения палеобатиметрических зон в некоторой степени указывает различие в распространении нижнепермских отложений на основе анализа толщин и особенностей состава обломочного

материала. Мористее, на отдалении от континентальной зоны и прибрежного мелководья, в бассейне накапливался все более мелкозернистый и тонко-отмученный обломочный материал. Толщина терригенных отложений над вершинами крупных поднятий в карбоне не превышает 50–100 м. Интенсивным рифообразованием и накоплением мощных карбонатов характеризуются крупнейшие палеозойские поднятия: Астраханское, Тенгиз-Королевское, Кашаган, Жанажол, Алибекмола и др., которые приурочены к прибортовой части бассейна седиментации. В направлении к центру бассейна толщина осадков терригенной нижней перми увеличивается до 500 м и более. На востоке бассейна характерной особенностью отложений по материалам ГИС является их высокая гамма-активность (Кабышев П.З., 2001–2002 годы).

Промышленная продуктивность артинско-сакмарских (P_1 ar-as-s) терригенных отложений установлена на восточном и юго-восточном обрамлении Прикаспийской впадины в разрезе палеозойских поднятий Анжар Восточный, Бозоба, Кенкияк. Получены притоки углеводородов на поднятиях Шолькара, Толкын-Сазтобе, Маткен, Ушмола и др.

Учитывая особенности строения и продуктивности нижнепермских отложений, стоит отметить еще раз аномальный характер проявления нефтеносности в разрезе месторождения Анжар Восточный, когда в скважине № 1-AB в 1989 г. был получен приток нефти дебитом 921,6 м³/сут. Всего в разрезе данного месторождения выделено 10 горизонтов, из них 9 горизонтов в терригенной толще нижней перми, в том числе: 6 — в артинском ярусе, 2 — в ассельском ярусе и 1 основной, нефтеносный горизонт в сакмарском ярусе [14, 16].

На примере восточного борта Прикаспийской впадины схема образования залежей нефти и газа в нижнепермских терригенных отложениях, по мнению авторов, представляется следующей. В условиях значительной глубины (5000 м и более) и толщины глинистых отложений (300–600 м), обогащенности органикой и затрудненной «разгрузки» высвобождаемой под давлением воде некуда перемещаться, кроме как в тонкие алевролитовые и песчаные прослойки, раздвигая и расширяя слагающие их частички, улучшая тем самым емкостные свойства. В данном случае подстилающие карбонатные толщи башкирско-визейского возраста, для которых характерны высокие значения фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС), предельно сокращены по толщине или вовсе отсутствуют [8, 9], высвобождаемая связанная вода обладает очень высокой растворяющей способностью

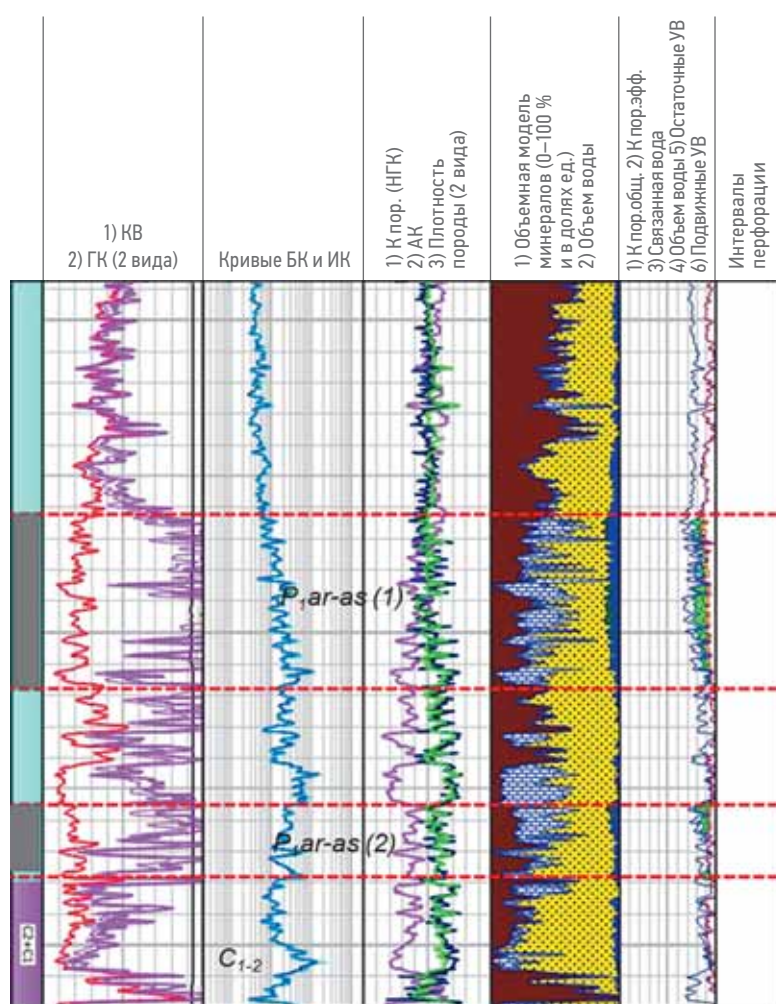


Рис. 4. Геофизическая характеристика и продуктивные интервалы нижнепермской терригенной толщи в разрезе скважины Г-1 площади Анжар Восточный (по материалам ПГО «Актюбнефтегазразведка», 1985–1988 гг.; СП «Казактуркмунай», 1993–1995 гг.)

Fig. 4. Geophysical characteristics and pay intervals of the Lower Permian terrigenous strata in the section of the well G-1 of the Akzhar East region (based on the materials of the Association «Aktubneftegazrazvedka», 1985–1988; JV «Kazakhturkmunai», 1993–1995)

и может способствовать не только «успешному» завершению процесса преобразования органики в углеводороды и первичную нефть, но и миграции микронефти в эти тонкие алевролитовые и песчаные прослойки и слои. Актуальность данного вопроса состоит в том, что до настоящего времени не ясно, под действием каких сил происходит миграция микронефти из глинистых нефтегазоматеринских толщ (далее — НГМТ) в более проницаемые и разуплотненные горизонты выше по разрезу. Одно из веских существующих предположений (гипотезы) состоит в том, что поступление первичной жидкой нефти определяет миграционные потоки и их основное направление с учетом структурно-тектонического фактора, т.е. наличия мегаподнятия, в контуре которого получили развитие локальные структуры (ловушки), более низшего порядка

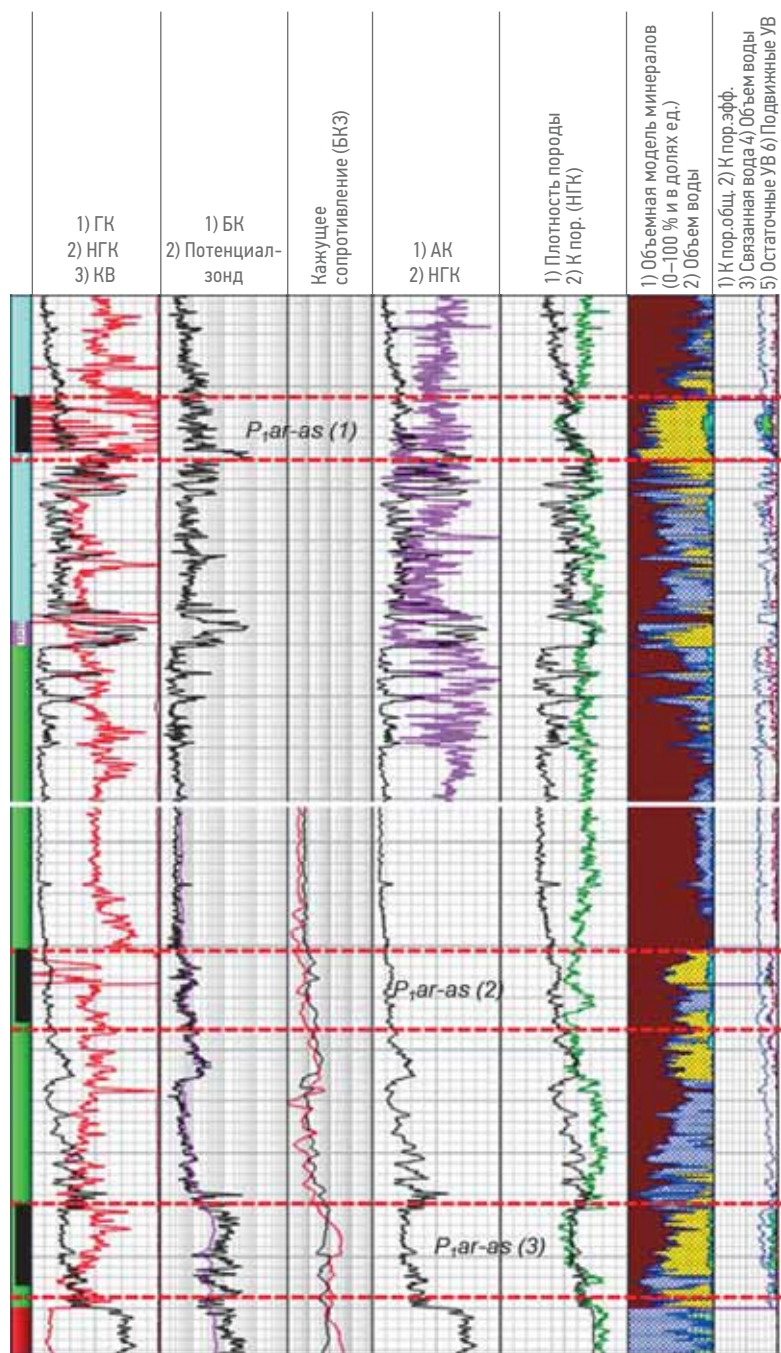


Рис. 5. Геофизическая характеристика и продуктивные интервалы нижнепермской терригенной толщи в разрезе скважины Г-5 Акжар Восточный (по материалам ПГО «Актюбнефтегазразведка», 1989–1990 гг.; СП «Казактуркмунай», 1993–1995 гг.)

Fig. 5. Geophysical characteristics and pay intervals of the Lower Permian terrigenous strata in the section of well G-5 Akzhar East region (based on the materials of the Association «Aktjubneftegazrazvedka», 1985–1988; JV «Kazakhturkmunai», 1993–1995)

и заполняющиеся углеводородами [11]. Согласно предлагаемой авторами концепции интерпретация данного положения представляется следующей. Ко времени погружения глинистых пород НГМТ до условий возможной генерации нефти эти породы становятся непроницаемыми. Скорость прохождения и движения жидкости через НГМТ слишком мала, чтобы

вывести первичную нефть в породы-коллекторы. Таким образом, возможности для первичной миграции и энергию для ее совершения НГМТ могут получить от связанной воды. При этом, по некоторым данным, наряду с температурой и давлением преобладающее значение могут иметь сдвиговые (разрывные) деформации [8, 9]. При переходе воды из связанного состояния в свободное происходит раздвигание глинистых частиц, в песчаных прослойках возникают естественные гидроразрывы и образуются сквозные каналы от глин к породам-коллекторам. Принимая во внимание данные прогнозы и возможность подобных процессов в природе, рассматриваемый комплекс терригенных нижнепермских отложений в первом приближении является, в определенной степени, аналогом баженовской свиты Западной Сибири, формирование и осадконакопление которой, как известно, происходило на рубеже юрского и мелового периодов [10]. Характеристика терригенных нижнепермских отложений по данным ГИС на примере площади Акжар Восточный соответствует обстановке осадконакопления на склоне и недалеко от подножия крупных выступов в карбоне, обращенных на запад в сторону морского бассейна. Потенциальные поисковые объекты, образованные в данных условиях осадконакопления, получили название присклоновых моноклинальных ловушек нефти и газа [16]. Блоковый ступенеобразный характер погружения в сторону центральной части бассейна и в целом регионального строения подсолевой палеозойской толщи благоприятствовал, как видно, дифференциации территории по преимущественному развитию и накоплению отложений терригенного и карбонатного состава, которые рассматриваются как отдельные геологические формации [12]. Сложное распределение по площади и разрезу состава отложений, разнообразие литолого-фациальных условий накопления позволяет обосновать районирование территории восточного обрамления с учетом зон распространения карбонатов (КТ-I, КТ-II и КТ-III) и разновозрастных терригенных формаций (девон, карбон, нижняя пермь). С учетом данных геологических особенностей состава карбонатных комплексов (КТ-II и КТ-I) и терригенной нижнепермской толщи актуальным является решение вопросов повышения достоверности и точности результатов комплексного анализа геолого-геофизических данных при определении интервалов опробования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На формирование и литолого-фациальный состав подсолевых палеозойских отложений на востоке Прикаспийской впадины существенное влияние оказывала тектоническая активность и довольно резкая смена фациальных условий и обстановок осадконакопления на рубеже карбона и нижней перми. Более полный учет вероятных продуктивных интервалов в разрезе карбонатных пачек в карбоне и терригенных отложений нижнепермского возраста определяется объективными представлениями на районирование зон преимущественного развития карбонатных и терригенных комплексов. Для карбонатных пачек КТ-II и КТ-I рекомендуется, ввиду сплошного характера развития карбонатов, комплексирование различных методов ГИС с определением оптимального их сочетания. Очевидно, скопления нефти и газа приурочены к ловушкам выраженного неантиклинального типа и сложного генезиса, сформированным внутри пачек, которые прогнозируются по всей площади карбонатных платформ. При этом более углубленное осмысление роли глинистости при формировании ФЕС терригенных отложений позволяет не только корректно оценивать их коллекторские свойства и характер насыщенности по данным ГИС, но и понять некоторые аспекты миграции УВ и формирования залежей нефти и газа. Поэтому приведенные результаты из практики поисковых работ указывают на необходимость уточнения методических «подходов» в оценке продуктивных интервалов в палеозойской толще.
2. Для восточной бортовой зоны Прикаспийского бассейна характерны свои, отличные от южной и северной бортовой зоны, специфические особенности строения разреза и условий осадконакопления, позволяющие дифференцировать территорию на зоны распространения и накопления отложений преимущественно карбонатного (Темирская, Жанажол-Торткольская ступень) и терригенного (Боржер-Акжарская, Егенды-Сарыкумская и Шубаркудук-Коскольская ступени) состава. Характер проявления нефтегазонасности свидетельствует о приуроченности залежей в разрезе приподнятой части восточного обрамления к карбонатам пачкам КТ-I, КТ-II и КТ-III, а также терригенным отложениям нижней перми в относительной глубоководной части бассейна осадконакопления.
3. С учетом особенностей строения и характера седиментации на каменноугольном и нижнепермском этапе развития актуальными представляются следующие геологические задачи:
 - уточнение внутренней дифференциации в разрезе карбонатных пачек КТ-III, КТ-II и КТ-I с учетом повышения глубинности и оценки степени распространения пород-коллекторов;
 - детальное изучение показателя глинистости нижнепермской части разреза в комплексе с влиянием связанной воды на емкостные параметры пород-коллекторов;
 - оценка зависимости компонентного состава глинистых минералов от распределения емкостного потенциала в разрезе нижнепермской терригенной толщи.
4. Решение первостепенных задач с ориентиром на изучение и региональное прослеживание потенциально продуктивных горизонтов в карбонатных и терригенных формациях повышает вероятность прогноза новых локальных объектов и дополнительных интервалов продуктивности внутри палеозойской толщи.
5. Комплексное использование данных ГИС (сопротивление, объемная плотность, нейтронная пористость, интервальное время и фотоэлектрический фактор, др.) позволяет уточнить изменения в свойствах глини и более корректно учитывать благоприятное влияние и «вклад» глинистости в процессе интерпретации и определении степени продуктивности разреза по данным ГИС. На этом основываются благоприятные предпосылки для успешной реализации и выявления неучтенного и «скрытого» углеводородного потенциала в разрезе восточного обрамления Прикаспийской впадины.

Список литературы

1. Анчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения: материалы международной конференции «АтырауГео-2015». Алматы: ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов». — 2015. — С. 21–29.
2. Анчулаков У.А. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения / Под ред. Куандыкова Б.М., Таскинбаева К.М., Трохименко М.С. и др. Алматы: ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов». — 2015. — 476 с.
3. Ажгалиев Д.К., Исенов С.М., Наримов С.Г. Новые возможности обработки и интерпретации сейсмических данных в оценке перспективности локальных объектов // Известия Уральского государственного горного университета. — 2019. — Вып. 1 (53). — С. 18–27.
4. Ажгалиев Д.К. Особенности формирования карбонатных толщ в верхнем палеозое на востоке Прикаспийского бассейна в связи с перспективами нефтегазонасности // Территория НЕФТЕГАЗ. РИНЦ. — 2017. — № 7-8. — С. 22–30.

5. Ажгалиев Д.К. Особенности выделения в палеозойской толще восточного борта Прикаспийского бассейна горизонтов, перспективных на углеводородное сырье // Каротажник. РИИЦ. — 2018. — № 2 (284). — С. 162-9.
 6. Исенов С.М., Караулов А.В. Технологии Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг — новый уровень геологического изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине // Нефтегазовая вертикаль. — 2014. — № 22-23-24. — С. 14–15.
 7. Ажгалиев Д.К. Карбонатные толщи в палеозойском комплексе на восточном борту Прикаспийского бассейна / Д.К. Ажгалиев // Известия НАН РК Серия геологии и технических наук. Алматы. — 2017. — № 5 (425). — С. 69–78.
 8. Дриц В.А., Коссовская А.Г. Глинистые минералы: смектиты, смешанослойные образования. Академия наук СССР. — 1990. — 219 с.
 9. Котельников Д.Д., Кониюхов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. М.: Недра. — 1986. — 247 с.
 10. Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г. и др. Основные типы пород баженновской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. Казань. — 2017. Специальный выпуск. — Часть 2. — С. 155–164.
 11. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: Издательство ВНИГНИ, 1983. — 215 с.
 12. Савраева Т.А. Терригенные подсолевые формации восточной части Прикаспийской мегасинеклизы и их нефтегазоносность. Москва, 1991. — 199 с.
 13. Таскинбаев К.М., Обрядчиков Д.К., Воронов С.Н. и др. Неантиклинальные ловушки нефти и газа в Республике Казахстан. Монография. Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева. — Алматы, 2020. — 272 с.
 14. Таскинбаев К.М., Ажгалиев Д.К. Новые данные о палеозойских карбонатных комплексах на востоке Прикаспийского бассейна / Особенности карбонатных пород и вопросы моделирования резервуаров. Под ред. Куандыков Б.М., Ескожа Б.А., Куантаев Н.Е., Кулумбетова Г.Е. 436 с. ISBN 978-601-80925-1-0. Общественная организация «Казахстанское общество нефтяников-геологов». Алматы. — 2022. — Выпуск 9. — С. 311–322.
 15. Таскинбаев К.М., Тарбаев С.К., Ерниязова Г.Т., Айткалиева Н.Б. Перспективы нефтегазоносности валанжинского горизонта на Южной Эмбе / Материалы международной конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Атырау: Атырауский университет нефти и газа. — 2001. — Т. 2. — С. 31–36.
 16. Турков О.С. Присклоновые моноклинальные ловушки — новый тип скопления углеводородов в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины / «Геолог, возвышенный трудом». Алматы: ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов», 2016. — С. 232–242.
- References**
1. Akchulakov U.A. New resource base of hydrocarbons of the Republic of Kazakhstan and ways of their possible realization // *Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development: materials of the international conference "Atyrau-2015"*. Almaty: NGO "Kazakhstan Society of Petroleum Geologists", 2015, pp. 21–29.
 2. Akchulakov U.A. *Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development* / Ed. Kuandykova B.M., Taskinbaev K.M., Trokhimenko M.S., etc. Almaty: NGO "Kazakhstan Society of Petroleum Geologists", 2015, 476 p.
 3. Azhgaliev D.K., Isenov S.M., Karimov S.G. New possibilities of processing and interpretation of seismic data in assessing the prospects of local objects // *Izvestiya Ural State Mining University*, 2019, issue 1 (53), pp. 18–27.
 4. Azhgaliev D.K. Features of the formation of carbonate strata in the Upper Paleozoic in the east of the Caspian basin in connection with the prospects of oil and gas // *The territory of NEFTEGAZ RSCI*, 2017, no. 7–8, pp. 22–30.
 5. Azhgaliev D.K. Features of the allocation of horizons promising for hydrocarbon raw materials in the Paleozoic thickness of the eastern side of the Caspian basin. RSCI, 2018, no. 2 (284), pp. 16–29.
 6. Isenov S.M., Karaulov A.V. Technologies of Multifocusing and Diffraction Multifocusing — a new level of geological study of subsalt carbonate reservoirs in the Caspian basin // *Oil and gas vertical*, 2014, no. 22–23–24, pp. 14–15.
 7. Azhgaliyev, D.K. Carbonate strata in the Paleozoic complex on the eastern side of the Caspian basin / D.K. Azhgaliyev // *Izvestiya NAS RK Series of Geology and Technical Sciences*. Almaty, 2017, no. 5 (425), pp. 69–78.
 8. Drits V.A., Kossovskaya A.G. *Clay minerals: smectites, mixed-layer formations*. Academy of Sciences of the USSR, 1990, 219 p.
 9. Kotelnikov D.D., Konyukhov A.I. *Clay minerals of sedimentary rocks*. Moscow: Nedra, 1986. 247 p.
 10. Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G. et al. The main types of rocks of the Bazhenov formation in the Surgut arch and adjacent territories // *Georesources. Kazan*, 2017, special issue, part 2, pp. 155–164.
 11. *Methodological guidelines for the quantitative assessment of forecast resources of oil, gas and condensate*. Moscow: VNIGNI Publishing House, 1983. 215 p.
 12. Savraeva T.A. *Terrigenous subsalt formations of the eastern part of the Caspian megasyncline and their oil and gas potential*. Moscow. 1991, 199 p.
 13. Taskinbaev K.M., Obryadchikov, D.K., Voronov, S.N., etc. *Non-anticline traps of oil and gas in the Republic of Kazakhstan*. Monograph. Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva, Almaty, 2020. 272 p.
 14. Taskinbaev K.M., Azhgaliev D.K. *New data on Paleozoic carbonate complexes in the East of the Caspian basin* / Features of carbonate rocks and reservoir modeling issues. Ed. Kuandykov B.M., Eskozha B.A., Kuantaev N.E., Kulumbetova G.E. 436 p. ISBN 978-601-80925-1-0. Public organization "Kazakhstan Society of Petroleum Geologists". Almaty, 2022, issue 9, pp. 311–322.
 15. Taskinbayev K.M., Tarbayev S.K., Yeriayzova G.T., Aitkalieva N.B. *Prospects of oil and gas potential of the Valanginsky horizon on the Southern Emba* / Materials of the international conference "Problems of the oil and gas complex of Kazakhstan". Atyrau: Atyrau University of Oil and Gas, 2001, vol. 2, pp. 31–36.
 16. Turkov O.S. *Near-slope monocline traps — a new type of accumulation of hydrocarbons in the subsalt deposits of the Caspian depression* / "Geologist, exalted by labor". Almaty: NGO "Kazakhstan Society of Petroleum Geologists", 2016, pp. 232–242.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.К. Ажгалиев — автором разработана концепция исследования, исходя из характера строения восточного борта, в отличие от северной, южной и юго-восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Им взят за основу фактор обособления зон и интервалов разреза, которые характеризуются преимущественным накоплением карбонатных и терригенных комплексов. Автором подготовлена основная часть текста статьи. Акцентировано особенное проявление локальных поднятий (структур) по кровле карбонатных пачек КТ-III, КТ-II и КТ-I, выделение которых в разрезе верхнего девона и карбона коррелируется с закономерностями развития нефтегазоносных пород-коллекторов. В качестве новой идеи и нетрадиционного подхода (направления исследования) автором отдельно рассмотрены карбонатные и терригенные комплексы отложений на предмет уточнения

Dulat K. Azhgaliev — the author has developed a research concept based on the nature of the structure of the eastern side, in contrast to the northern, southern and southeastern marginal zone of the Caspian basin. He took as a basis the factor of separation of zones and intervals of the section, which are characterized by the predominant accumulation of carbonate and terrigenous complexes. The author prepared the main part of the text of the article. A special manifestation of local uplifts (structures) along the top of the KT-III, KT-II and KT-I carbonate units is accentuated, the allocation of which in the section of the Upper Devonian and Carboniferous correlates with the patterns of development of oil and gas saturated reservoir rocks. As a new idea and an unconventional approach (direction of research), the author separately considered carbonate and terrigenous sediment complexes in order

геологической модели строения и перспективности в нефтегазовом отношении. Сделан анализ практических результатов, полученных после завершения бурения поисковых скважин и при испытании объектов-интервалов в колонне. Дано теоретическое обоснование сохраняющегося высокого углеводородного потенциала и модели пластового массивного характера залегания и прослеживания карбонатных пачек. Также дана высокая оценка перспективности терригенных отложений нижнепермского возраста, потенциал которых связывается с преимущественным развитием пород-коллекторов глинистого состава. Подготовлены рисунки 1, 2, 3 и выполнено их техническое оформление. Автор согласен принять на себя ответственность за все отмеченные выше аспекты работы.

Баймурзаева Ж.Б. — по восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины ею с учетом высокой степени геологической изученности выполнено обобщение результатов поискового и параметрического бурения, промыслово-геофизических и сейсмических исследований. На основе имеющихся планшетов по скважинам Г-1 и Г-5 Акжар Восточный подготовлены и оформлены рисунки 4 и 5. Для разделов «Введение» и «Материалы и методы» в хронологическом порядке выполнено обобщение данных и характеристика, сложившихся представлений на модель геологического строения восточного борта впадины, включая литолого-стратиграфический разрез, элементы региональной тектоники, распространение пород-коллекторов и флюидопоров. Систематизированы результаты испытания карбонатных и терригенных отложений в колонне. Автор принимала участие в наборе и компоновке текста. В частности, дана общая характеристика геохимической среды накопления осадков карбона и нижней перми, включая развития нефтегазоматеринских толщ, положение вероятных зон (областей) генерации и аккумуляции углеводородов, в разрезе вещественного состава отложений выполнен анализ состояния глинистых пород-коллекторов нижнепермского возраста в связи с благоприятным влиянием связанной воды. Выполнена соответствующая работа по определению перечня литературных источников. Данный автор согласен принять на себя ответственность за все отмеченные выше аспекты работы.

to clarify the geological model of the structure and the prospects in terms of oil and gas. An analysis of the practical results obtained after the completion of drilling of exploration wells and when testing objects-intervals in the string is made. A theoretical substantiation of the remaining high hydrocarbon potential and a model of the reservoir massive nature of the occurrence and tracking of carbonate packs are given. Also, a high assessment of the prospects of terrigenous deposits of the Lower Permian age is given, the potential of which is associated with the predominant development of reservoir rocks of clay composition. Figures 1, 2, 3 have been prepared and their technical design has been completed. The author agrees to accept responsibility for all the above aspects of the work.

Zhanna B. Baymurzayeva — in the eastern side zone of the Caspian basin, taking into account the high degree of geological knowledge, she generalized the results of exploratory and parametric drilling, field geophysical and seismic studies. Figures 4 and 5 were prepared and designed on the basis of the available plates for the wells G-1 and G-5 Akzhar Vostochnyi sides of the basin, including the lithological-stratigraphic section, elements of regional tectonics, distribution of reservoir rocks and seals. The results of testing carbonate and terrigenous deposits in the column are systematized. The author took part in typing and layout of the text. In particular, a general description of the geochemical environment of accumulation of Carboniferous and Lower Permian sediments is given, including the development of oil and gas source strata, the position of probable zones (areas) of generation and accumulation of hydrocarbons; bound water. Relevant work has been done to determine the list of references. This author agrees to accept responsibility for all aspects of the work noted above.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дулат Калимович Ажгалиев* — доктор геолого-минералогических наук, доцент, руководитель научного центра по геологии, геофизике и геохимии некоммерческого акционерного общества «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева» 060027, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45-а.
e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9770-0473>

Dulat K. Azhgaliev* — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Head of the Scientific Center for Geology, Geophysics and Geochemistry of the Non-profit Joint Stock Company "Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva". 45-a, M. Baymukhanova str., 060027, Atyrau, Republic of Kazakhstan.
e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9770-0473>

Жанна Баймурзаевна Баймурзаева — докторант, заместитель декана нефтегазового факультета некоммерческого акционерного общества «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева» 060027, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45-а.
e-mail: zhan-7777@bk.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7409-0323>

Zhanna B. Baymurzayeva — Doctoral student, Deputy Dean of the Oil and Gas Faculty of the Non-profit Joint Stock Company "Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva". 45-a, M. Baymukhanova str., 060027, Atyrau, Republic of Kazakhstan.
e-mail: zhan-7777@bk.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7409-0323>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РИФТОВЫЕ ЗОНЫ УСТЬ-ЛЕНСКОГО МЕГАПРОГИБА ЛАПТЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА

© Коллектив авторов,
2023



Е.А. Васильева*, Е.П. Петрушина, С.А. Попова, Л.И. Кожевникова

АО «Севморнефтегеофизика» АО «Росгео», РФ, Мурманск

Электронный адрес: vasuleva@mail.ru

В 2019–2020 гг. АО «Севморнефтегеофизика» (АО «СМНГ») АО «Росгео» выполнило сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D в Омолойском заливе Лаптевоморского шельфа. По материалам этих работ нами изучены многочисленные дизъюнктивные нарушения, выделены первичная и вторичная синдвиговые системы нарушений и уточнена геологическая модель Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба Лаптевоморской рифтовой системы.

Цель. Изучение геологического строения отложений в Омолойском заливе выполнено для закрытия белого пятна в юго-восточной части моря Лаптевых между Лаптевоморской рифтовой системой на шельфе и Момской рифтовой системой на прилегающей суше.

Материалы и методы. В представленной работе были изучены материалы предшествующих сейсморазведочных исследований МОВ ОГТ 2D, выполненных геолого-геофизическими организациями АО «МАГЭ», АО «СМНГ», «ЛАРГЕ» в течение 1986–1997 гг. в объеме 2000 км, и материалы МОВ ОГТ 2D АО «СМНГ» 2019–2020 гг. в объеме 6500 км. В районе исследований были выделены дизъюнктивные нарушения с различными кинематическими свойствами и объединены в синдвиговые системы. Для уточнения геологической модели Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба Лаптевоморской рифтовой системы был применен разработанный авторами метод составления схем горстов и грабенов по поверхности складчатого фундамента и по горизонтам в осадочном чехле, который был дополнен выделением первичной и вторичной синдвиговых систем нарушений.

Результаты. После проведения работ определено геологическое строение Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба, состоящего из трех рифтогенных зон: Усть-Ленской, Северо-Омолойской и Южно-Омолойской, и сопоставлено со строением Момской рифтовой системы на прилегающей суше.

Заключение. Полученные результаты работ уточнили сложное строение Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба и определили общие морфологические признаки Лаптевоморской и Момской рифтовых систем.

Ключевые слова: море Лаптевых, Омолойский залив, МОВ ОГТ 2D, Усть-Ленский мегапрогиб, рифтовые зоны

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Попова С.А., Кожевникова Л.И. Рифтовые зоны Усть-Ленского мегапрогиба Лаптевоморского шельфа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-50-61>

Статья поступила в редакцию 09.06.2023

Принята к публикации 31.06.2022

Опубликована 29.09.2023

RIFT ZONES OF THE UST-LENA MEGATROUGH OF THE LAPTEV SEA SHELF

Yelena A. Vasilyeva*, Yelena P. Petrushina, Svetlana A. Popova, Lyudmila I. Kozhevnikova

JSC Sevmorneftegeofizika JSC Rosgeo, RF, Murmansk

E-mail: vasuleva@mail.ru

Background. In 2019–2020, JSC Sevmorneftegeofizika (JSC SMNG) JSC Rosgeo acquired 2D CDP reflection seismic data in Omoloy Bay of the Laptev Sea shelf. Based on these data, we studied numerous disjunctive dislocations, identified a primary and a secondary syn-shear system of dislocations, and refined the geological model of the Ust-Lena rift-induced megatrough of the Laptev Sea rift system.

Aim. The geological framework of the sediments in Omoloy Bay was studied in order to eliminate the blank between the Laptev Sea rift system in the shelf area and the Moma rift system on the adjacent land.

Materials and methods. We studied data of previous 2D CDP reflection seismic investigations conducted by geological-geophysical organisations JSC MAGE, JSC SMNG, LARGЕ during 1986–1997 totalling 2000 km and 2D CDP reflection seismic data of SMNG acquired in 2019–2020 totalling 6500 km. To refine the geological model of the Ust-Lena rift-induced megatrough of the Laptev Sea rift system, an author-developed method of the composition of schematic maps of horsts and grabens was used and supplemented by the identification of syn-shear systems of dislocations.

Results. The geological framework of the Ust-Lena rift-induced megatrough consisting of three rift-induced zones, viz. the Ust-Lena, the North Omoloy and the South Omoloy rift-induced zones, was defined and compared with the framework of the Moma rift system on the adjacent land.

Conclusions. The obtained results of the work refined the complicated structure of the Ust-Lena rift-induced megatrough and defined general morphologic features of the Laptev Sea and the Moma rift systems.

Keywords: Laptev Sea, Omoloy Bay, 2D CDP, Ust-Lena megatrough, rift zones

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

For citation: Vasilyeva Y.A., Petrushina Y.P., Popova S.A., Kozhevnikova L.I. Rift zones of the Ust-Lena megatrough of the Laptev Sea shelf. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-50-61>

Manuscript received 09.06.2023

Accepted 31.06.2022

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

В географическом отношении район исследований расположен в юго-восточной части моря Лаптевых в Омолыйском заливе. В тектоническом отношении на шельфе моря Лаптевых находится Лаптевская микроплита с фундаментом, консолидированным в киммерийскую фазу складчатости, и с осадочным чехлом мезозойско-кайнозойского возраста, осложненным Лаптевоморской рифтовой системой [1].

В состав Лаптевоморской рифтовой системы входит Усть-Ленский мегапрогиб, расположенный под водами Омолыйского залива. В 1986–1997 гг. в северной и центральной частях Омолыйского залива было пройдено пять региональных профилей МОВ ОГТ 2D, выполненных организациями АО «МАГЭ», АО «СМНГ» и «ЛАРГЕ» [1–4]. Суммарная протяженность профилей прошлых лет составила 2000 км, что обусловило плотность сети профилей, равную 0,04 км/км² [5]. Южная часть Омолыйского залива осталась неизученной сейсморазведочными работами МОВ ОГТ 2D прошлых лет. В 2019–2020 гг. в Омолыйском заливе сотрудниками АО «СМНГ» были выполнены площадные региональные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D по сети 7÷31 км × 7÷27 км. Суммарная протяженность профилей 2019–2020 гг. равна 6500 км с плотностью сети профилей 0,17 км/км². В представленной работе были использованы материалы предыдущих сейсморазведочных исследований МОВ ОГТ 2D 1986–1997 гг. в объеме 2000 км и материалы 2019–2020 гг. в объеме 6500 км.

ЦЕЛЬ

Изучение геологического строения юго-восточной части моря Лаптевых (в Омолыйском заливе) выполнено в слабо исследованном районе. Южная часть Омолыйского залива до 2019 г. оставалась белым пятном. Все ранее имеющиеся структурно-тектонические карты и схемы этого региона носили обзорный характер, но уже

предполагалась связь Лаптевоморской рифтовой системы на шельфе и Момской рифтовой системы на прилегающей суше [6, 7]. Изучение геологического строения отложений в Омолыйском заливе моря Лаптевых выполнено для закрытия белого пятна на шельфе, существующего между Лаптевоморской рифтовой системой и Момской рифтовой системой на прилегающей суше.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

МАТЕРИАЛЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

В данном исследовании рассмотрены материалы всех сейсморазведочных исследований МОВ ОГТ 2D в Омолыйском заливе в объеме 8500 км, из них 2000 км профилей относятся к ретроспективным. Дополнительно были привлечены карты гравитационного и магнитного полей.

ВЫДЕЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ТИПОВ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

В районе исследований были выделены дизъюнктивные нарушения с различными кинематическими свойствами: сбросы и взбросы (рис. 1).

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ОМОЛЫЙСКОМ ЗАЛИВЕ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ПОЗВОЛИЛО ЗАКРЫТЬ БЕЛОЕ ПЯТНО НА ШЕЛЬФЕ МЕЖДУ ЛАПТЕВОМОРСКОЙ И МОМСКОЙ РИФТОВЫМИ СИСТЕМАМИ.

На разрезе, помимо сбросов, показаны два вида взбросов. Одни из них затрагивают осадочный чехол без инверсии, другие являются инверсированными в верхах разреза. Для сбросов со ступенчатым погружением отражающих горизонтов (ОГ) в рифтовые центры характерен веерообразный вид на разрезе, при котором встречные сбросы сходятся внизу. Горизонты в верхней части разрезов испытывают вращение и образуют

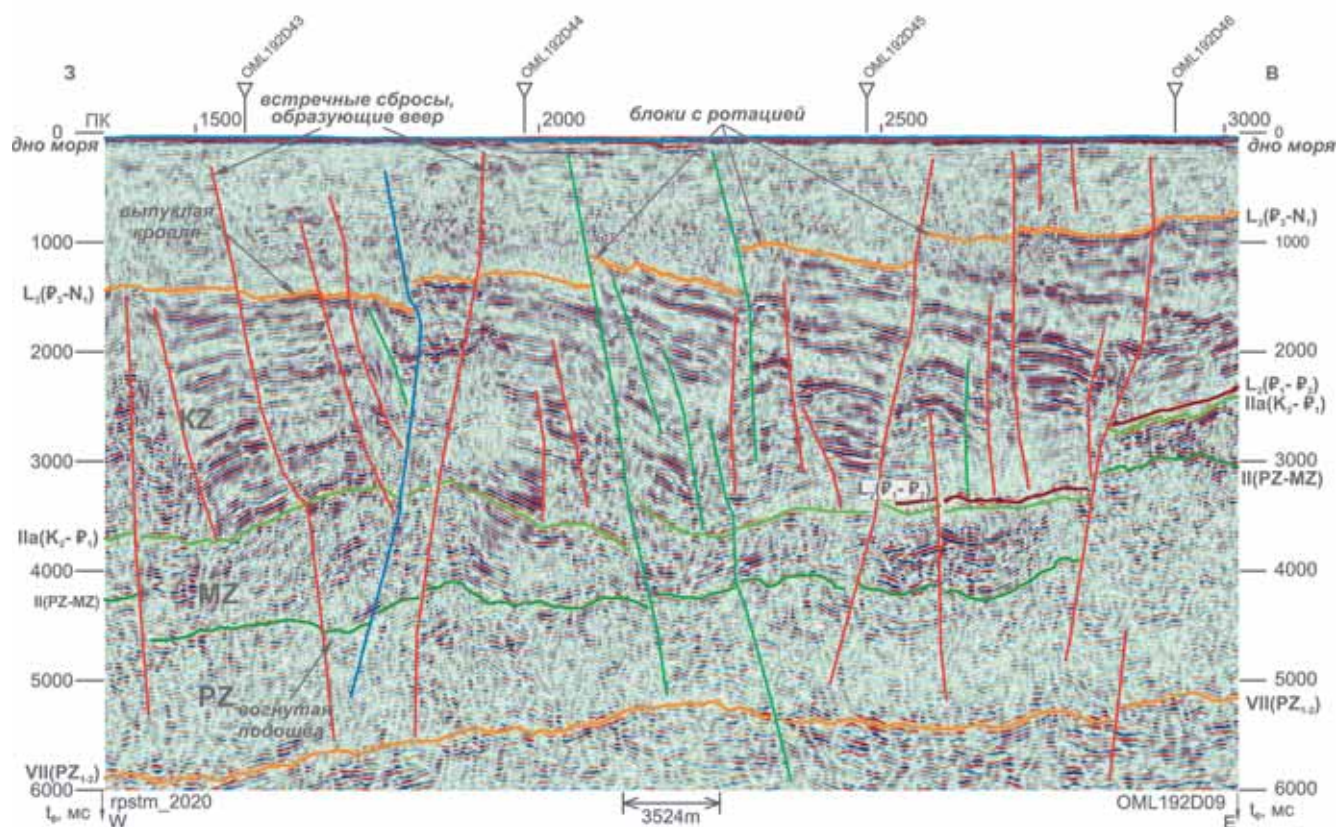


Схема расположения профилей



Условные обозначения

Дизъюнктивные нарушения:

- сбросы
- взбросы
- сброс в меловых отложениях, инверсированный во взброс в палеогене

Рис. 1. Дизъюнктивные нарушения: сбросы, взбросы и сбросы с инверсированной кинематикой. Временной сейсмический разрез по профилю OML192D09. Составлено авторами

Fig. 1. Disjunctive dislocations: normal faults, reverse faults and normal faults with inversed kinematics. A time seismic section for Line OML192D09. Prepared by the authors

блоки с ротацией. Такой специфический вид сейсмической записи возникает в рифтогенных бассейнах, образованных в результате простого сдвига (в отличие от чистого сдвига — без вращения блоков) [8]. Рифтогенные бассейны, связанные с простым сдвигом, всегда характеризуются асимметрией рифта (рис. 2).

В результате чистого сдвига возникают симметричные рифтовые бассейны. Сдвиговый генезис рифтогенного бассейна подтверждается наличием, помимо сбросов, также и взбросов.

Модель простого сдвига с образованием сбросов и взбросов включает в себя понятие

о листрических (ковшеобразных) разломах, которые выполаживаются с глубиной. Среди листрических разломов главным разломом служит разлом НИС «Лазарев» с детачментом в кровле карбонатного комплекса палеозойских отложений (ОГ VII(PZ₁₋₂)). В такой модели геологического строения района исследования соблюдены все основные признаки рифтогенного бассейна, образованного в условиях простого сдвига. Наличие листрических разломов дает возможность объяснить почти полное отсутствие отражений в толще верхнего яруса параплатформенного структурного этажа из-за значительной дислоцированности

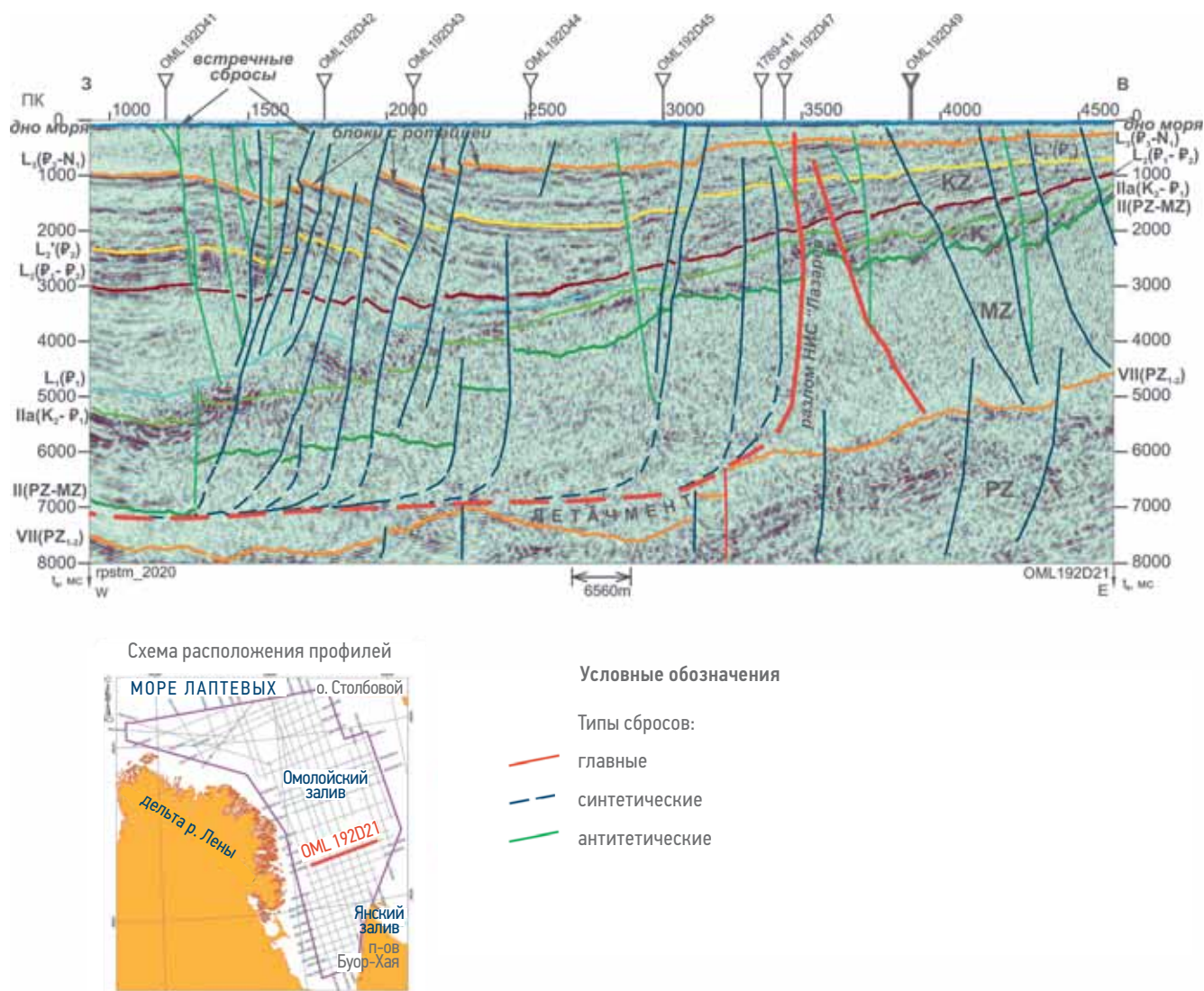


Рис. 2. Предполагаемые листрические сбросы с детачментом в палеозое. Временной сейсмический разрез по профилю OML192D21. Составлено авторами

Fig. 2. Inferred listric faults with detachment in the Paleozoic. Time seismic section for Line OML192D21. Prepared by the authors

отложений при скольжении сбросов вдоль детачмента. Нам известно, что для шельфа моря Лаптевых модель простого сдвига была предложена в свое время Д. Франком и К. Хинцем по профилям, расположенным к северу от исследуемого участка [9]. Отличие нашей геологической модели от модели германских исследователей состоит в выборе детачмента, который, по мнению Д. Франка и К. Хинца, совпадает с поверхностью Мохо, а в нашей работе расположен значительно выше.

На всех временных сейсмических разрезах нами были прослежены сбросы, взбросы и сбросо-сдвиги. Среди нарушений были выделены главные, синтетические и антитетические (рис. 2). Сбросо-сдвиги и сдвиги, выраженные сходящимися в низах разреза встречными сбросами и осложненные в верхних частях синтетическими сбросами и взбросами, были

объединены в системы горизонтального сдвига или т.н. «пальмового дерева» [10]. Системы горизонтального сдвига обычно приурочены к шовным зонам. В нашем случае сдвиги, вероятнее всего, обусловлены скольжением Лаптевской микроплиты вдоль северной границы Сибирского кратона и вдоль границы Евразийского и Амеразийского бассейнов.

СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ РАЗЛОМОВ

По прослеженным нарушениям были составлены схемы разломов для всех горизонтов. На схеме разломов по подошве осадочного чехла (ОГ II(PZ-MZ)) система нарушений представляет собой ветвящуюся сеть, сужающуюся к югу, расширяющуюся к северу и субпараллельную береговым линиям Омолыйского залива (рис. 3а). Эта сложная система нарушений включает в себя принципиальные схемы первичных

и вторичных систем нарушений с осями эллипсов, параллельными сдвигам. Эллипс в соответствии с теорией простого сдвига получается при деформации круга простым сдвигом за счет возникающего при этом вращения [8]. Нами установлено, что разломы по подошве осадочного чехла имеют преимущественно северо-западное простирание. Они возникли под действием сил растяжения при сдвиговых деформациях, направленных параллельно оси эллипса, также имеющей северо-западное простирание (рис. 36). Ось эллипса образует с простиранием сброса угол, составляющий 30–45°, а взбросы под действием сил сжатия формируются в направлении, перпендикулярном сбросам, в данном случае в северо-восточном направлении. Такая система нарушений была принята нами как первичная, заложенная в палеозое, реактивированная в мезозое и в кайнозое. Северо-западное простирание сбросов первичной системы нарушений соответствует простиранию нарушений на прилегающей суше с преимущественно палеозойскими породами (рис. 3а). Вторичная система нарушений составлена для сбросов северо-восточного простирания с осью эллипса под углом около 30° к сбросам и могла быть заложена в кайнозое при пропегейтинге на шельф срединно-океанического хребта Гаккеля. Полученная в районе работ совокупность нарушений в подошве осадочного чехла была сопоставлена с разломами Байкальской рифтовой системы. Байкальская система разломов возникла на границе Евразийской плиты и Амурской плиты и представлена сходящимися в виде «конского хвоста» сбросами и сдвигами [11]. Разрез через Байкальский рифт осложнен сбросами с образованием блоков вращения. Единство черт полученной нами системы разломов, отображаемой в плане в виде веерообразно сходящихся нарушений со сбросами и сдвигами, и Байкальской системы разломов позволяет принять хорошо изученную Байкальскую зону нарушений как тектонотип.

СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ГОРСТОВ И ГРАБЕНОВ

По выделенным дизъюнктивным нарушениям была составлена схема горстов и грабенов, на которой показан парагенез тектонических структур в подошве осадочного чехла (рис. 4).

На участке работ, относящемся к Лаптевоморской рифтовой системе, выделены Усть-Ленская, Северо-Омолыйская

и Южно-Омолыйская рифтовые зоны и Восточно-Ленский мегагорст. Усть-Ленская рифтовая зона сдвигами субмеридионального простирания разобщена на сегменты: западный, центральный и восточный. Северо-Омолыйская рифтовая зона сегментирована сдвигами северо-западного простирания на северный, центральный и восточный сегменты и еще одним сбросо-сдвигом северо-западного простирания отделена от Южно-Омолыйской рифтовой зоны. В кровле палеогеновых отложений выделяется специфическая форма записи с черепичным залеганием пласта, выраженная перекрытием фрагментов пласта и налеганием друг на друга (рис. 5).

Такая форма записи носит название «домино» [10]. Система «домино» возникает в условиях горизонтального сдвига, что еще раз подтверждает синсдвиговый генезис Усть-Ленского рифтогенного бассейна.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Лаптевоморская рифтовая система

на участке исследований состоит из Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба и Бельковско-Святоносской зоны грабенов и горстов. Усть-Ленский рифтогенный мегапрогиб занимает почти всю западную часть района и осложнен Усть-Ленской рифтовой зоной, Восточно-Ленским мегагорстом, Северо-Омолыйской и Южно-Омолыйской рифтовыми зонами.

Усть-Ленская рифтовая зона имеет размеры около 120 км × 70 км. Ее границы проходят по высокоамплитудным сбросам. Усть-Ленская рифтовая зона представлена тремя сегментами, состоящими из осевых грабенов рифтовых зон: западного, центрального и восточного, смещенных между собой сдвигами и погруженных до 13–15 км. Западный и центральный сегменты уверенно отождествляются с вытянутыми в субмеридиональном направлении локальными минимумами гравитационного поля. Восточный сегмент Усть-Ленской рифтовой зоны в гравитационном поле не выражен. Западный сегмент Усть-Ленской рифтовой зоны продолжается в северо-западном направлении за пределы района работ. Выделенные по сейсмическим данным сдвиги выражены в гравитационном поле сменой знака поля.

Усть-Ленская рифтовая зона осложнена локальными структурами. Одной из таких локальных структур является структура Омолыйская, состоящая из пяти блоков вращения. Площади отдельных блоков

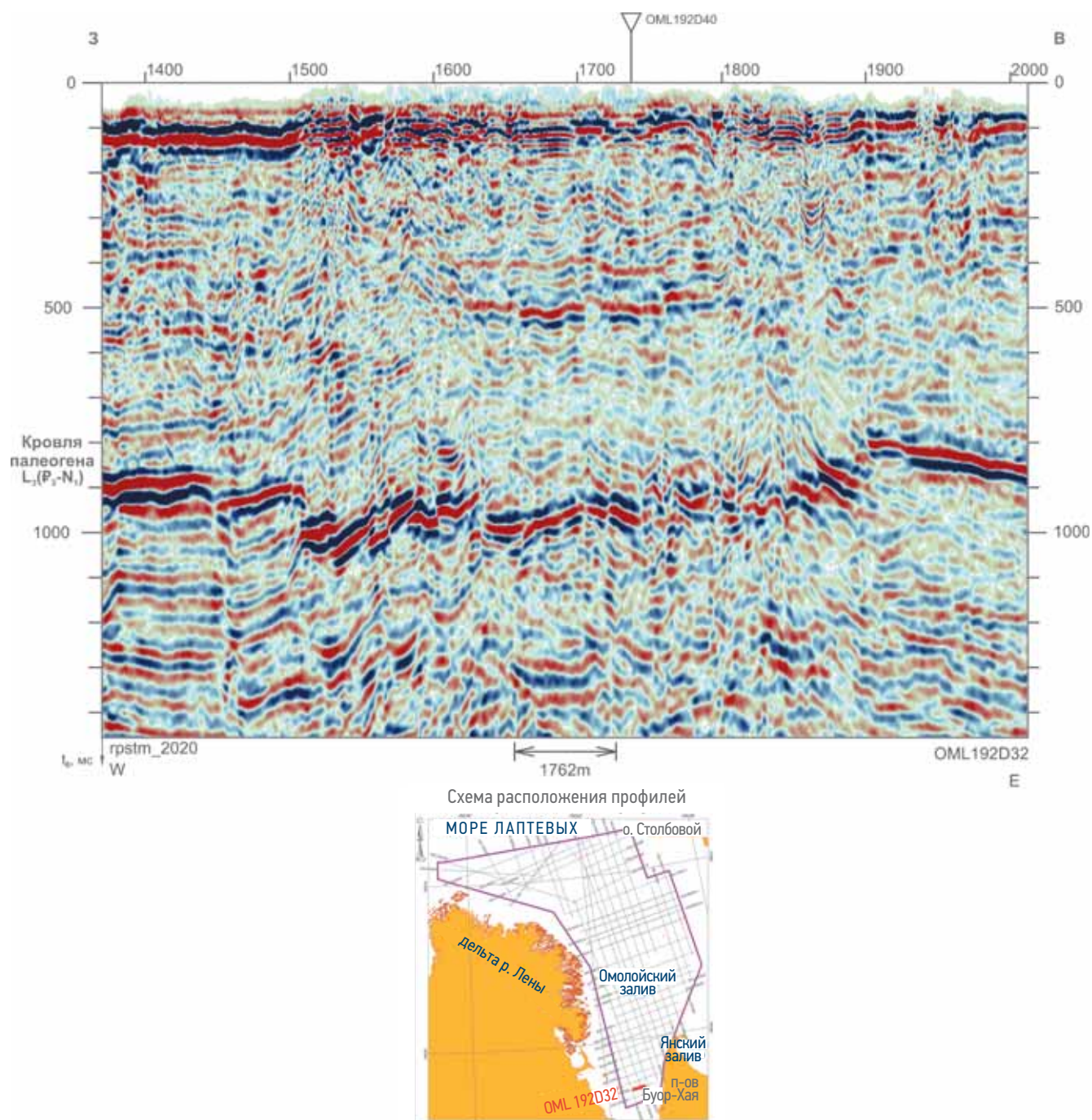


Рис. 5. Черепичное залегание кровли палеогена (ОГ $L_3(P_3-N_1)$) в результате внутрислойного горизонтального сдвига. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю OML192D32. Составлено авторами

Fig. 5. Imbricated occurrence of the Top Paleogene (Reflector $L_3(P_3-N_1)$), resulted from an intralayer horizontal shear. Part of a time seismic section for Line OML192D32. Prepared by the authors

Омолыйской тектонически ограниченной структуры лежат в пределах от 55 до 280 км², амплитуды структур достигают в кровле палеогена 225 м. Суммарная площадь надежно выявленных блоков Омолыйской структуры в кровле палеогена на глубине 700 м равна 570 км². С аналогичными структурами связано известное нефтяное месторождение Голиаф, открытое в норвежской части Баренцева моря в песчаниках триаса и состоящее из пяти блоков вращения.

Восточно-Ленский мегагорст расположен к востоку от Усть-Ленской рифтовой зоны и отделяет ее от Северо-Омолыйской и Южно-Омолыйской рифтовых зон. Мегагорст вытянут в северо-западном направлении и имеет размеры 180 км × 40 км. Подошва осадочного чехла на вершине горста залегает на глубинах 4–5 км и опускается до 7–9 км в его основании. В пределах горста расположено Восточно-Ленское поднятие, состоящее из тектонически ограниченных блоков.

В гравитационном поле Восточно-Ленский мегагорст выражен крупным максимумом субмеридионального простирания.

Северо-Омолуйская рифтовая зона по высокоамплитудным сбросам граничит на западе с Восточно-Ленским мегагорстом, на востоке — с Санниковской региональной ступенью и состоит из трех сегментов: северного, центрального и западного, разделенных сдвигами. Северо-Омолуйская рифтовая зона вытянута в субмеридиональном направлении, имеет размеры 210 км × 50 км и погружена до 10–13 км. Северо-Омолуйская рифтовая зона в гравитационном поле выражена крупным локальным минимумом на ее юге, который соответствует центральному и западному сегментам по сейсмическим данным, и небольшим минимумом на ее севере.

Южно-Омолуйская рифтовая зона занимает юг площади. Размеры рифтовой зоны составляют 160 км × 60 км, глубина погружения подошвы осадочного чехла равна 11–14 км. В гравитационном поле локальным отрицательным минимумом выражена северная депрессия Южно-Омолуйской рифтовой зоны, образованная ступенчатыми полуграбенами и не выделенная как осевой грабен, а осевой грабен лежит в слабоотрицательном гравитационном поле.

В Усть-Ленском рифтогенном прогибе были изучены 41 локальная структура, из которых только две структуры были известны ранее. Большинство структур является тектонически нарушенными. Из 41 локальной структуры 26 структур, в соответствии с достаточной плотной сетью профилей, отнесены к надежно выявленным. Остальные структуры требуют сгущения сети профилей.

Перспективы локальных структур, расположенных вблизи сдвигов и сбросо-сдвигов, значительно возрастают за счет усиления вертикальной миграции углеводородов по разломам. Осадконакопление в рифтовых зонах происходило с участием рек Лены и Омолуй с вероятным образованием литологически ограниченных ловушек углеводородов в палеодельтахх.

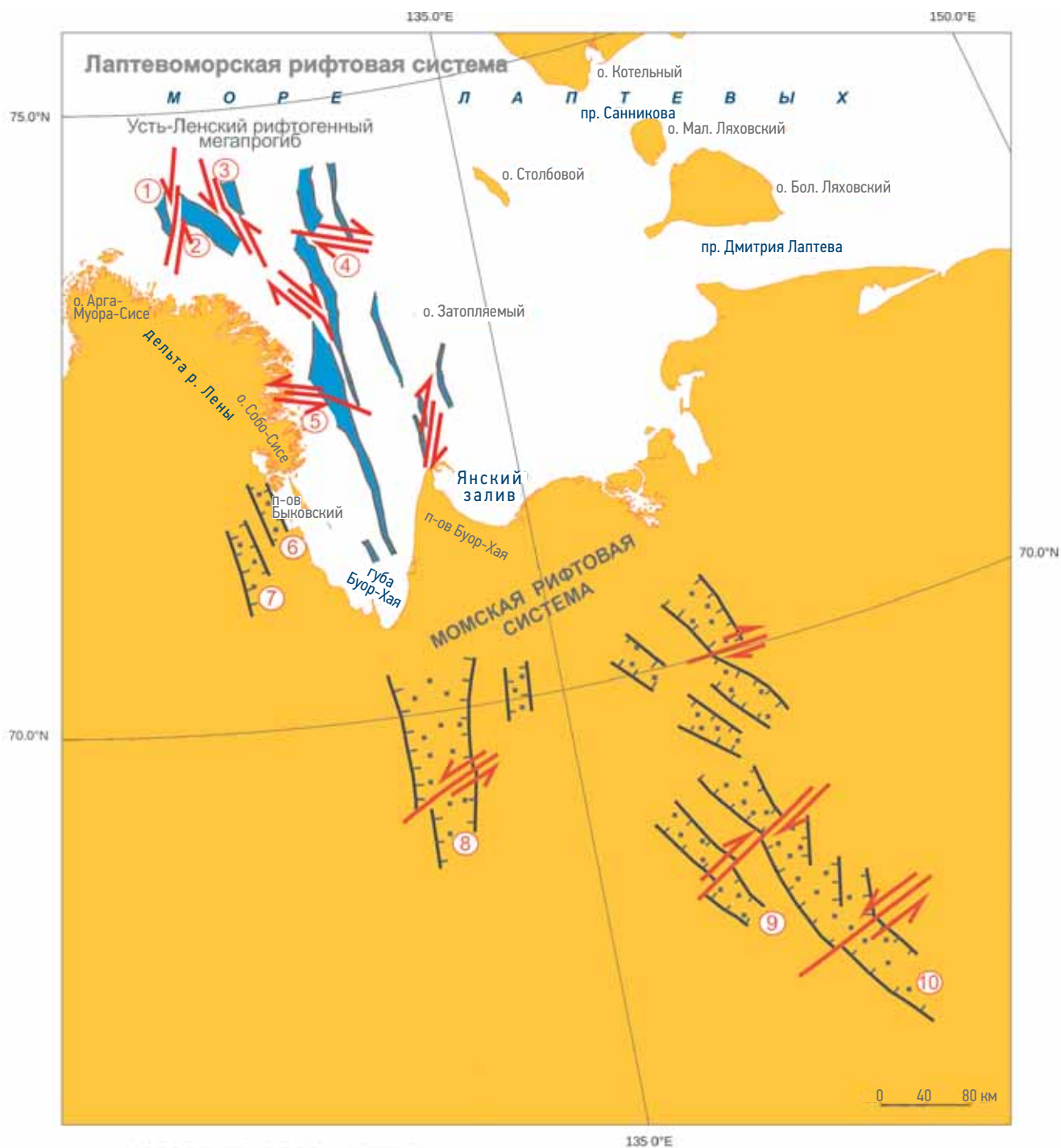
Сопоставление результатов исследований и материалов по прилегающей суше выполнено с использованием полученной схемы горстов и грабенов, на которой показаны Усть-Ленская, Северо-Омолуйская и Южно-Омолуйская рифтовые зоны, входящие в Усть-Ленский мегапрогиб (рис. 6).

На прилегающей суше приведены материалы по Момской рифтовой системе, выраженной пятью грабенами [6]. Общими чертами Лаптевоморской и Момской рифтовых систем является субмеридиональное и северо-западное простирание, деление на отдельные

сегменты со смещением сегментов сдвигами северо-восточного и субширотного простирания. Сегментированными и смещенными сдвигами являются осевые части срединно-океанического хребта Гаккеля, северо-восточной части Байкальской рифтовой системы и других рифтовых систем. Для этих рифтов характерно наличие сдвигов как с левосторонними, так и с правосторонними смещениями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам исследований юго-восточной части моря Лаптевых закрыто белое пятно в южной части Омолуйского залива и подтверждено наличие Лаптевоморской рифтовой системы с Усть-Ленским мегапрогибом. Этот мегапрогиб характеризуется сложным строением с многочисленными дизъюнктивными нарушениями: сбросами, взбросами, сбросо-сдвигами, сдвигами. По полученным материалам обосновано существование двух синсдвиговых систем нарушений: первичной системы, заложенной в палеозое с реактивацией в мезозое и палеозое, и вторичной системы кайнозойского генезиса. Усть-Ленский рифтогенный мегапрогиб, по результатам выполненных работ, состоит из Усть-Ленской, Северо-Омолуйской и Южно-Омолуйской рифтовых зон, объединяющих отдельные сегменты со сдвигами между ними. Рифтовые зоны погружены на глубины до 10–15 км. Объединение полученных результатов и материалов на прилегающей суше с Момской рифтовой системой показало общие черты их строения: наличие кулисообразных сегментов субмеридионального и северо-западного простирания, смещенных сдвигами северо-восточного и субширотного простирания. Сдвиги, вероятнее всего, обусловлены скольжением Лаптевской микроплиты вдоль северной границы Сибирского кратона и вдоль границы Евразийского и Американо-Азиатского бассейнов. Синсдвиговые системы нарушений Усть-Ленского мегапрогиба были сопоставлены с разломами Байкальской рифтовой системы, возникшей на границе Евразийской и Амурской плит. По общности черт тектонического строения хорошо изученная Байкальская система разломов может служить тектонотипом для Лаптевоморской рифтовой системы. Для определения перспективных в нефтегазоносном отношении локальных структур большой интерес представляют выявленные нами блоки вращения,



Условные обозначения

Лаптевоморская рифтовая система

Усть-Ленский рифтогенный мегапрогиб:

- ① ② ③ Усть-Ленская рифтовая зона
- ④ Северо-Омолыйская рифтовая зона
- ⑤ Южно-Омолыйская рифтовая зона

Дизъюнктивные нарушения

- осевые грабены рифтов
- предполагаемые сдвиги

Момская рифтовая система (по Грачеву, 1989):

- ⑥ Кендейский грабен
- ⑦ Согинский грабен
- ⑧ Омолыйский грабен
- ⑨ Неннелинский грабен
- ⑩ Момо-Селенныхский грабен

Рис. 6. Усть-Ленский рифтогенный мегапрогиб Лаптевоморской рифтовой системы и Момская рифтовая система. Составлено авторами
Fig. 6. The Ust-Lena rift-induced megatrough of the Laptev Sea rift system, and the Moma rift system. Prepared by the authors

образованные в асимметричном Усть-Ленском мегапрогибе в условиях простого сдвига. Одной из таких перспективных для накопления углеводородов локальных

структур является структура Омолуйская из пяти блонов вращения с суммарной площадью надежно выявленных блоков, равной в кровле палеогена 570 км².

Список литературы

1. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. — 2000. — № 6. — С. 43–58.
2. Васильева Е.А. Особенности тектонического строения шельфов Арктических морей по материалам сейсморазведочных работ МОВ ОГТ // Геомодель-2014: 16-я научно-практическая конференция по вопросам нефти и газа: тезисы докладов — Геленджик, 8–11 сентября 2014, — 4 с. — <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142206>.
3. Васильева Е.А. Геологическое строение зоны сочленения Лаптевоморского шельфа и Сибирской плиты // Разведка и охрана недр. — 2016. — № 12. — С. 12–17.
4. Васильева Е.А., Юсупова А.Р., Петрушина Е.П., Аксенов И.В., Сорокина Е.Н. Тектоническая карта моря Лаптевых и южной части Северного Ледовитого океана по материалам геофизических работ АО «СМНГ», АО «ДМНГ», АО «РОСГЕО» и АО «МАГЭ». Сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы ГРП на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации, 01–02 июня 2023 года. Вып. 2 — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2023 а. — 2 с.
5. Васильева Е.А., Образцов И.В. Усть-Ленская и Омолуйская рифтовые зоны Лаптевоморского шельфа (материалы сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D 2019–2020 гг.). Сборник материалов конференции ISBN: 978-5-9651-1470-2. ООО «Геомодель», 2023. — 4 с.
6. Грачев А.Ф. Рифтовые зоны Земли. Монография. Изд.-е 2-е, перераб и дополн. — М.: Недра, 1987. — 284 с.
7. Грамберг И.С., Деменицкая Р.М., Секретов С.Б. Система рифтогенных грабенов шельфа моря Лаптевых как недостающего звена рифтового пояса хребта Гаккеля-Момского рифа // Доклады АН СССР — 1990. — Т. 311 — № 3 — С. 689–694.
8. Ярошевский В. Тектоника разрывов и складок. М., 1981. — 243 с.
9. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea Rift // Marine and Petroleum Geology. — 2001. — Vol. 18. — №10. — P. 1083–1127.
10. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореф. дис. ... д-ра геол.- минерал. наук. М.: МГУ им. М.В. Ломоносова — 2009. — 40 с.
11. Лухнев А.В., Саньков В.А., Мирошниченко А.И., Ашурков С.В., Бызов Л.М., Саньков А.В., Башкуев Ю.Б., Дембелов М.Г., Кале Э. Современные деформации земной коры в области сочленения сегментов рифтов центральной части Байкальской рифтовой системы по данным GPS геодезии. Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 11, С. 1814–1825.

References

1. Drachev S.S. Tectonics of the Laptev Sea Rift System. *Geotectonics*. 2000, no. 6, pp. 43–58.
2. Vasilyeva Y.A. Features of the tectonic structure of the shelves of the Arctic Seas based on CDP reflection seismic data. *Geomodel 2014* — 16th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development: abstracts. Gelendzhik, 2014. (In Russian). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142206>
3. Vasilyeva Y.A. Geologic framework of the conjunction zone of the Laptev Sea shelf and the Siberian Plate. *Prospect and protection of mineral resources*. 2016, no. 12, pp. 12–17 (In Russian).
4. Vasilyeva Y.A., Yusupova A.R., Petrushina Y.P., Aksenov I.V., Sorokina Y.N. Tectonic map of the Laptev Sea and the southern part of the Arctic Ocean based on the results of geophysical studies of JSC SMNG, JSC DMNG JSC ROSGEO and JSC MAGE. Collection of the abstracts of the science and applied research conference "The state and prospects of oil and gas geologic exploration on the continental shelf of the Russian Federation", issue 2. St. Petersburg, 1–2 June 2023, VNIIOkeangeologia, 2023. 86 pp. (In Russian).
5. Vasilyeva Y.A., Obratsov I.V. The Ust-Lena and Omoloy rift zones of the Laptev Sea shelf (2D CDP reflection seismic data acquired in 2019–2020). Collection of the Proceedings of the Conference ISBN: 978-5-9651-1470-2. JSC Geomodel, 2023. (In Russian).
6. Grachev A.F. *Rift zones of the Earth. Monograph*. The 2nd edition, revised and enlarged. Moscow: Nedra Publishers, 1987, 284 pp. (In Russian).
7. Gramberg I.S., Dementitskaya R.M., Sekretov S.B. The system of rift-induced grabens of the Laptev Sea shelf as the missing link of the rift belt of the Gakkel Ridge — Moma Rift. *Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR*. 1990, v. 311, no. 3, pp. 689–694. (In Russian).
8. Yaroshevsky W. *Tectonics of faults and folds*. Moscow: Nedra Publishers, 1981, 243 pp. (Translation into Russian).
9. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea Rift // *Marine and Petroleum Geology*. — 2001. — Vol. 18. — № 10. — P. 1083–1127.
10. Timurziyev A.I. *The most recent shear tectonics of the sedimentary basins: tectonophysical and fluid dynamic aspects (in connection with oil-and-gas content)*. Abstract of a thesis for a Doctor of Geology and Mineralogy degree. Moscow, Lomonosov Moscow State University, 2009, 40 pp. (In Russian).
11. Lukhnev A.V., San'kov V.A., Miroshnichenko A.I., Ashurkov S.V., Byzov L.M., San'kov A.V., Bashkuev Yu.B., Dembelov M.G., Calais E. GPS-measurements of recent crustal deformation in the junction zone of the rift segments in the central Baikal rift system. *Russian Geology and Geophysics*. 2013, v. 54, no. 11, pp. 1814–1825. (In Russian).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Васильева — разработала концепцию статьи и методику работ, подготовила текст статьи и макеты рисунков, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Yelena A. Vasilyeva — developed the article concept and the working procedure, prepared the text of the article and the compositions of the figures, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Е.А. Петрушина — приняла участие в организации работ, обеспечила загрузку сейсмических профилей в интерпретационный комплекс, оказала техническую поддержку на всех этапах работ, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.А. Попова — осуществила графическую часть работы, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Л.И. Кожевникова — оформила рисунки к статье в требуемом формате, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Yelena P. Petrushina — took part in organization of the work, provided the loading of seismic lines into the interpretation complex, gave technical support during all stages of the work, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Svetlana A. Popova — carried out the graphical part of the work and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Lyudmila I. Kozhevnikova — arranged figures for the article in the requested format and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елена Алексеевна Васильева* — начальник ГКП-9, АО «Севморнефтегеофизика» АО «Росгео» 183025, Россия, г. Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17. e-mail: vasuleva@mail.ru

Елена Павловна Петрушина — главный геофизик, ГКП-9, АО «Севморнефтегеофизика» АО «Росгео» 183025, Россия, г. Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17. e-mail: PetrushinaEP@rusgeology.ru

Светлана Александровна Попова — ведущий геофизик ГКП-9, АО «Севморнефтегеофизика» АО «Росгео» 183025, Россия, г. Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17. e-mail: PopovaSvA@rusgeology.ru

Людмила Ивановна Кожевникова — инженер 1-й категории, ГКП-9, АО «Севморнефтегеофизика» АО «Росгео» 183025, Россия, г. Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17. e-mail: KozhevnikovaLI@rusgeology.ru

Yelena A. Vasilyeva* — Head of GKP-9, JSC Sevmorneftegeofizika JSC Rosgeo 17, Karla Marxa str., Murmansk, 183025, Russia. e-mail: vasuleva@mail.ru

Yelena P. Petrushina — Chief geophysicist, GKP-9, JSC Sevmorneftegeofizika JSC Rosgeo 17, Karla Marxa str., Murmansk, 183025, Russia. e-mail: PetrushinaEP@rusgeology.ru

Svetlana A. Popova — Leading geophysicist, GKP-9, JSC Sevmorneftegeofizika JSC Rosgeo 17, Karla Marxa str., Murmansk, 183025, Russia. e-mail: PopovaSvA@rusgeology.ru

Lyudmila I. Kozhevnikova — 1-st category engineer, GKP-9, JSC Sevmorneftegeofizika JSC Rosgeo 17, Karla Marxa str., Murmansk, 183025, Russia. e-mail: KozhevnikovaLI@rusgeology.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

О МЕХАНИЗМАХ ФОРМИРОВАНИЯ СКЛАДЧАТОСТИ И ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА В ПРОГИБЕ СОРОКИНА

© Коллектив авторов,
2023



С.К. Шельтинг*, А.А. Шейков, С.В. Прокопцева

АО «Южморгеология», РФ, Геленджик

Электронный адрес: SheltingSK@rusgeology.ru

Существует две точки зрения на геологию и природу складчатости прогиба Сорокина. Сторонники первой рассматривают складки как диапиры, формировавшиеся в толще майкопского заполнения краевого прогиба в условиях латерального сжатия со стороны вала Шатского и поднятия Тетяева. Сторонники второй интерпретируют серию складчато-надвиговых дислокаций в основании материкового склона как структуры аккреционного клина дислоцированных осадков, залегающих на субокеанической коре в зоне псевдосубдукции литосферы Черного моря под Крым.

Цель. Уточнение представлений о геологическом строении майкопской толщи в прогибе Сорокина как одной из самых перспективных площадей Черноморского региона для поиска месторождений углеводородов.

Материалы и методы. На основании данных сейсмического профилирования высокого разрешения, полученных при выполнении геологической съемки на листах L-36-XXXV, XXXVI выполнено сейсмостратиграфическое расчленение толщи осадочного заполнения прогиба Сорокина, изучены и описаны дислокации в разрезе майкопа — раннего плейстоцена.

Результаты. Показана гравитационная природа складчатости майкопской серии в прогибе Сорокина. Оконтуры Южнокрымский и Южнокерченский олистостромы, прослежены поверхности срыва в подошве олистостромов в низах майкопской серии. В верхней части материкового склона закартирована поверхность стенок срыва в тылу олистостромов, ниже располагаются гигантские олистолиты деляпсивной (соскальзывающей) части крупноблоковых оползней Южнокрымского и Южнокерченского олистостромов. Вблизи границы детрузивной части олистостромов под боковым давлением от веса олистолитов деляпсивной части, пакеты оползневых блоков выжимаются вверх, образуя серию надвиговых дислокаций (чешуй). В дистальной части оползневых тел формируются асимметричные складки пропагации разломов. К локальным поднятиям рельефа кровли майкопских глин над растущими складками пропагации приурочены зоны газонасыщения осадков, связанные с латеральной миграцией газов по разрывным дислокациям. С зонами АВГД и скоплений флюидов связано развитие грязевого вулканизма: образование подводящих каналов, зон миграции флюидов, грязевулканических построек, сипов, газовых факелов и др.

Заключение. Прогиб Сорокина — одна из самых перспективных площадей Черноморского региона для поиска месторождений углеводородов. Полученные сведения о гравитационной природе складчатости в прогибе необходимо учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности и разработке стратегии освоения углеводородного потенциала Черного моря.

Ключевые слова: Черное море, прогиб Сорокина, Крым, геологическая история, олистостромы, тектоника, геодинамика, майкопская серия, надвиги, образование складок, диапиры, грязевые вулканы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнялась в рамках контракта с ФГБУ «ВСЕГЕИ» № 15-3/20-2.

Благодарность: авторы выражают искреннюю благодарность: Оргкомитету 10-й юбилейной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2023. Геонауки: время перемен, время перспектив», отметившему наш доклад на конференции и предложившему подготовить настоящую публикацию. Главному геологу АО «Южморгеология», д.г.-м.н., чл.-кор. РАЕН Борису Васильевичу Сенину, который поддерживал нас в период камеральных работ и предложил опубликовать полученные результаты.

Для цитирования: Шельтинг С.К., Шейков А.А., Прокопцева С.В. О механизмах формирования складчатости и грязевого вулканизма в прогибе Сорокина. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):62–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-62-72>

Статья поступила в редакцию 09.06.2023

Принята к публикации 31.06.2022

Опубликована 29.09.2023

ON THE FORMATION MECHANISMS OF FOLDING AND MUD VOLCANISM IN THE SOROKIN TROUGH

Sergey K. Shelting*, Anatoly A. Sheikov, Svetlana V. Prokoptseva

Yuzhmorgeologiya JSC, RF, Gelendzhik

E-mail: SheltingSK@rusgeology.ru

Abstract. There are two points of view on the geology and the nature of folding of the Sorokin trough. The proponents of the first one consider the folds as diapirs, developed within the Maikop filling of the marginal trough during lateral compression from the side of the Shatskiy swell and the Tetyaev uplift. The proponents of the second one interpret a series of fold-thrust dislocations at the base of the continental slope as structures of

an accretionary wedge of dislocated sediments deposited on the suboceanic crust in the pseudosubduction zone of the Black Sea lithosphere under the Crimea.

Objective. To clarify the understanding of the structure of the Maikop series sediments within the Sorokin trough, taking into account that the trough is one of the most promising areas of the Black Sea region for hydrocarbon exploration.

Materials and methods. Based on the high-resolution seismic data obtained during the geological survey on sheets L-36-XXXV, XXXVI, a seismostratigraphic subdivision of sedimentary filling of the Sorokin trough was performed, faulting and folding in the rocks of the Maikop-Early Pleistocene formation were studied.

Results. The gravitational nature of folding in the rocks of the Maikop series within the Sorokin trough is shown. The South Crimean and South Kerch olistostromes are outlined and the surfaces of the detachment faults at the base of the olistostromes, in the lower part of the section of the Maikop series, are traced. In the upper part of the continental slope, the surface of the main scarp at upper edge of the olistostromes is mapped; below, giant olistoliths of the block rotational slides of delapsive part (sliding part) of the South Crimean and South Kerch olistostromes are located.

Near the boundary of the detrusive part (extrusive part) of the olistostromes, under lateral pressure from the weight of the olistoliths of the delapsive part, the slabs of landslide blocks are squeezed upward, forming a series of thrust sheets. At the outer boundary of the detrusive part of the olistostromes, asymmetric folds of fault propagation are formed. Zones of gas saturation of sediments associated with lateral migration of gases along rupture dislocations are confined to local uplifts of the top relief of the Maikop clays above growing folds of propagation. The development of mud volcanism is associated with AHFP zones and fluid accumulations: the formation of feeder channels, collapse depressions, mud pies or volcanic cones, fluid migration zones, gas seeps, etc.

Conclusion. The Sorokin Trough is one of the most promising areas of the Black Sea region for hydrocarbon exploration. The obtained information about the gravitational nature of folding in the trough should be taken into account when assessing the prospects for oil and gas potential and developing a strategy for developing the hydrocarbon potential of the Black Sea.

Keywords: the Black Sea, the Sorokin trough, the Crimea, geological history, olistostromes, tectonics, geodynamics, the Maikop series, thrusts, fault-propagation fold, folding, diapir, mud volcanoes

Funding: the work was carried out under the contract with FGBU "Russian Geological Research Institute (VSEGEI)" No. 15-3/20-2.

Acknowledgements: we thank to The Organizing Committee of the 10th anniversary EAGE Saint Petersburg International Conference "St. Petersburg 2023. Geosciences: a time of change, a time of prospects", who noted our report at the conference and proposed to prepare this publication. A special thank goes to Dr. Sci. Boris V. Senin, the Chief geologist of JSC Yuzhmorgeologiya, who supported us when doing the work and advised to publish the obtained results.

Conflict of interest: authors do not have any conflict of interest.

For citation: Shelting S.K., Sheikov A.A., Prokoptseva S.V. On the formation mechanisms of folding and mud volcanism in the Sorokin trough. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):62–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-62-72>

Manuscript received 09.06.2023

Accepted 31.06.2022

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Прогиб Сорокина протягивается у подножия материкового склона вдоль южного берега Крыма, от меридиана мыса Чауда до меридиана мыса Кикинеиз. Северный крутой его борт сопряжен с уступом материкового склона. Пологий южный борт образует северное продолжение вала Шатского — поднятие Тетяева. Амплитуда прогиба по кровле мезозойских образований (горизонт III (H)) достигает 3,8 км, отметки кровли увеличиваются от 5,2 км на поднятии Тетяева до 9 км в депоцентре. Прослеживание горизонта III на северном крутом борту прогиба, сопряженном с уступом материкового склона затруднено, здесь предполагается наличие сбросов большой амплитуды. Характерной особенностью комплекса заполнения

прогиба является развитие складчатых деформаций, впервые выявленных работами ВНИИГеофизики в 1964 году. А.П. Милашин назвал складки прогиба криптодиапирами, сложенными майкопской серией [1]. Предложенная А.П. Милашиным интерпретация природы складок прогиба легла в основу геологических построений в публикациях Д.Д. Туголесова и др. [1, 2 и др.], а позже и в серии работ, посвященных результатам специализированных исследований грязевого вулканизма в прогибе в 1996 и в 2002 годах [3–6] и последовавших за ними публикациях [7–9 и др.]. Практически без изменений воспроизводятся представления о диапировой складчатости в прогибе Сорокина в работах, основанных на анализе новейших данных сейсморазведки. Так, в работе П.Ф. Гожики (2010 год) говорится,

что кайнозойские отложения образуют «систему складок различного генезиса, преимущественно, диапиров», формировавшихся в результате «мощного латерального сжатия на северо-северо-запад со стороны вала Андрусова и поднятия Тетяева, а также вала Шатского», которое повлекло «аномально высокие пластовые давления в разрезе майкопа, вытеснение флюидонасыщенных породных комплексов на поверхность дна» [10]. Представление о «диапировых грядках» в прогибе нашло отражение и в изданной в 2019 году объяснительной записке листа L-36 (К-36) ГК-1000/3 [11].

С критикой упрощенного подхода к изучению складчатых деформаций у побережья Крыма, при котором все асимметричные складки были «переинтерпретированы в диапировые структуры», возникшие как следствие плотностной инверсии майкопских глин, выступил в 1989 году А.А. Терехов [12]. На основании анализа материалов МОВ ОГТ треста «Южморнефтегазгеофизразведка» им показано чешуйчато-надвиговое строение отложений основания материкового склона. Позже представления А.А. Терехова были развиты в публикациях В.В. Юдина, показавшего на материалах новейших работ ОГТ, что складки в выделяемой им «Батиальной» подзоне Прикрымской чешуйчато-надвиговой зоны имеют не диапировое, а принадвиговое происхождение [13]. Высокоамплитудными принадвиговыми складками (thrust-related folds) названы основные структуры прогиба и в работе Г. Сидоренко и др. [15].

Таким образом, существует две точки зрения, по-разному трактующие геологию и природу складчатости прогиба Сорокина. Учитывая, что область прогиба является одной из самых перспективных площадей Черноморского региона в отношении ресурсов углеводородов (УВ), уточнение существующих представлений о геологическом строении комплекса майкопской толщи в прогибе является приоритетной задачей для оценки УВ потенциала и разработки стратегии поисковых работ в глубоководной части Черного моря.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА

Прогиб Сорокина, расположенный в нижней части и на подножии материкового склона, заполнен толщей отложений майкопской серии (5,0 км), перекрытых чехлом средне-миоцен-четвертичных отложений (3,5 км) [15]. Стратиграфическое расчленение комплекса заполнения прогиба основывается на выделении и корреляции опорных отражающих

горизонтов IIa — в кровле эоцена, Ia — в кровле нижнего миоцена, B — в подошве зоплейстоцена [16]. Горизонт IIa в наиболее погруженной части прогиба залегает на глубине более 8 км, а на поднятии Тетяева — на глубине 5,2 км [1].

До половины всего объема кайнозойского выполнения прогиба составляет сейсмокомплекс Ia-IIa, нарушенный складками и ассоциирующийся с отложениями майкопской серии. Складки отчетливо выражены в кровле майкопа и проявляются в вышележащих толщах, образующих покровный комплекс. Складки бескорневые, залегающая в подошве майкопа толща палеоцен-эоцена (сейсмокомплекс III-IIa) не подверглась складчатым деформациям или они выражены очень слабо [1].

При большом разнообразии оценок природы прогиба Сорокина общепринятой остается предложенная А.П. Милашиным и развитая в работах Д.А. Туголесова, М.К. Иванова, А.Ф. Лимонова и др. [1, 3, 4] модель краевого прогиба, заполненного глинистыми породами майкопской серии мощностью до 5 км, нарушенными интенсивной диапировой складчатостью и разломами, которые прослеживаются и в отложениях покровного комплекса. Нарушения затухают вблизи подошвы майкопа. В прогибе выделяется 4 линейные антиклинальные зоны, объединяющие до 20 бескорневых складок. В центральной части прогиба оси антиклиналей простираются в субширотном направлении, в западной части направление простирания меняется на юго-западное, а в восточной — на восточно-северо-восточное [4]. Деформации сжатия способствуют миграции жидкости/газа к морскому дну и образованию грязевых вулканов, расположенных в основном на склонах диапиров [4, 5]. На опубликованных сейсмических разрезах газонасыщенные осадки в ядрах складок, которые интерпретируются в прогибе как диапировые, обычно выглядят как изолированные поднятия с хаотической/прозрачной записью, «пронизывающие» вышележащие отложения, иногда достигающие морского дна [7, 12, 4 и др.]. На основании анализа обширного фактического материала региональных работ МОВ ОГТ, выполненных в период с 1982 по 1986 год трестом «Южморнефтегазгеофизразведка», А.А. Тереховым в основании материкового склона описана серия надвиговых чешуй северного падения, а складки в отложениях майкопской серии интерпретируются как опрокинутые к югу принадвиговые асимметричные антиклинали [12]. В.В. Юдиным в области прогиба Сорокина (в выделяемой

им Батиальной подзоне Прикрымской складчато-надвиговой зоны) наряду с секущими слоистость надвигами (рэмпам) описаны послонные срывы (флэты). В аллохтонах наиболе высокоамплитудных надвигов выделяются ретронадвиги обратного южного наклона, местами переходящие во флэты. Принадвиговые складки Батиальной подзоны представляют собой линейные и брахиформные бескорневые асимметричные антиклинали. Разделяющие их синклинали — более широкие, иногда переходящие в осложненные моноклинали. Крупные и высокоамплитудные антиклинали приурочены к фронтальным частям надвигов и к параавтохтонам. В тылу аллохтонов они более симметричные и менее нарушенные [13].

Важным результатом исследований В.В. Юдина стало выявление в разрезе осадочного заполнения прогиба подводных олистором, Южнокрымской и Южнокерченской [13, 14]. В серии публикаций В.В. Юдиным показана гравигенно-оползневая природа сбросов, выделяемых в теле олистором.

Работами 1996 и 2003 годов в прогибе обнаружено 16 грязевых вулканов [4, 5]. В составе обломочного материала в грязевулканической брекчии вулканов Двуреченский, Ялта, Казанов, NIOZ, Одесса, Тбилиси обнаружены обломки известняков плиоцен-плейстоценового возраста и глинистых пород майкопской серии. Микропалеонтологические исследования показали, что основным материалом для формирования матрикса брекчии являются плейстоценовые серые кремнистые глины, также может присутствовать материал майкопских глин.

Прогиб Сорокина — вероятный очаг генерации УВ. В кайнозойской части разреза изучены нефтематеринские свойства отложений майкопа. В Керченско-Таманском прогибе, где отложения майкопской серии вскрыты скважиной Субботина-403, низы миоценовой части майкопа сложены глинами с прослоями алевролитов со слоями песчаника вблизи ее основания. Олигоценная часть представлена глинами, ближе к ее основанию с прослоями алевролитов и песчаников. На месторождении Субботина из прослоев алевро-песчаников олигоцена получены притоки нефти [10, 15].

На основании петрографических исследований, ИК-спектроскопии керогена, пиролиза по методу RockEval и газовой хроматографии хлороформенных битумоидов установлено, что олигоценная часть майкопского разреза характеризуется наличием сапропелевого органического вещества (ОВ) и повышенным нефтематеринским потенциалом, а миоценовая — более гумусового ОВ

с повышенным газоматеринским потенциалом [18]. Генерационный потенциал майкопских глин изменяется от 0,29 до 12,87 кг УВ/т породы. Зрелость ОВ в изученных образцах соответствует началу главной фазы нефтеобразования [18, 19].

ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЧЕРНОГО МОРЯ РЕКОМЕНДУЕТСЯ УЧИТЫВАТЬ ВЫЯВЛЕННУЮ ГРАВИТАЦИОННУЮ ПРИРОДУ СКАДЧАТОСТИ МАЙКОПСКОЙ ТОЛЩИ В ПРОГИБЕ СОРОКИНА.

При значительных расхождениях в оценке природы прогиба Сорокина представления о механизме формирования складок в отложениях майкопа сводятся к двум основным версиям. Первая, более распространенная, рассматривает развитие складчатости (диапировой складчатости в породах майкопской серии) как результат латерального сжатия со стороны вала Андрусова, поднятия Тетяева и вала Шатского [3–5, 10, 15]. Предполагается, что сжатие способствовало образованию зон аномально высоких пластовых давлений в осадках майкопа и вытеснению насыщенных флюидами масс в верхние горизонты разреза. Считая, что зона развития диапировых складок прогиба Сорокина продолжается в Керченско-Таманский прогиб, авторы [1, 2, 16] пришли к выводу о соединении прогибов.

Сторонники второй версии интерпретируют складчато-надвиговые дислокации в основании материкового склона как структуры аккреционного клина дислоцированных осадков, залегающих на субокеанической коре в зоне псевдосубдукции литосферы Черного моря под Крым [12, 14]. Сторонники этой версии отказываются от выделения прогиба [13] и не принимают майкопский возраст комплекса заполнения, полагая, что на материковом склоне и у его подножия выходят мезозойские образования, известные на Крымском побережье [12].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ РАБОТ

Сейсмические данные высокого разрешения получены при выполнении геологосъемочных работ на листах L-36-XXXV, XXXVI по контракту с ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Профилерование МОВ-ОГТ 2Д выполнялось на НИС «Аквамарин» в 2021 году. Работы производились с 240-канальной плавающей косой «Sercel SEAL 408 XL» длиной 3000 м. Шаг каналов сейсмокося — 12,5 м. В качестве

источника сейсмического сигнала использован групповой пневмоисточник «Bolt 1900LLXT», содержащий двенадцать излучателей общим объемом 24,3 л. Контроль позиционирования кось обеспечивала система «Digicourse 5011 Compasses». Интервал излучения сигналов составлял 25 м, что обеспечивало 60-кратное перекрытие отраженных волн ОГТ.

Данные МОВ ОГТ обработаны по стандартному графу. Для всего объема данных выполнена постобработка, включающая процедуры деконволюции, переменной во времени полосовой фильтрации, миграции (FKMIG), динамического выравнивания амплитуд (DYNQU).

В период камеральной обработки материалов на основании сопоставления с материалами работ ОГТ прежних лет [16], выполнено сейсмостратиграфическое расчленение разреза дочетвертичных и четвертичных образований. На всей площади прогиба прокоррелированы опорные горизонты V, IV, III, IIa, Ia, B, Б и др. (рис. 1), построены структурные схемы (рис. 2), выделены сейсмолиты палеоцен-эоцена (III-IIa), майкопа (IIa-Ia), миоцен-плиоцена (Ia-B), гурия (B-Б) и неоплейстоцена (Б-поверхность дна), построены карты изопохит.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Материалы сейсмического профилирования ОГТ на листах L-36-XXXV, XXXVI позволили выяснить гравитационную природу складчатости майкопской толщи в прогибе Сорокина [20, 21]. На сейсмопрофилях выше горизонта IIa в подошве миоцена оконтурены выделяемые В.В. Юдиным [6] Южнокрымский (ЮКрО) и Южнокерченский (ЮКЧО) олистостромы, в низах майкопской толщи, в подошве оползневых тел, прослежены поверхности срыва (скольжения) (рис. 1, 3).

В западной части прогиба, к ЮЗ от м. Мартыан, в верхней части материкового склона картируется круто наклонная поверхность стенки срыва в тылу оползневых тел ЮКрО. Ниже стенки срыва, в средней части склона, расположена верхняя оползневая терраса соскальзывающей (деляпсивной по Е.В. Шанцеру) части крупноблокового оползня ЮКрО (рис. 3). Вес гигантских блоков — олистолитов, расположенных в средней части материкового склона, — играет роль активного ускорителя оползневой процесса и обуславливает выпирание в детрузивной части. Фронтальный участок деляпсивной части оползня смещается в основном пассивно, под боковым

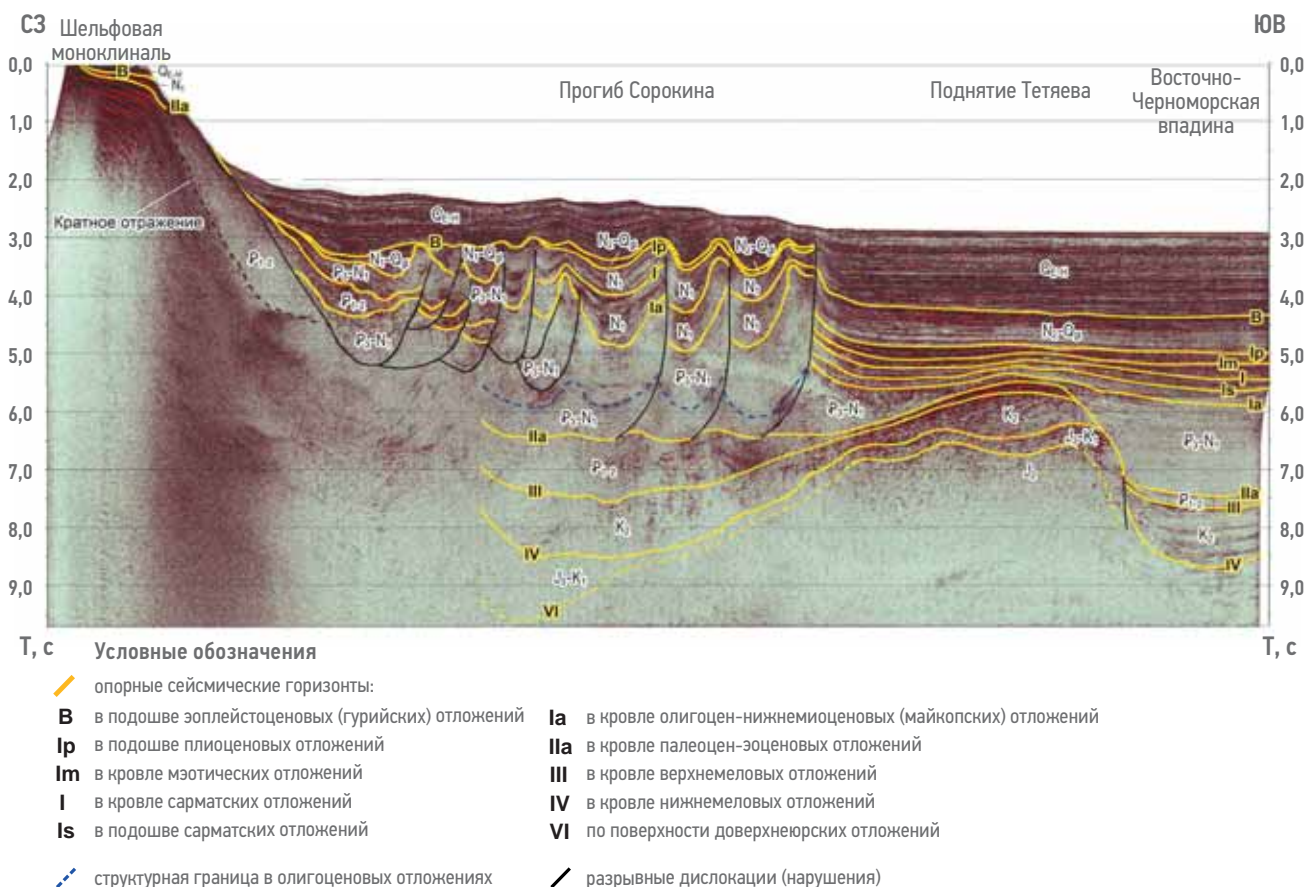


Рис. 1. Временной сейсмический разрез МОВ ОГТ по линии 1 на рис. 2. Составлено авторами
Fig. 1. Stacked seismic data CDP seismic reflection method along line 1 in Fig. 2. Prepared by the authors

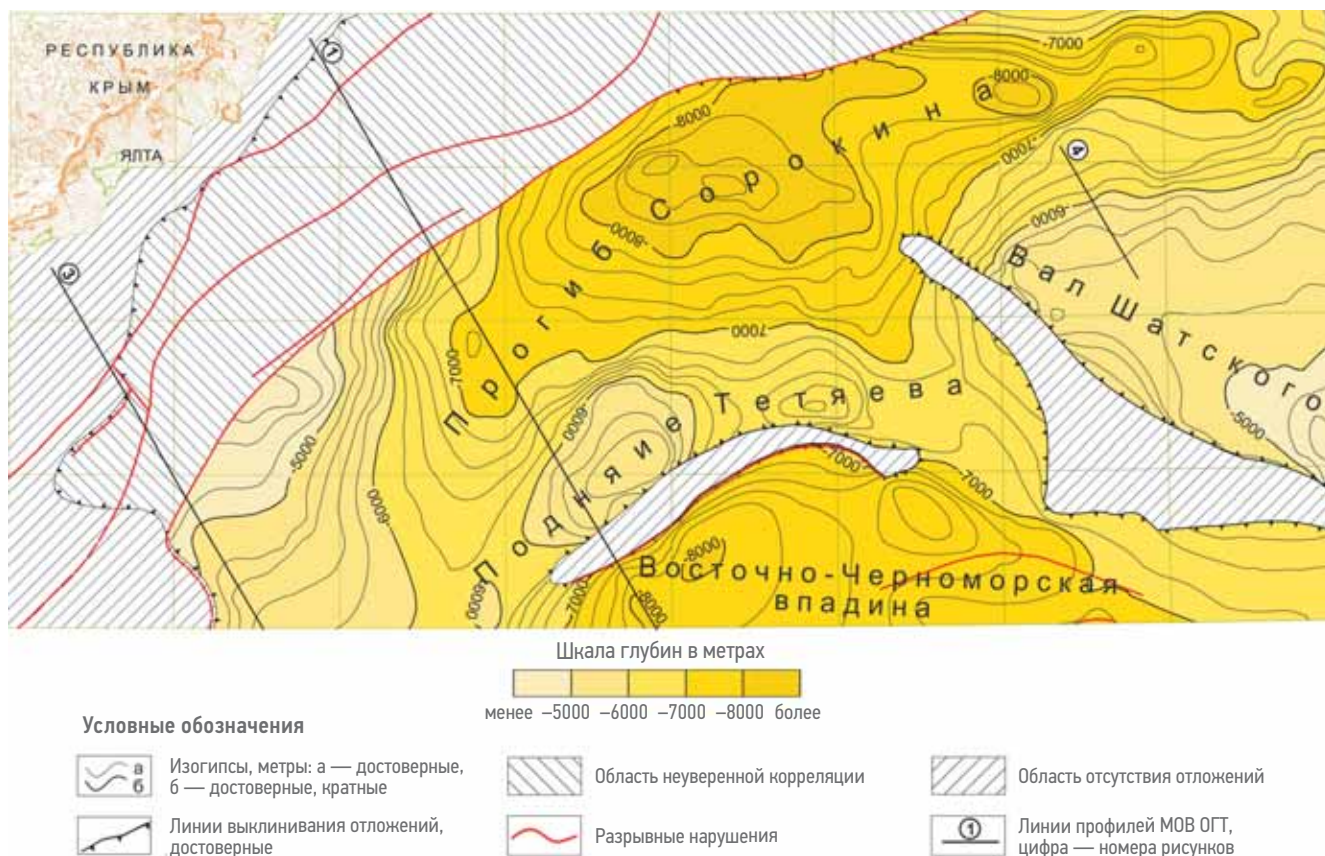


Рис. 2. Структурная схема по сейсмогоризонту IIa в кровле палеоцен-эоценовых отложений. Составлено авторами
Fig. 2. Structural scheme for the seismic horizon IIa in the layer of the Paleocene-Eocene deposits. Prepared by the authors

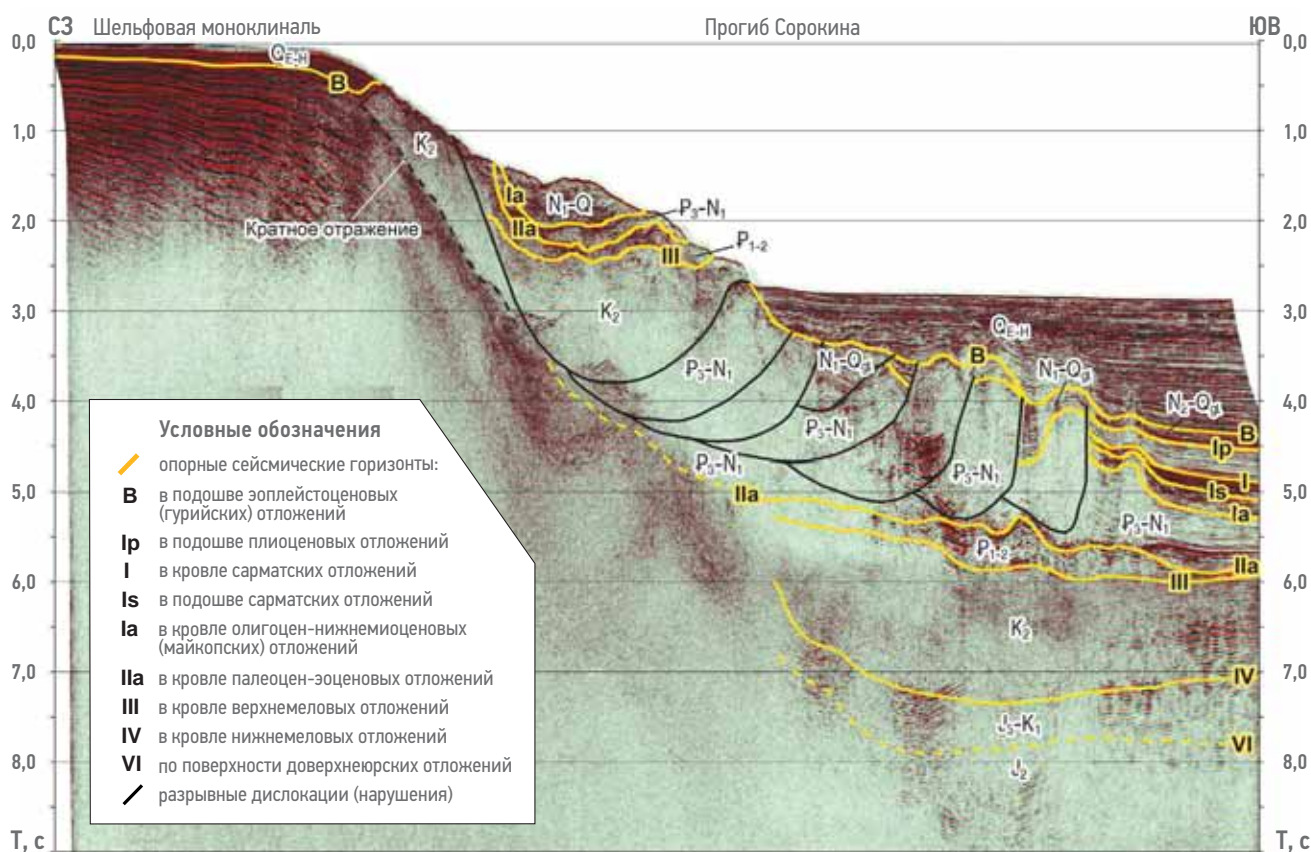


Рис. 3. Временной сейсмический разрез МОВ ОГТ по линии 1 на рис. 2. Условные обозначения на рис. 1. Составлено авторами
Fig. 3. Stacked seismic data CDP seismic reflection method along line 1 in Fig. 2, legend Fig. 1. Prepared by the authors

напором от ее тыловой активной зоны. Здесь возникают дополнительные поверхности среза, дробящие единые блоки на отдельные пакеты, частично надвигающиеся друг на друга.

В восточной части прогиба, к востоку от Алушты, нижняя граница круто наклонной поверхности стенок срыва в тылу оползневых тел ЮКЧО проходит в нижней части материкового склона. Блоки расположенной ниже стенки отрыва деляпсивной части оползня ЮКЧО картируются вблизи основания и в подошве склона. Материковый склон на этом участке разворачивается к югу, в том же направлении происходит общее перемещение крупных блоков-олистолитов в тыловой части ЮКЧО. На локальном уровне перемещения блоков-олистолитов контролируются топографией поверхности домайкопских пород (рис. 2). Её рельефом определяется формирование листрических сбросов в тылу олистолитов, направление падения сместителей. К числу структур, контролируемых уклонами локальных форм рельефа горизонта IIa, относится и серия субмеридиональных листрических сбросов, описанных Дж. Вудсайдом в восточной части прогиба [4]. У внешней границы деляпсивной части ЮКЧО главная поверхность скольжения переходит через точку низшего положения и начинает подниматься вверх. На этом участке, в детрузивной части оползней ЮКЧО, составляющие оползневые блоки пакеты начинают выжиматься вверх, образуя серию взбросов и крутых надвигов — надвиговых чешуй

северного падения, секущих слоистость надвигов (rampr), послонных срывов (flat), ретронадвигов обратного южного наклона и др. структурных форм, описанных в работах А.А. Терехова и В.В. Юдина [12, 13].

Вблизи фронта детрузивной части оползней ЮКЧО располагается 4 связанные с надвигами асимметричные антиклинальные зоны. Антиклинали бескорневые, линейные и брахиформные с южной вергентностью. Данные сейсморазведки высокого разрешения позволили установить единство природы складок и разломных дислокаций в детрузивной части ЮКЧО. На сейсмических разрезах при нормальном соотношении вертикального и горизонтального масштабов (1:1) удалось проследить развитие антиклиналей, как взбросо-складок (складок проагинации разломов), образующихся при затухании секущих слоистость надвигов (рампы) (рис. 4). Взбросо-складки асимметричные, с крутыми фронтальными и более пологими тыловыми крыльями. Наклон тылового крыла складок равен либо меньше наклона рампы. Расположение зоны развития складчатости ЮКрО, определяется топографией кровли домайкопских пород. Зона складчатости в детрузивной части ЮКЧО приурочена к пологому уступу южного борта прогиба, над которым мощность отложений майкопа уменьшается до 1 км. Субширотное простирание осей зон складчатости отражает общее южное направление перемещения ЮКЧО. В детрузивной части оползней ЮКрО, как и в ЮКЧО, происходит развитие секущих

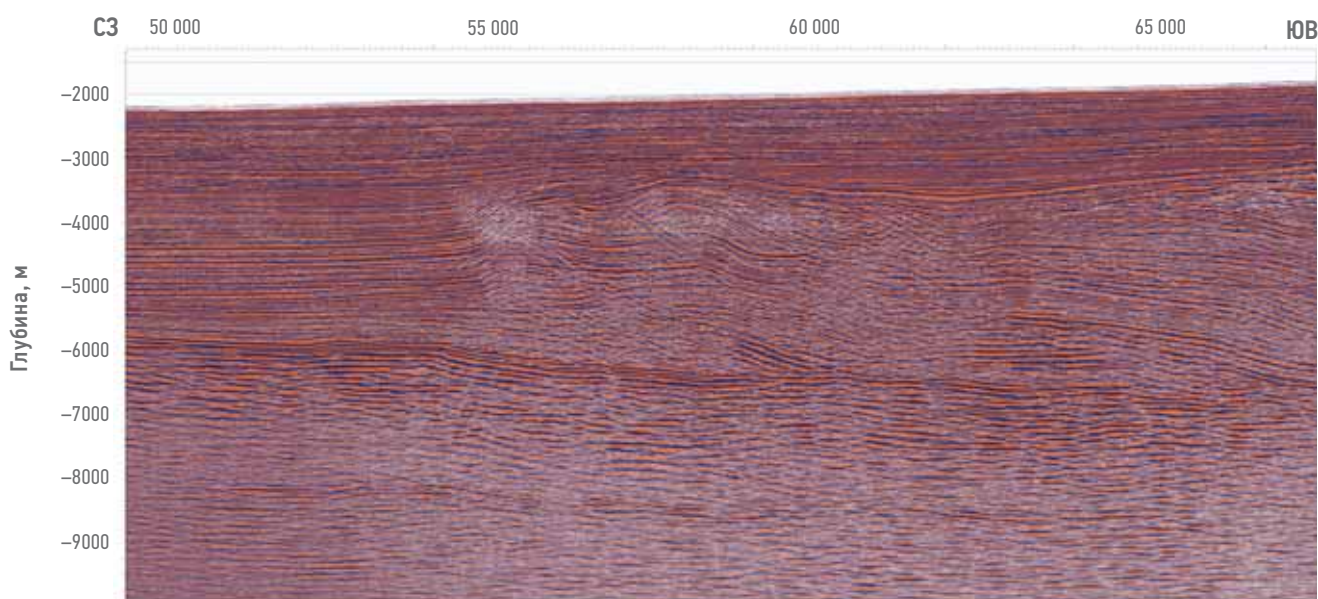


Рис. 4. Взбросо-складка в детрузивной части оползня Южнокерченского олистодрома, фрагмент глубинного разреза МОВ ОГТ по линии 1 на рис. 2. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов 1:1. Составлено авторами

Fig. 4. Fault-propagation in detrusion part of the slide South Kerch olistostrome, line section of CDP seismic reflection method along line 1 in Fig. 2. The ratio of vertical and horizontal scales is 1:1. Prepared by the authors

слоистость надвигов, надвиговых чешуй, послонных срывов и ретронадвигов южного наклона. В дистальной части оползневых тел, перед уступом южного борта прогиба, располагается серия связанных с ростом надвигов асимметричных взбросо-складок. Простирание осей зон складчатости с северо-востока на юго-запад соответствует общему юго-восточному направлению перемещения образований ЮКрО.

ЮКрО располагается на участке центриклинального замыкания прогиба Сорокина в его узкой западной части, вследствие чего зона развития складок в детрузивной части ЮКрО приближена к основанию материкового склона (рис. 2).

Активный рост складок начался в позднем олигоцене–миоцене, не ранее завершения формирования майкопской толщи, после начала развития ЮКрО и ЮКЧО. Продолжался он в раннем плейстоцене, о чем свидетельствует уменьшение на сводах антиклиналей мощности синтетонических отложений миоцена–плиоцена (сейсмокомплекс Ia-B), зоплейстоцена (сейсмокомплекс B-B) и нижнего звена плейстоцена (сейсмокомплекс Б-А). То, что активное развитие оползневых процессов продолжалось в раннем плейстоцене, подтверждается также присутствием в разрезе олистолитов ЮКрО и ЮКЧО пакетов отложений зоплейстоцена.

К расположенным над растущими взбросо-складками локальным поднятиям рельефа кровли майкопских глин приурочены зоны газонасыщения осадков. Связаны они с латеральной миграцией газов по разломам и в толще осадков. Аккумуляция газа в мини-ловушках, расположенных в сводах складок на периферии секущих слоистость надвигов-рампов, обуславливает образование зон АВПД. Покрышками зон АВПД могут быть майкопские глины, глинистые прослои покровных комплексов, экраны, образованные газогидратами, присутствие которых подтверждается обнаружением в разрезах ярких пятен, указывающих на скопление свободного газа ниже подошвы зоны стабильности газогидратов [7].

Образование над надвигами взбросо-складок зон АВПД и скоплений флюидов обуславливает развитие грязевого вулканизма: образование подводных каналов, зон миграции флюидов, грязевулканических построек, кальдер и др. [5]. Корни грязевых вулканов располагаются в кровле майкопа, вблизи подошвы плиоцен-плейстоценовых отложений, поэтому основным материалом матрикса грязевулканических брекчий являются серые плейстоценовые кремнистые глины, а в составе обломочного материала

преобладают обломки известняков плиоцен-плейстоценового возраста, реже — аргиллитов майкопа [8, 7, 12].

Активный грязевой вулканизм, признаки наличия в разрезах газа, выходы газа на морском дне свидетельствуют о наличии связанных с областью прогиба активных генерационно-аккумулятивных систем. Перспективы нефтегазоносности прогиба Сорокина в первую очередь связаны с отложениями майкопской серии, которая может выступать как нефтепроизводящая толща и как совершенная крышка, и в ней в определенных условиях могут формироваться коллекторы [17]. Сеть распределения генерированных УВ связывается с разломно-трещинными каналами, сопровождающими складчато-надвиговые структуры детрузивной части оползней ЮКрО и ЮКЧО. Аккумуляция УВ может быть приурочена к терригенным (песчано-алевритовым) резервуарам как в сводах антиклинальных и брахиантиклинальных структур, так и в неантиклинальных объектах, выступающих в роли структурных и структурно-литологических ловушек — пластовых и многопластовых, в том числе литологически и тектонически экранированных.

ВЫВОДЫ

Полученные при выполнении геологосъемочных работ на листах L-36-XXXV, XXXVI материалы сейсмического профилирования ОГТ высокого разрешения позволили уточнить существующие представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности прогиба Сорокина.

1. Показана гравитационная природа складчатости майкопской толщи в прогибе Сорокина.
2. Оконтуры Южнокрымский и Южнокерченский олистостромы, в низах майкопской толщи прослежены поверхности срыва в подошве оползневых тел.
3. В верхней части материкового склона картируется поверхность стенок срыва в тылу олистостромов, ниже располагаются гигантские олистолиты деляпсивной (соскальзывающей) части крупноблоковых оползней Южнокрымского и Южнокерченского олистостромов. Вблизи границы детрузивной части олистостромов под боковым давлением от веса олистолитов деляпсивной части пакеты оползневых блоков выжимаются вверх, образуя серию надвиговых чешуй. В дистальной части оползневых тел образуются асимметричные приразломные взбросо-складки.

4. Положение и ориентацию надвиговых дислокаций и зоны развития складчатости в детрузивной части ЮКрО и ЮКрО определяет топография кровли домайкопских пород (горизонта IIa). Зоны складчатости приурочены к пологому уступу участков южного борта прогиба. Разворот осей зон складчатости отражает смену общего направления перемещения: ЮЮВ для ЮКрО и ЮЮЗ для ЮКЧО.
5. К локальным поднятиям рельефа кровли майкопских глин над растущими взбросо-складками приурочены зоны газонасыщения, связанные с латеральной миграцией газов по разломам и в толще осадков. Возникновением зон АВПД и скоплений флюидов обусловлено развитие грязевого вулканизма: образование подводных каналов, зон миграции флюидов, грязевулканических построек и др.

Учитывая, что прогиб Сорокина является вероятным очагом генерации УВ, полученные новые данные о природе складчатости

в прогибе следует принимать во внимание, оценивая нефтегазовый потенциал акватории. Среди благоприятных нефтегазопоисковых факторов выделяется ожидаемое наличие зрелых высокопотенциальных нефтегазоматеринских пород, наличие в ЮКрО и ЮКЧО связанной с разломно-трещинными каналами сети распределения генерированных УВ и большого числа перспективных ловушек. К неблагоприятным факторам относится неясность фильтрационно-емкостных свойств разреза ввиду неизученности его вещественного состава, отсутствие среди большого числа объектов крупных высокоемких структур и большие глубины моря, достигающие в районе развития основной массы перспективных ловушек 1500 м или более [18].

Важным представляется оценить в свете полученных данных существующие представления о взаимоотношениях структурных элементов складчатости прогибов Сорокина и Керченско-Таманского.

Список литературы

1. Туолесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. и др. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. — М.: Недра, 1984. — 215 с.
2. Андреев В.М. Краевые прогибы Крыма и Кавказа в Чёрном море // Изв. АН СССР, сер. геол. — 1976. — № 11. — С. 123–126.
3. Лимонов А.Ф., Иванов М.К., Мейснер Л.Б. и др. Новые данные о строении осадочного чехла в прогибе Сорокина (Черное море) // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. — 1997. — №3. — С. 36–43.
4. Вудсайд Дж., Иванов М.К., Лимонов А.Ф. и др. Неотектоника и движение флюидов в донных отложениях в восточной части Средиземного и Черного морей, часть II: Черное море. Intergovernmental Oceanographic Commission Technical Series. — Paris: UNESCO, 1997. — 226 p.
5. Крастель С., Шлис В., Иванов М., Вайнребе В., Борман Г., Шашкин П., Байерсдорф Ф. Акустические исследования грязевых вулканов во впадине Сорокина, Черное море // Geo Mar. Lett. — 2003. — № 23. — С. 230–238.
6. Вагнер-Фридрихс М., Крастель С., Шлис В., Иванов М., Борман Г., Мейснер Л. Трёхмерные сейсмические исследования грязевого вулкана Севастополь во взаимосвязи с путями миграции газов/флюидов и признаками залегания газогидратов в прогибе Сорокина (Черное море) // Geochem. Geophys. Geosyst. — 2008. — Т. 9. — № 5. — С. 1–22.
7. Борман Г., Иванов М., Фуше Ж.Ср., Шлис В., Бялас Дж., Грейнерт Дж., Вайнребе В., Абегг Т., Алоизи Г., Артемов Ю., Блинова В., Дрекс М., Хайдерсдорф Ф., Краббенхофт А., Клауне И., Крастель С., Ледер Т., Поликарпов И., Сабурова М., Шмале О., Зайферт Р., Волконская А., Циллер М. Грязевые вулканы и газогидраты в Черном море Новые данные по грязевым вулканам Двуреченский и Одесса // Geo Mar. Lett. — 2003. — № 23. — С. 239–249.
8. Салине Х., Борман Г., Артемов и др. Грязевой вулкан Водяницкий, прогиб Сорокина Черного моря: геологическая характеристика и количественная оценка пузырьковых потоков газа // Marine and Petroleum Geology. — 2009. — Т. 26. № 9. — С. 1799–1811.
9. Алоизи Г., Дрекс М., Уоллман К., Борман Г. Выброс флюидов грязевого вулкана Двуреченский (Черное море) Часть I: источники флюидов и их значение в геохимических циклах Li, B, Sr и растворенного неорганического азота // Earth and Planetary Science Letters. — 2004. — С. 347–363.
10. Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Войццкий З.Я., Іванік М.М., Ключина Г.В. Стратиграфічна будова кайнозойських відкладів прикержанського шельфу та Східночорноморської западини. // Геол. журн. — 2010. — № 1. — С. 7–41 (на украинском).
11. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000. Третьей поколения. Серия Скифская. Лист L-36 — Симферополь. Объяснительная записка. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. — 979 с.
12. Терехов А.А. Основные черты строения Прикрымской части Черного моря. В кн.: Структурная геология Крыма. — Уфа: Башкирский НЦ Уро АН СССР, 1989. — С. 97–104.
13. Юдин В.В. Прикрымская складчато-надвиговая зона // В сб. докл. III Междунар. конф. «Крым-2001»: «Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона». — Симферополь: «Таврия-Плюс», 2001. — С. 183–191.
14. Юдин В.В. Геодинамика Крыма. Монография. — Симферополь: ДИАИ-ПИ, 2011. — 336 с.
15. Сидоренко Г., Стивенсон Р., Егорова Т., Старостенко В., Толкунов А., Яник Т., Майдански М., Войццкий З., Русанов О., Омельченко В. Геологическое строение северной части Восточной части Черного моря по данным региональной сейсморазведки, включая профиль ОГТ DOBRE-2 // Geological Society of London. Special Publication. — 2016. — Т. 428. — С. 307–321. <https://doi.org/10.1144/SP428.15>
16. Мейснер Л.Б., Туолесов Д.А. Опорные отражающие горизонты в сейсмической записи осадочного выполнения черноморской впадины (корреляция и стратиграфическая привязка) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. — 2003. — Т. 11. — № 6. — С. 83–97.
17. Анисимов Л.А. Майкопская глинистая формация: приглашение к дискуссии // Недра Поволжья и Прикаспия. — 2014. — Вып. 77. — С. 24–34.
18. Глузов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон / Под ред. Б.В. Сенина. В 2-х частях. Часть 2. М.: Недра, 2014. — 181 с.

19. Надежкин Д.В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря / Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. М.: МГУ, 2011. — 25 с.
20. Шельтинг С.К., Шейков А.А. Гравитационная складчатость кайнозойских отложений прогиба Сорокина (Черное море) по данным геологической съемки // Материалы 10-й юбилейной научно-практической конференции «Геонауки: Время перемен, время перспектив», EAGE «Геомодель», СПб. — Москва, 2023. — С. 408–411.
21. Шельтинг С.К., Шейков А.А. О механизме образования складок и грязевых вулканов в прогибе Сорокина // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы ГРП на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации», 1–2 июня 2023 года. СПб.: ВНИИ-Океангеология, 2023. — Вып. 2. — С. 80–81.

References

1. Tugolesov D.A., Gorshkov A.S., Meysner L.B. et al. *Tectonics of Mesocainozoic deposits of the Black Sea Basin*. Moscow: Nedra, 1984, 215 p. (In Russ.).
2. Andreyev V.M. *The Crimean and Caucasian foredeeps in the Black Sea. Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR. Geological series*, 1976, no. 11, pp. 123–126 (In Russ.).
3. Limonov A.F., Ivanov M.K., Meisner L.B. et al. *New data on the structure of the sedimentary cover in the Sorokin trough (Black Sea)*. Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 1997, no. 3, pp. 36–43 (In Russ.).
4. Woodside J., Ivanov M.K., Limonov A.F. *Neotectonics and fluid flow through seafloor sediments in the Eastern Mediterranean and Black Seas, part II: Black Sea. Intergovernmental Oceanographic Commission Technical Series*, Paris, UNESCO, 1997, 226 p.
5. Krastel S., Spiess V., Ivanov M., Weinrebe W., Bohrmann G., Shashkin P., Heidersdorf F. Acoustic investigations of mud volcanoes in the Sorokin Trough, Black Sea. *Geo Mar. Lett.* 2003, no. 23, pp. 230–238.
6. Wagner-Friedrichs M., Krastel S., Spiess V., Ivanov M., Bohrmann G., Meisner L. Three-dimensional seismic investigations of the Sevastopol mud volcano in correlation to gas/fluid migration pathways and indications for gas hydrate occurrences in the Sorokin Trough (Black Sea). *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 2008, vol. 9, no. 5, pp. 1–22.
7. Bohrmann G., Ivanov M., Foucher J.C.P., Spiess V., Bialas J., Greinert J., Weinrebe W., Abegg F., Aloisi G., Artemov Y., Blinova V., Drews M., Heidersdorf F., Krabbenhoft A., Klauke I., Krastel S., Leder T., Polikarpov I., Saburova M., Schmale O., Seifert R., Volkonskaya A., Zillmer M. Mud volcanoes and gas hydrates in the Black Sea. New data from Dvurechenskii and Odessa mud volcanoes. *Geo Mar. Lett.* 2003, no. 23, pp. 239–249.
8. Sahling H., Bohrmann G., Artemov et al. Vodyanitskii mud volcano Sorokin trough Black Sea: Geological characterization and quantification of gas bubble streams. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, vol. 26, no. 9, pp. 1799–1811.
9. Aloisi G., Drews M., Wallmann K., Bohrmann G. Fluid expulsion from Dvurechenskii mud volcano (Black Sea) Part I: fluid sources and relevance to Li, B, Sr and dissolved inorganic nitrogen cycles. *Earth and Planetary Science Letters*, 2004, pp. 347–363.
10. Gozhik P. F., Maslun N. V., Voitsitsky Z. Ya., Ivanik M. M., Klyushina G. V. Stratigraphic structure of Cenozoic deposits of the Prekerch shelf and the East Black Sea basin. *Geologicheskij zhurnal*, 2010, no. 1, pp. 7–41 (in Ukrainian).
11. *State Geological map of the Russian Federation scale 1:1000000*. Third generation. The Scythian series. Sheet L-36 — Simferopol. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Publishing House, 2019, 979 p. (In Russ.).
12. Terekhov A. A. *The main features of the structure of the Crimea part of the Black Sea*. Structural Geology of the Crimea. Ufa: Publishing house of the Bashkir Scientific Center of the Ural Branch of the USSR Academy of Sciences, 1989, pp. 97–104. (In Russ.).
13. Yudin V.V. *Prikrymskaya folded-thrust zone*, Collection of reports of the III International Conference "Crimea-2001: Geodynamics and oil and gas systems of the Black Sea-Caspian region", Simferopol: Tavria-Plus publishing house, 2001, pp. 183–191 (In Russ.).
14. Yudin V.V. *Geodynamics of the Crimea*, Simferopol: DIAI-PI publishing house, 2011, 336 p. (In Russ.).
15. Sydorenko G., Stephenson R., Yegorova T., Starostenko V., Tolkunov A., Janik T., Majdanski M., Voitsitskiy Z., Rusakov O., & Omelchenko V. Geological structure of the northern part of the Eastern Black Sea from regional seismic reflection data including the DOBRE-2 CDP profile, Special Publication. Geological Society of London, 2017, vol. 428, pp. 307–321. <https://doi.org/10.1144/SP428.15>
16. Meisner L.B., Tugolesov D.A. Reference reflecting horizons in the seismic record of the sedimentary formation of the Black Sea basin (correlation and stratigraphic reference). *Stratigraphy. Geological correlation*, 2003, vol. 11, no. 6, pp. 83–97 (In Russ.).
17. Anisimov L.A. The Maikop clay formation: an invitation to a discussion // *Volga and Pricaspian region resources*, 2014, issue 77, pp. 24–34.
18. Glumov I.F., Gulyaev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. *Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deepwater basin and adjacent shelf zones* / Edited by B.V. Senin. In 2 parts. Part 2. Moscow: Nedra, 2014, 181 p.
19. Nadezhkin D.V. Oil-producing properties of the Maikop deposits and their role in the oil and gas potential of the eastern part of the Black Sea / Abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological and mineralogical sciences. Moscow State University, 2011, 25 p.
20. Shelting S. K., Sheikov A. A. *Gravitational folding of Cenozoic sediments in the Sorokin trough (Black Sea) according to geological survey data*. Collection of Materials of 10th Anniversary Scientific and Practical Conference, "Geosciences: A time of change, a time of prospects", EAGE Geomodel SPb, Moscow, 2023, pp. 408–411 (In Russ.).
21. Shelting S. K., Sheikov A. A. *On the mechanism of formation of folds and mud volcanoes in the Sorokin trough*. Collection of abstracts of reports of the scientific and practical conference "State and prospects of exploration for oil and gas on the continental shelf of the Russian Federation", June 1–2, 2023. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya, 2023, issue 2, pp. 80–81 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.К. Шельтинг — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.

А.А. Шейков — разработал и выполнил программу работ геологической съемки на листах L-36-XXXV, XXXVI, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.

С.В. Прокопцева — подготовила сведения о нефтегазовом потенциале.

Sergey K. Shelting — development of the concept of the article, preparation of the text of the article.

Anatoly A. Sheikov — development and implementation of the work program for geological survey on sheets L-36-XXXV, XXXVI, development of the concept of the article, preparation of the text of the article.

Svetlana V. Prokoptseva — preparation of materials on the oil and gas potential of the territory.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Константинович Шельтинг* — начальник отдела обработки геологических данных, Экспедиция по комплексно-геологическим работам, АО «Южморгеология»
353461, Россия, г. Геленджик, ул. Крымская, д. 20.
e-mail: SheltingSK@rusgeology.ru

Анатолий Александрович Шейков — заместитель директора по геологическим работам, Экспедиция по комплексно-геологическим работам, АО «Южморгеология»
353461, Россия, г. Геленджик, ул. Крымская, д. 20.
e-mail: SheikovAA@rusgeology.ru

Светлана Владимировна Прокопцева — начальник отдела геологии, Центр по обработке сейсмических данных, АО «Южморгеология»
353461, Россия, г. Геленджик, ул. Крымская, д. 20.
e-mail: ProkoptsevaSV@rusgeology.ru

Sergey K. Shelting* — Head of Geological Data Processing Department, Expeditions for Combined Geological Works of Yuzhmorgeologiya JSC
20, Krymskaya str., 353461, Gelendzhik, Russia.
e-mail: SheltingSK@rusgeology.ru

Anatoly A. Sheikov — Deputy director for Geological Works of the Expedition for Combined Geological Works of Yuzhmorgeologiya JSC
20, Krymskaya str., 353461, Gelendzhik, Russia.
e-mail: SheikovAA@rusgeology.ru

Svetlana V. Prokoptseva — Head of the Geology Department of the Seismic Data Processing Center of Yuzhmorgeologiya JSC
20, Krymskaya str., 353461, Gelendzhik, Russia.
e-mail: ProkoptsevaSV@rusgeology.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАЗРАБОТКА ГЕОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЛАСТЕЙ В ТЫЛОВЫХ ЗОНАХ ЛИТОСФЕРНОЙ СУБДУКЦИИ

© С.В. Гаврилов,
А.Л. Харитонов, 2023



С.В. Гаврилов¹, А.Л. Харитонов^{2,*}

¹Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, РФ, Москва

²Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова
РАН, РФ, Москва

Электронный адрес: ahariton@izmiran.ru

Цель. Показать возможности разрабатываемого геотермодинамического метода для оценки различных геолого-геофизических параметров внутреннего строения верхней мантии в зонах литосферной субдукции (при определенных значениях угла наклона, скорости субдукции, теплового потока), которые позволяют прогнозировать нефте- и газоперспективные области в осадочном слое земной коры на определенном расстоянии от глубоководного желоба зоны субдукции.

Материалы и методы. При использовании геотермодинамического метода, разработанного в приближении однородной жидкости с постоянной вязкостью, заполняющей астеносферу мантийного клина в промежутке между поверхностью субдуцирующей литосферной плиты и «подошвой» настилающей литосферы, численно рассчитаны величины диссипативного теплового потока, подводимого из астеносферы к настилающей литосферной плите, и максимальные температуры в вертикальном сечении мантийного клина. При этом учитывается адвективный и кондуктивный 2D-перенос тепла, генерируемый в мантийном клине за счет вязкой диссипации при заданном движении субдуцирующей плиты.

Результаты. При условиях непроскальзывания на границах литосферы и астеносферы максимумы аномального теплового потока, наблюдаемые в тылу зон субдукции на расстоянии ~250–300 км от желоба, достаточно хорошо согласуются с рассчитываемыми здесь для субдукции Амурской, Адриатической и Черноморской микроплит соответственно под Охотскую, Евразийскую и Скифскую литосферные плиты со скоростями ~10 мм в год, ~10 мм в год, и ~3 мм в год соответственно при среднем коэффициенте вязкости астеносферы $2 \cdot 10^{23}$ Пас. Последнюю величину вязкости можно принять в качестве оценки средней вязкости в мантийном клине.

Заключение. Выполненные исследования позволяют выделить нефтегазоперспективные регионы для проведения в них детальных геолого-разведочных работ на территории Российской Федерации и других стран.

Ключевые слова: геотермодинамический метод, угол и скорость литосферной субдукции, аномалии теплового потока, нефтеперспективные области

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: авторы искренне благодарят докторов геолого-минералогических наук Ахмета Иссаковича Тимурзиева, Рустема Сейфуллы-Мулюкова, Владимира Леонидовича Сывороткина — организаторов ежегодных конференций «Кудрявцевские чтения» за их огромную работу и за предоставленную возможность обсудить идеи нашей работы по поиску нефтегазовых залежей абиогенного происхождения.

Для цитирования: Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Разработка геотермодинамического метода для прогноза нефтеперспективных областей в тыловых зонах литосферной субдукции. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):73–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-73-83>

Статья поступила в редакцию 27.04.2023

Принята к публикации 15.05.2023

Опубликована 29.09.2023

DEVELOPMENT OF A GEOTHERMODYNAMIC METHOD FOR FORECASTING OIL-PROMISING AREAS
IN THE REAR ZONES OF LITHOSPHERIC SUBDUCTION

Sergey V. Gavrilov¹, Andrey L. Kharitonov^{2,*}

¹Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

²Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation, Russian
Academy of Sciences, RF, Moscow

E-mail: ahariton@izmiran.ru

The purpose of the article. The purpose of the article is to show the possibilities of the geothermodynamic method being developed for assessing various geological and geophysical parameters of the internal structure of the upper mantle in lithospheric subduction zones (at certain values of the angle of inclination and velocity of subduction, heat flux), which allow predicting oil and gas prospective areas in the sedimentary layer of the Earth's crust at a certain distance from the deep-water trough of the subduction zone.

Materials and methods. Using the geothermodynamic method developed in the approximation of uniform constant-viscosity fluid constituting the mantle wedge asthenosphere between the upper surface of subducting lithospheric plate and the base of the overlying lithosphere the dissipative heat flux from the asthenosphere to the base of the overlying lithospheric plate and the maximum mantle wedge temperatures are calculated numerically with the help of a finite-difference technique. The advective and conductive 2D transfer of heat generated in the mantle wedge due to viscous friction at a given motion of subducting plate is taken into account.

Results. The result shows the maximum heat fluxes observed in the rear of subduction zones at the distances of 250–300 km from the trench are shown to sufficiently well fit to the model heat fluxes calculated here for the cases of subduction of Amur, Adriatic and Black-sea micro-plates thrusting under the Okhotsk, Eurasian and Scythian lithospheric plates at the velocities of $\sim 10 \text{ mm a}^{-1}$, $\sim 10 \text{ mm a}^{-1}$, and $\sim 3 \text{ mm a}^{-1}$ respectively for the asthenosphere viscosity of $2 \cdot 10^{23} \text{ Pa s}$ and the no-slip conditions at the asthenosphere — lithosphere boundaries. The latter viscosity estimation can be regarded as a mean viscosity of the mantle wedge viscosity.

Conclusion. The performed studies allow us to identify oil and gas promising regions for carrying out detailed geological exploration in them on the territory of the Russian Federation and other countries.

Keywords: geothermodynamic method, angle and velocity of lithospheric subduction, heat flux anomalies, oil-prospective areas

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

Acknowledgements: the authors sincerely thank the doctors of geological and mineralogical sciences Akhmet I. Timurziev, Rustem Seiful-Mulyukov, Vladimir L. Serumkin — the organizers of the annual conferences "Kudryavtsev Readings" for their great work and for the opportunity to discuss the ideas of our work on the search for oil and gas deposits of abiogenic origin.

For citation: Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. Development of a geothermodynamic method for forecasting oil-promising areas in the rear zones of lithospheric subduction. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):73–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-73-83>

Manuscript received 27.04.2023

Accepted 15.05.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Особенностью зон субдукции является наличие 2D-областей аномального теплового потока, простирающихся параллельно глубоководным желобам в тылу зон литосферной субдукции позади вулканической цепи [1–11]. Возможно, что формирование повышенного теплового потока, наблюдаемого на расстояниях 200–300 км позади цепи горных вершин

служить косвенной мерой скорости субдукции литосферных плит в таких областях, как, например, Крымский регион [9–11], где скорость субдукции не определялась геодезическими методами, но угол субдукции известен из сейсмических данных. В тех зонах литосферной субдукции, в которых скорость и угол субдукции известны из геодезических и сейсмических наблюдений, сравнение наблюдаемых и модельных величин аномалии теплового потока в тылу зон субдукции может служить в пользу применимости предлагаемой модели (рис. 1). Из сравнения рассчитанных и наблюдаемых аномалий теплового потока можно также сделать вывод о величине характерного коэффициента эффективной вязкости в мантийном клине над субдуцирующей литосферной плитой.

РАСПОЛОЖЕНИЕ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЛАСТЕЙ
МОЖНО ПРОГНОЗИРОВАТЬ ПО РАССТОЯНИЮ
ОТ ГЛУБОКОВОДНОГО ЖЕЛОБА С УЧЕТОМ
УГЛА, СКОРОСТИ СУБДУЦИРУЮЩЕЙ ПЛИТЫ
И ТЕПЛОвого ПОТОКА.

или островной цепи, объясняется эффектом вязкого трения в астеносфере мантийного клина вблизи подошвы настилающей литосферной плиты при условиях непроскальзывания (прилипания) мантийного материала по «подошве» настилающей литосферной плиты и «кровле» субдуцирующей плиты. Представляется, что сами величины аномального теплового потока, вероятно, могут

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Термодинамическое моделирование мантийного клина между субдуцирующей океанической плитой, пододвигающейся под углом β со скоростью V под континентальную плиту, строится как решение уравнений движения

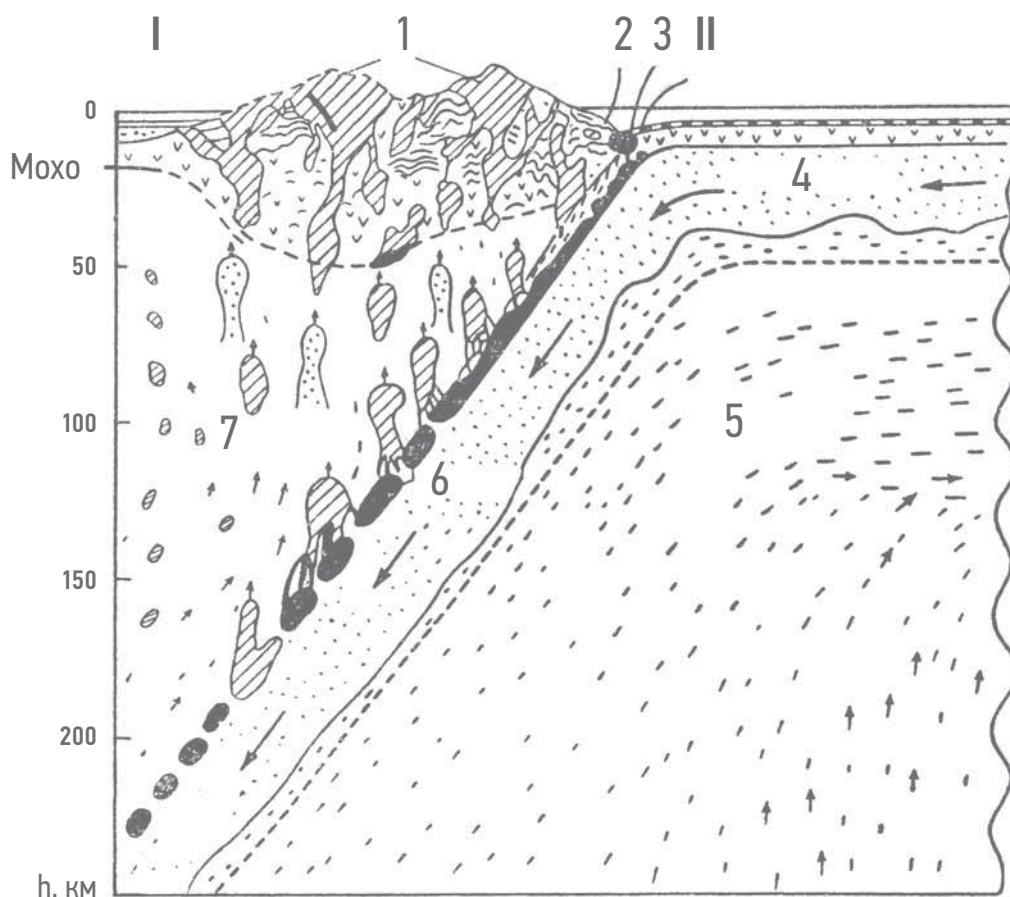


Рис. 1. Перспективные зоны для поисков месторождений углеводородов в зонах субдукции литосферных плит [12 с дополнения авторов]. 1 — островная дуга или окраина континента; 2 — океанические осадки, смятые в складки; 3 — базальты, превращенные в эклогиты; 4 — субдуцирующая литосферная плита; 5 — астеносферный слой верхней мантии; 6 — зона всплывания мантийных диапиров; 7 — магма, формирующая слой пластичных серпентинизированных пород; I — настилаящая континентальная литосферная плита; II — глубоководный желоб

Fig. 1. Promising zones for prospecting for hydrocarbon deposits in the subduction zone of lithospheric plates [12 with additions by the authors]. 1 — island arc or the edge of the continent; 2 — oceanic sediments crumpled into folds; 3 — basalts turned into eclogites; 4 — subducting lithospheric plate; 5 — asthenospheric layer of the upper mantle; 6 — zone of mantle diapirs surfacing; 7 — magma forming a layer of plastic serpentized rocks; I — overlying continental lithospheric plate; II — deep-sea trough

материала мантии и переноса тепла в мантийном клине. Верхнюю поверхность океанической плиты и подошву континентальной плиты будем считать полуплоскостями OB и OA соответственно (рис. 2), а материал мантийного клина — однородной жидкостью с постоянным коэффициентом вязкости η . Уравнения, определяющие термомеханическое состояние среды в мантийном клине при бесконечном числе Прандтля (т.е. в пренебрежении инерционными силами) в приближении несжимаемой среды (в приближении Буссинеска), имеют вид:

$$0 = -\partial_x P + \partial_x \tau_{xx} + \partial_y \tau_{xy} + \partial_z \tau_{xz}, \quad (1)$$

$$0 = -\partial_y P + \partial_x \tau_{yx} + \partial_y \tau_{yy} + \partial_z \tau_{yz}, \quad (2)$$

$$0 = \rho g - \partial_z P + \partial_x \tau_{zx} + \partial_y \tau_{zy} + \partial_z \tau_{zz}, \quad (3)$$

$$0 = \partial_x V_x + \partial_y V_y + \partial_z V_z, \quad (4)$$

$$\rho c_p (\partial_t T + V_x \partial_x T + V_y \partial_y T + V_z \partial_z T) = \kappa \Delta T + \tau_{ik}^2 / 2\eta. \quad (5)$$

Уравнения (1)–(5) есть соответственно x -, y - и z -компоненты уравнения движения, уравнение неразрывности и уравнение теплопереноса, в которых x , y и z — декартовы координаты (ось z направлена вниз); P — динамическое давление; τ_{ik} — тензор вязких напряжений; ρ — плотность; g — ускорение силы тяжести; c_p — удельная теплоемкость при постоянном давлении; T — абсолютная температура; κ — коэффициент теплопроводности; Δ — оператор Лапласа; а символ ∂ с индексом обозначает частную производную по координатам и времени t .

Будем предполагать, что в невозмущенном состоянии имеется двумерное течение, характеризующееся скоростями V_x , V_z , температурой T и динамическим давлением P . Ненулевые компоненты тензора вязких

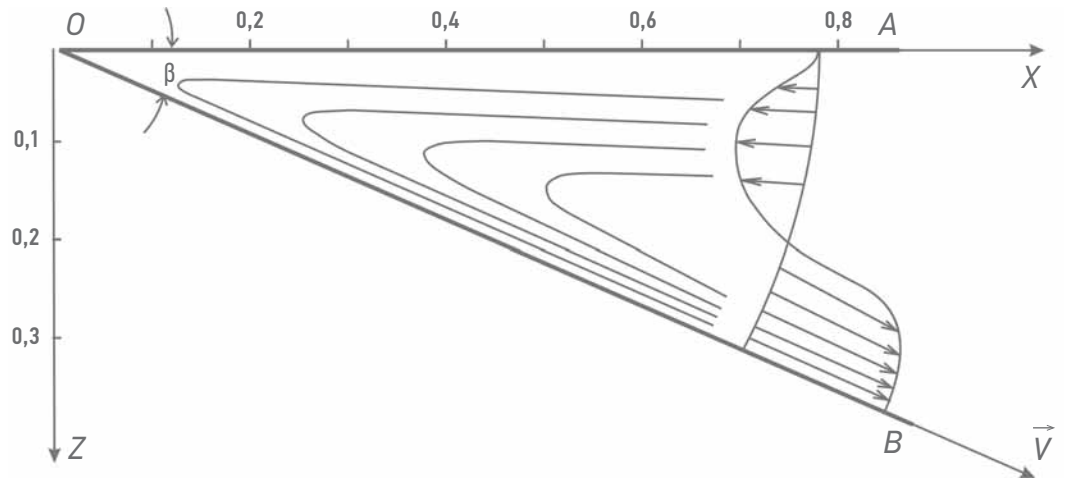


Рис. 2. Схематическое изображение вертикального сечения модельной области мантийного клина в зоне литосферной субдукции [С.В. Гаврилов — график впервые рассчитан и построен для данной статьи]. Линиями тока показано астеносферное течение в вязком материале мантии над поверхностью OB субдицирующей литосферной плиты под «подшовой» OA настилающей литосферной плиты при условиях отсутствия скольжения на границах AOB . Вертикальным профилем скорости и векторами показано модельное распределение скорости астеносферного материала в мантийном клине

Fig. 2. Schematic representation of the vertical section of the model region of the mantle wedge in the lithospheric subduction zone [Sergey V. Gavrilov — the graph was calculated and constructed for the first time for this article]. The streamlines show the asthenospheric flow in the viscous mantle material above the OB surface of the subducting lithospheric plate under the “sole” of the OA of the overlying lithospheric plate under conditions of no sliding at the boundaries of the AOB . The vertical velocity profile and vectors show the model velocity distribution of asthenospheric material in the mantle wedge

напряжений будут τ_{xx} , $\tau_{xz} = \tau_{zx}$ и τ_{zz} . Эти величины удовлетворяют уравнениям (1)–(5), и если движение в мантийном клине вызывается субдукцией литосферной плиты (т.е. движением плоскости OB), то функция тока ψ , компоненты скорости, тензора напряжений и давление равны [13]:

$$\begin{aligned}\psi &= (Cx + Dz) \arctg(x/z) + (Ax + Bz), \\ V_x &= -\frac{\partial \psi}{\partial z} = -D \arctg \frac{x}{z} + \frac{Cx + Dz}{x^2 + z^2} x - B, \\ V_x &= -D \arctg \frac{x}{z} + \frac{Cx + Dz}{1 + \left(\frac{x}{z}\right)^2} \frac{x}{z^2} - B, \\ V_z &= \frac{\partial \psi}{\partial x} = C \arctg \frac{x}{z} + \frac{Cx + Dz}{x^2 + z^2} z + A, \\ \tau_{xx} &= -\tau_{zz} = 4\eta xz \frac{Cz - Dx}{(x^2 + z^2)^2},\end{aligned}$$

$$\tau_{xz} = \tau_{zx} = 2\eta(z^2 - x^2) \frac{Cz - Dx}{(x^2 + z^2)^2}, \quad P = 2\eta \frac{Cx + Dz}{x^2 + z^2},$$

где постоянные A, B, C, D в случае субдукции под углом β при условиях прилипания:

$$\begin{aligned}z=0, \psi=0, V_x=0: C &= -2A/\pi, \\ A + \frac{\tau}{2} C &= 0, -B + C - \frac{\tau}{2} D = 0,\end{aligned}$$

откуда

$$A = -\frac{\pi}{2} C, B = C - \frac{\pi}{2} D.$$

При $z = x \cdot \tg \beta$, $\arctg \frac{x}{z} = \frac{\pi}{2} - \beta$ из условий непроскальзывания на границе OB :

$$\begin{aligned}V \cos \beta &= -\left(\frac{\pi}{2} - \beta\right)D + C \cos^2 \beta + D \sin \beta \cos \beta - B, \\ V \sin \beta &= \left(\frac{\pi}{2} - \beta\right)C + C \sin \beta \cos \beta + D \sin^2 \beta + A\end{aligned}$$

$$\text{или } C = -V \frac{\beta \sin \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta}, \quad D = V \frac{\beta \cos \beta - \sin \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta},$$

где для детерминантов системы относительно C, D с учетом $C(-\beta + \sin \beta \cos \beta) + D \sin^2 \beta = V \sin \beta$ имеем:

$$\Delta = (-\sin^4 \beta - \sin^2 \beta \cos^2 \beta + \beta^2) = \beta^2 - \sin^2 \beta,$$

$$\Delta_C = V(\cos \beta \sin^2 \beta - \sin \beta(\beta + \sin \beta \cos \beta)) = -V \beta \sin \beta,$$

$$\Delta_D = V(-\sin^3 \beta - \cos \beta(\sin \beta \cos \beta - \beta)) = V(\beta \cos \beta - \sin \beta).$$

Итак, при условиях непроскальзывания на обеих границах OA и OB получаем:

$$C = -V \frac{\beta \sin \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta}, \quad D = V \frac{\beta \cos \beta - \sin \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta},$$

$$A = V \frac{\frac{\pi}{2} \beta \sin \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta},$$

$$B = V \frac{\left(\frac{\pi}{2} - \beta\right) \sin \beta - \frac{\pi}{2} \beta \cos \beta}{\beta^2 - \sin^2 \beta},$$

или, обозначая $S = \sin \beta$, $C = \cos \beta$, $T = \operatorname{tg} \beta$ получаем на нижней границе (при $z = x \cdot \operatorname{tg} \beta$, $\arctg \frac{x}{z} = \frac{\pi}{2} - \beta$):

$$\begin{aligned} \psi &= x \left\{ (C + DT) \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) + (A + BT) \right\} = \\ &= \frac{xV}{\beta^2 - S^2} \{ -\beta S + \beta CT - ST \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) + \frac{\pi}{2} \beta S + \\ &+ \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) ST - \frac{\pi}{2} \beta CT \} = 0, \end{aligned}$$

т.е. условие непроницаемости нижней границы OB . Получающееся при этих A, B, C, D течение в мантийном клине показано на **рис. 2** линиями тока и вертикальным профилем (и векторами) скорости. Безразмерные линии тока проведены с интервалом 0,0125, координаты измерены произвольной длиной $d = 100$ км, а функция тока выражена в единицах $V \cdot d$. При условиях непероскальзывания, величина

$$^{(ns)} \tau_{ik}^2 / 2\eta = \frac{4\eta(Cz - Dx)^2}{(x^2 + z^2)^2} \text{ объемной мощности}$$

тепловыделения максимальна при данном x вблизи поверхностей OA и OB плит и минимальна внутри мантийного клина. Уравнение (5) для стационарной невозмущенной температуры в безразмерном виде дает

$$V_x \partial_x T + V_z \partial_z T = \chi \Delta T + \frac{Di}{Ra} \tau_{ik}^2 / 2\eta, \quad (6)$$

где $Di = \frac{agd}{c_p}$ — диссипативное безразмер-

ное число; $Ra = \frac{\rho a g d^3 \delta T}{\eta \chi}$ — число Рэлея;

τ_{ik} — тензор вязких напряжений; η — безразмерный коэффициент вязкости; символ ∂ с индексом обозначает частную производную по координатам; χ — коэффициент температуропроводности; Δ — оператор Лапласа. Для приведения (6) к безразмерной форме в качестве новых единиц измерения координат x, y и z выбран масштаб $d = 10^2$ км, скорости — величина $(\chi / d) = 3,15 \cdot 10^{-1}$ мм/год, времени — (d^2 / χ) , функции ψ тока — среднее значение $\chi = 1$ мм²/с коэффициента температуропроводности, температуры T — величина $\delta T = 10^3$ К, напряжений и давления — $(\dot{\eta} \chi / d^2)$, где $\dot{\eta} = 10^{20}$ Па · с = (10^{21}) П — масштаб вязкости, $\kappa = 3,2$ Вт · м⁻¹ · К⁻¹ — коэффициент теплопроводности материала верхней мантии. В (6) число Рэлея Ra и диссипативное число Di равны:

$$Di = \frac{agd}{c_p}, Ra = \frac{\rho a g d^3 \delta T}{\eta \chi}, \frac{Di}{Ra} = 2,52 \cdot 10^{-6}, \quad (7)$$

где ρ — плотность; g — ускорение силы тяжести; $c_p = 1,2$ Дж · кг⁻¹ · К⁻¹ — удельная теплоемкость при постоянном давлении; $a = 3 \cdot 10^{-5}$ 1/К — коэффициент теплового расширения. При принятых числовых значениях

параметров мантии размерной скорости $V = 10$ мм · год⁻¹ соответствует безразмерная скорость $V = 32$.

Компоненты скорости при условиях непероскальзывания на границах OA и OB при вышеприведенных значениях констант A, B, C, D равны:

$$V_x = D \left(\frac{xz}{x^2 + z^2} + \arctg \frac{z}{x} \right) - C \frac{z^2}{x^2 + z^2},$$

$$V_z = C \left(\frac{xz}{x^2 + z^2} - \arctg \frac{z}{x} \right) + D \frac{z^2}{x^2 + z^2}.$$

Граничные условия для температуры $T = T_m$ при $z = 0$, $z = x \cdot \operatorname{tg} \beta$ (т.е. на границах OA и OB), где T_m — безразмерная температура субсолидуса. Граничные условия $T = T_m$ вдали от глубоководного желоба (т.е. на стороне AB при $x \rightarrow \infty$) также справедливы, поскольку тепловая энергия, соответствующая температуре, отличной от T_m , на стороне AB , достаточно удаленной от желоба, передается к литосферным плитам, так как диссипативное тепловыделение при $x \rightarrow \infty$ быстро падает до нуля. Таким образом, при условии непероскальзывания при $z = 0$ и $z = x \cdot \operatorname{tg} \beta$ уравнение (6) для стационарной невозмущенной температуры приобретает вид:

$$\begin{aligned} &\left(D \left(\frac{xz}{x^2 + z^2} + \arctg \frac{z}{x} \right) - C \frac{z^2}{x^2 + z^2} \right) \partial_x T + \\ &+ \left(C \left(\frac{xz}{x^2 + z^2} - \arctg \frac{z}{x} \right) + D \frac{z^2}{x^2 + z^2} \right) \partial_z T = \\ &= \chi \Delta T + \frac{Di}{Ra} \frac{4\eta(Cz - Dx)^2}{(x^2 + z^2)^2} \end{aligned} \quad (8)$$

с граничным условием $T = T_m$ на всех сторонах треугольника AOB .

РЕЗУЛЬТАТЫ

Простейший расчет распределения температуры в мантийном клине над субдущующей литосферной плитой основывается на предположении о нагреве материала мантии за счет фрикционного нагрева в зоне трения субдущующей литосферной плиты с вышележащей мантией. В результате такого расчета получается, что вертикальный градиент температуры (следовательно, и тепловой поток из мантийного клина к подошве настилающей плиты) достигает максимума в пределах расстояний ~100–300 км от точки «внедрения» литосферной плиты в мантию [2, рис. 4.57]. Упомянутый результат приводится на **рис. 3** как фрагмент оригинального рисунка из [2].

Однако представление о «жестком» трении движущейся плиты о вещество мантии

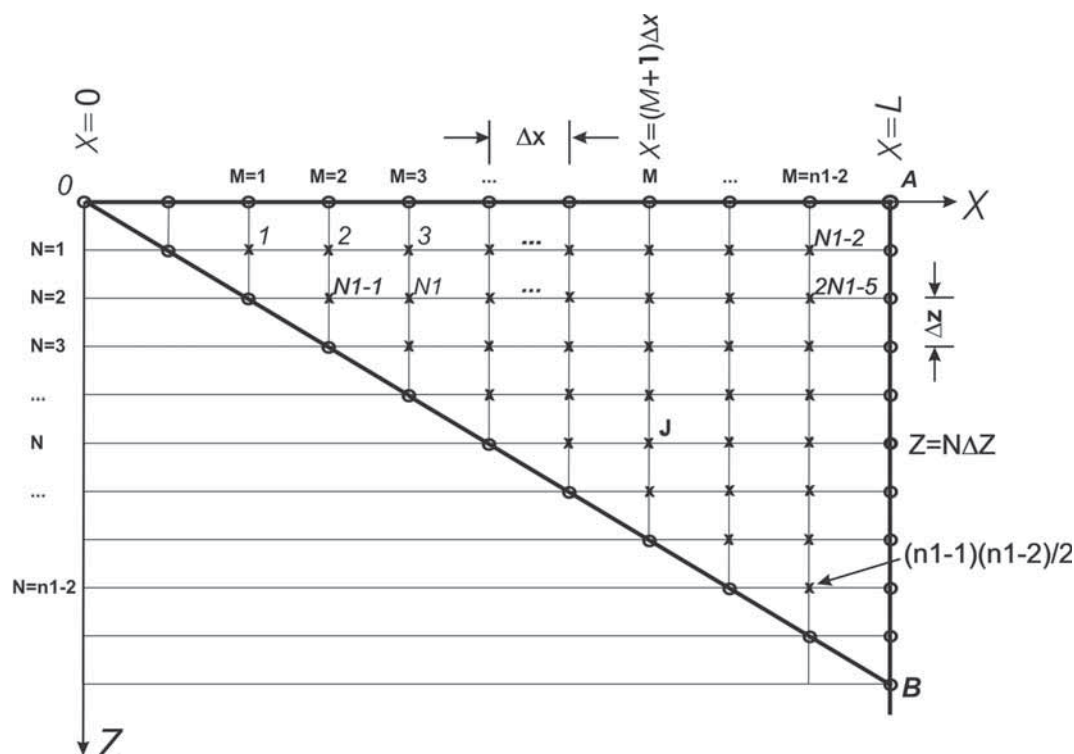


Рис. 3. Треугольная сетка, используемая при расчете температуры внутри астеносферного течения в мантийном клине [С.В. Гаврилов — график впервые рассчитан и построен для данной статьи] M и N — горизонтальная и вертикальная дискретные «координаты» точек, в которых численно определяется температура. Номер J при «сквозной» нумерации внутренних (отмеченных крестиками) точек, в которых численно определяется температура, $J = (N - 1) \cdot (2N_1 - N - 2)/2 + M - N + 1$, где N_1 — число ячеек сетки в верхнем ряду области интегрирования

Fig. 3. Triangular grid used for calculating the temperature inside the asthenospheric flow in the mantle wedge [Sergey V. Gavrilov — the graph was calculated and constructed for the first time for this article]. M and N are the horizontal and vertical discrete "coordinates" of the points at which the temperature is numerically determined. The number J for the "through" numbering of internal (marked with crosses) points at which the temperature is numerically determined, $J = (N - 1) \cdot (2N_1 - N - 2)/2 + M - N + 1$, where N_1 is the number of grid cells in the upper row of the integration area

является, видимо, чрезмерно упрощенным, и вместо механизма фрикционного нагрева в результате «жесткого» трения следует рассмотреть механизм вязкого трения в астеносфере мантийного клина. Модель такого типа нагрева может быть построена как решение уравнений (6) и (8) настоящей работы. Для решения уравнения (8) методом конечных разностей используется треугольная сетка размером 102×52 , изображенная на рис. 4.

При этом при $n_1 = 102$ на рис. 4, число точек внутри области AOB , в которых определяется температура T , составляет $(n_1 - 1) \times (n_1 - 2) / 2 = 5050$, и, следовательно, размер матрицы системы уравнений для определения температуры составляет 5050×5050 . Расчет производится при произвольных углах субдукции $\beta < 45^\circ$ и различных значениях скорости субдукции V и среднего коэффициента вязкости η , которому, согласно (8), пропорциональна температура в мантийном клине. Решение уравнения (8) при $x_{max} = 10^3$ км (т.е. при расстоянии $OA = 10^3$ км, на котором ставится граничное условие, соответствующее $x \rightarrow \infty$), $V = 10$ мм·год $^{-1}$, $\beta = 30^\circ$ [9–11],

$x = 250$ км, $\kappa = 3,2$ Вт·м $^{-1}$ ·К $^{-1}$ [14], диссипативный тепловой поток из мантийного клина к подошве OA настилающей литосферы составляет $q = 65$ мВт·м $^{-2}$ при $\eta = 2 \cdot 10^{23}$ Па·с. Найденная величина q мантийного теплового потока, принятые при расчете значения скорости V и угла β субдукции, и расстояния $x = 250$ км, соответствуют параметрам субдукции Амурской микроплиты под Охотскую и горизонтальному расстоянию до наблюдаемой аномалии теплового потока в Охотском море восточнее о. Сахалин [15]. Отсюда можно сделать вывод, что средний коэффициент эффективной вязкости в мантийном клине под Охотской микроплитой оценивается в рамках рассчитываемой модели величиной $\eta \sim 2 \cdot 10^{23}$ Па·с. Такая оценка практически точно (с ошибкой $\sim 8\%$) совпадает с величиной $q = 60$ мВт·м $^{-2}$, полученной в [9–11] на основе приближенных формул, справедливых при малых углах субдукции при условии отсутствия скольжения на границе астеносферы и настилающей литосферной плиты. Это показывает, что средний коэффициент вязкости в мантийном клине может быть достаточно точно оценен по аномальному тепловому потоку

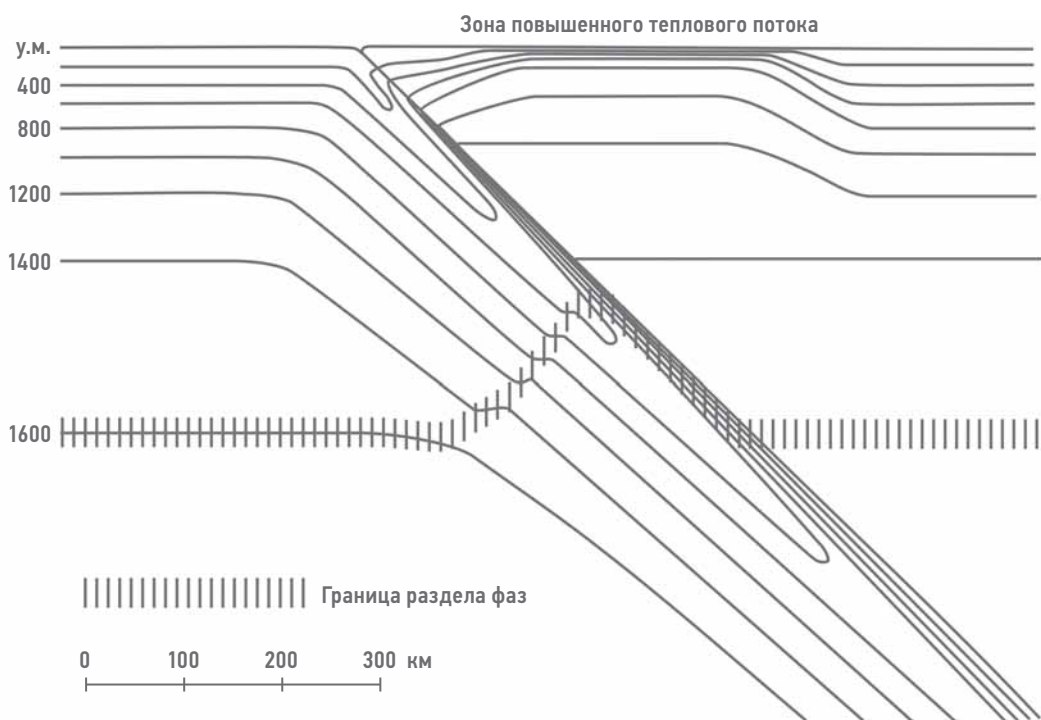


Рис. 4. Изотермы (в °C) — распределение температуры в вертикальном сечении зоны субдукции с учетом «жесткого» трения субдицирующей литосферной плиты о материал мантии, где через сокращение «у.м.» — обозначен уровень моря. Граница раздела фаз отмечает положение фазовой границы оливин — шпинель на глубине 410 км вне субдицирующей плиты. (По [2 с дополнениями авторов])

Fig. 4. Isotherms (in °C) — temperature distribution in the vertical section of the subduction zone, taking into account the “hard” friction of the subducting lithospheric plate on the mantle material, where the sea level is indicated by the abbreviation “у.м.». The phase interface marks the position of the olivine–spinel phase boundary at a depth of 410 km outside the subducting plate. (According to [2 with additions by the authors])

на основании приближенных формул в [9–11], при условии пологой субдукции. Полученный в настоящей работе вертикальный профиль температуры в мантийном клине, отсчитываемой от $T = T_m$, показан на **рис. 5** при вышеприведенном значении горизонтального расстояния $x = 250$ км от «острия» мантийного клина.

Размерная температура в мантийном клине не получается при $\eta = 2 \cdot 10^{23}$ Па·с умножением получаемой из уравнения (8) безразмерной температуры на $\delta T = 10^3$ К, на $(Di/Ra) = 2,52 \cdot 10^{-6}$ и на безразмерное $\eta = 2 \cdot 10^3$. Максимальное превышение температуры над T_m составляет ~1400 К на глубине $z \sim 110$ км, а полная локальная мощность мантийного клина при $x = 250$ км равна ~150 км.

ОБСУЖДЕНИЕ

Аналогичный численный расчет для Адриатической микроплиты, субдицирующей под Евроазиатскую со скоростью ~ 10 мм·год⁻¹ под углом $\beta = 25^\circ$ [16], дает при принятых выше прочих модельных числовых значениях мантийный тепловой поток $q = 90$ мВт·м⁻², что с учетом теплового потока из земной коры достаточно хорошо

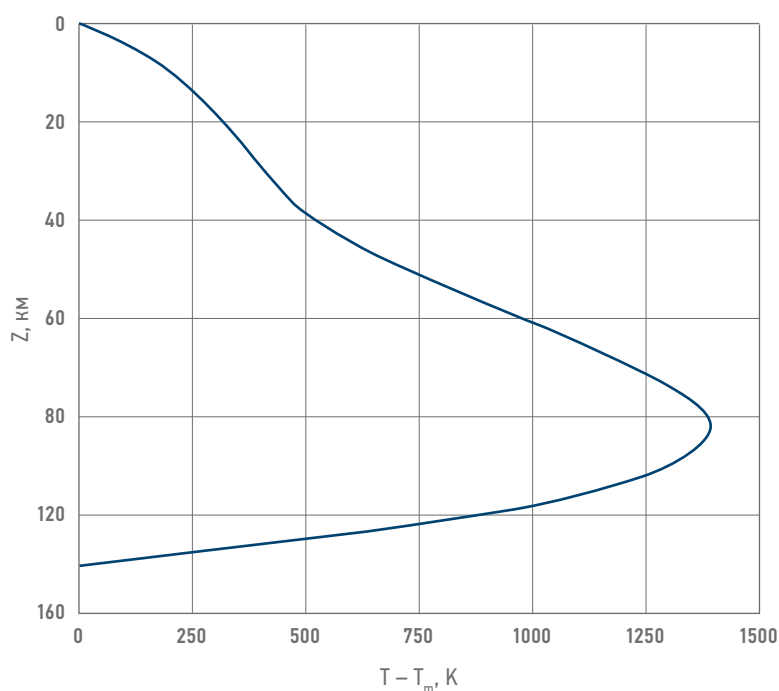


Рис. 5. Модельный вертикальный профиль температуры в мантийном клине, отсчитываемой от температуры субсолидуса T_m , в тылу зоны субдукции Амурской микро-плиты под Охотскую на расстоянии $x = 250$ км от «острия» мантийного клина. [С.В. Гаврилов — график впервые рассчитан и построен для данной статьи]

Fig. 5. Model vertical profile of the temperature in the mantle wedge, measured from the temperature of the subsolidus T_m , in the rear of the Amur micro plate subduction zone under Okhotsk at a distance of $x = 250$ km from the “tip” of the mantle wedge [Sergey V. Gavrilov — the graph was calculated and constructed for the first time for this article]

согласуется с максимальным значением $\sim 130 \text{ мВт}\cdot\text{м}^{-2}$, наблюдаемым в нефтегазоносном бассейне Паннония и зоне растяжения Вардар [17]. Максимальное превышение температуры над температурой субсолидуса T_m при $x = 250 \text{ км}$ составляет 1590 К на глубине $\sim 87 \text{ км}$ под подошвой континентальной плиты в центре бассейна Паннония.

Для Черноморской океанической микроплиты, пододвигающейся под континентальную Скифскую литосферную плиту под углом 15° [9–11], численный расчет мантийного теплового потока дает $q = 9,0 \text{ мВт}\cdot\text{м}^{-2}$ при скорости субдукции $V = 2 \text{ мм}\cdot\text{год}^{-1}$ и $q = 20,2 \text{ мВт}\cdot\text{м}^{-2}$ при $V = 3 \text{ мм}\cdot\text{год}^{-1}$ при $x = 250 \text{ км}$. Согласно [9–11], последняя величина ($q = 20,2 \text{ мВт}\cdot\text{м}^{-2}$) соответствует наблюдаемой аномалии теплового потока в тылу Горного Крыма, и, следовательно, величину скорости $V = 3 \text{ мм}\cdot\text{год}^{-1}$ можно считать оценкой скорости субдукции Черноморской микроплиты, полученной по наблюдаемому аномальному тепловому потоку. Полученная оценка в три раза превышает оценку, полученную в [18] на основе модели распределения осадков на дне Черного моря. Максимальная относительная температура под Скифской плитой в зоне максимума теплового потока в тылу зоны субдукции Черноморской микроплиты составляет при $V = 3 \text{ мм}\cdot\text{год}^{-1}$ величину $T - T_m = 76 \text{ К}$.

Проблема происхождения нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и нефтегазоносных областей (НГО) и возможных геологических процессов, способствующих формированию месторождений углеводородов в зонах литосферной субдукции до сих пор активно обсуждается в российской и зарубежной научной литературе [19–23, 25–28]. На основании имеющихся работ [23, 25–28] авторы предполагают, что значительная часть месторождений постпалеозойских нефтегазоносных провинций восточноазиатской континентальной окраины Российской Федерации (Северо-Сахалинский шельф, разведанные нефтеперспективные структуры центральной части, а также сипы, сипажи, покмарки на дне Охотского моря, Западно-Камчатская НГО и др. [24]) были активны в течение мезозоя и кайнозоя, а некоторая часть их остается активной до настоящего времени. В соответствии с работами [21, 22, 23–28] экспериментально установлено, что простейшие углеводороды (H_2 , CH_4), содержащиеся в виде газовой или жидкой фракции в породах магматических пород мантийных диапиров (оливинах, офиолитах, флюидонасыщенных пластичных серпентинитах с формированием слоев биметасоматоза [27], водного пироксенита [23]) в зоне субдукции поступали

в верхние отделы коры в течение мезозойского (Mz) и кайнозойского (Cz) периодов. По-видимому, эти термодинамические и геохимические процессы сформировали за этот период времени многие месторождения нефти и газа в зонах литосферной субдукции. Также можно рассматривать нефтегазовые месторождения Черного моря (шельфовые зоны Крыма, Кавказа, Предкавказье) как часть субдукционной системы палеоокеана Тетис [25]. Пространственную взаимосвязь между залежами углеводородов и магматическими внедрениями мантийных диапиров в земную кору в зонах субдукции, наблюдаемых на восточноазиатской континентальной окраине Российской Федерации, по-видимому, можно объяснить тем, что водород (H_2) и простейшие углеводороды (CH_4) из верхней мантии могли проникать в верхние слои коры по тем же каналам, что и внедрения магматических пород [2–4]. Поэтому многие месторождения нефти и газа расположены как в западных зонах Тихоокеанской литосферной субдукции (Охотоморские, Чукотско-Берингоморские НГБ и НГО — номера 28–30 на **рис. 6** и в других субдукционных регионах Азии и Австралии — номера 50, 57, 62, 65, 67, 80, 82 на **рис. 6**, так и в восточной зоне расположения Тихоокеанской литосферной субдукции (Аляскинские НГО — номер 111 на **рис. 6**; Канадские НГО — номера на **рис. 6 а**) 116, 119; б) 109, 122; в) 118, 133 и др; Калифорнийские НГО, Южно-Американские НГБ и НГО — номера 142, 147, 149, 153 на **рис. 6**).

С учетом вышеприведенных данных (**рис. 2–4**) и ранее проведенных исследований [1–14, 16–18, 22–28] из **рис. 6** можно видеть, что в зависимости от разных значений угла наклона, скорости субдукции [1–8] и глубины погружения [21] субдуцирующей литосферной плиты может существовать как один линейный (субмеридиональный) пояс расположения нефтегазоносных бассейнов и областей (НГБ, НГО) параллельных зоне субдукции, как в западной (азиатской) части Тихоокеанского региона, так и несколько почти параллельных поясов расположения НГБ и НГО, как в восточной (американской) части Тихоокеанского региона (подобно нескольким металлогеническим поясам Северо-Американского континента) [3, 4, 21] и Черноморского региона [9–11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, можно предположить, что наличие поясов с глубинными верхнемантийными слоями пластичных

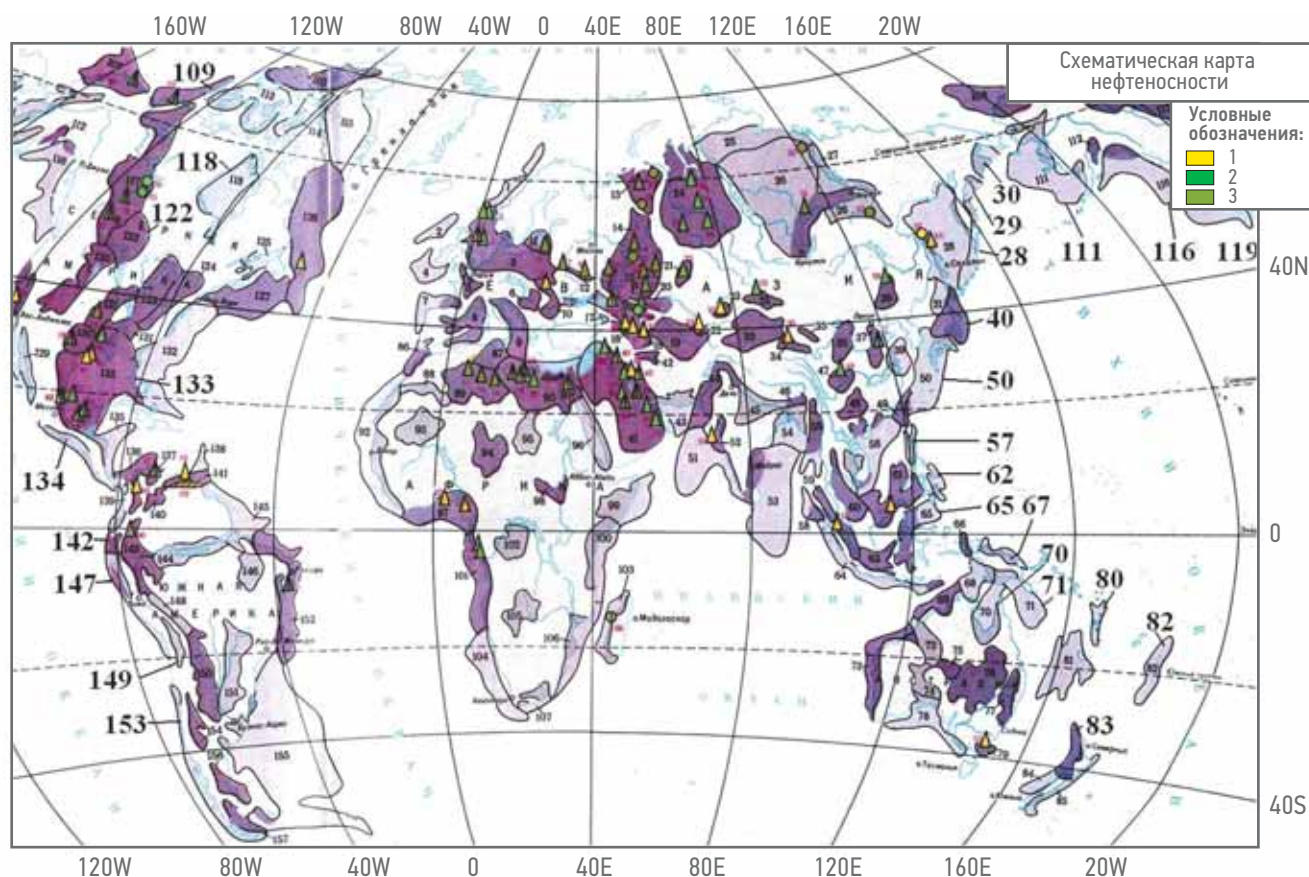


Рис. 6. Схематическая карта нефтеносности [24]. Условные обозначения: геологический возраст основной продуктивной толщи: 1 — Cz, 2 — Mz, 3 — Pz; номера НГБ в зонах субдукции: 28 — Охотский, 29 — Курило-Алеутский, 30 — Анадырско-Наваринский, 40 — Акита и др. НГО Японии, 50 — Восточно-Китайскоморский, 57 — Памианга, 62 — Восточно-Филиппинский, 65 — Восточно-Калимантанский, 67 — Северо-Гвинейский, 70 — Карпентария, 71 — Папуа, 80 — Новогербидский, 82 — Тонга, 83 — Таранакки, 109 — Бофорта, 111 — Беринговоморский, 114 — Джонс-Лакастер, 118 — Гудзонова залива, 119 — Санта-Мария и др. НГО, 122 — Уиллистонский, 133 — Мексиканского залива, 134 — Сан-Хосе, 142 — Гуаякиль, 149 — Альтиплано, 153 — Лебу-Арауко

Fig. 6. Schematic map of oil capacity [24]. Symbols: geological age of the main productive strata: 1 — Cz, 2 — Mz, 3 — Pz; PGB numbers in subduction zones: 28 — Okhotsk, 29 — Kuril-Aleutian, 30 — Anadyr-Navarin, 40 — Akita and other NGOs of Japan, 50 — East China Sea, 57 — Pamianga, 62 — East Philippine, 65 — East Kalimantan, 67 — North Guinea, 70 — Carpentaria, 71 — Papua, 80 — Novogerbidsky, 82 — Tonga, 83 — Taranaki, 109 — Beaufort, 111 — Bering Sea, 114 — Jones-Lacaster, 118 — Hudson Bay, 119 — Santa Maria et al. NGO, 122 — Williston, 133 — Gulf of Mexico, 134 — San Jose, 142 — Guayaquil, 149 — Altiplano, 153 — Lebu-Arauco

серпентинизированных пород и содержащимися в них углеводородами, которые расположены вокруг внешней части Тихоокеанской зоны субдукции (переходной зоны от островной дуги к континенту), могут создавать значительные запасы природного газа и нефти, доступных для бурения в районах внедрения мантийных диапиров, сформировавшихся в зонах литосферной субдукции (например, окраинные моря Тихоокеанского региона Российской Федерации и аналогично

в регионе Черноморской палеосубдукционной зоны Тетис: Предкавказье, Крым, Кавказ) [25, 9–11]. Предложенный геотермодинамический метод позволяет рассчитать месторасположение нефтеперспективных областей по расстоянию от глубоководного желоба, в зависимости от многих геолого-геофизических параметров глубинного разреза верхней мантии в исследуемом регионе и в особенности от угла и скорости субдуцирующей литосферной плиты и теплового потока.

Список литературы

1. Уеда С. Новый взгляд на Землю. М.: Мир, 1980. — 216 с.
2. Тернотт Д.Л., Шуберт Дж. Геодинамика. М.: Мир, 1985. — 732 с.
3. Pollack B.N., Hurter S., Johnson J.R. The New Global Heat Flow Data Compilation // EOS Trans, AGU. — 1990. — № 71. — P. 1604–1625.
4. Sawkins F.J. Sulfide ore deposits in relation to plate tectonics // Journ. Geol. — 1972. — V. 80. — No. 4. — P. 377–397.
5. Гаврилов С.В., Аббамт Д.Х. Термомеханическая модель тепло- и массопереноса в окрестности зоны субдукции // Физика Земли. — 1999. — № 12. — С. 3–12.
6. Chandrasekhar S. Hydrodynamic and hydromagnetic stability. Oxford, Clarendon, 1961. — 654 p.
7. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. О формировании аномального теплового потока в бассейне Паннония и зоне Вардар

- при субдукции Адриатической плиты под Евразийскую плиту // *International Journal of Professional Science*. — 2021. — № 9. — С. 27–39. https://doi.org/10.54092/25421085_2021_9_27
8. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. О субдукции Амурской микроплиты и конвективном механизме выноса диссипативного тепла и углеводородов из мантийного клина в Охотском море к востоку от острова Сахалин // *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. — 2022. — Т. 42. — № 1(105). — С. 5–12. https://doi.org/10.24412/1728-5283_2022_1_5-12
 9. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Оценка нефтегазовых перспектив Крымского полуострова как результат геодинамического моделирования зоны субдукции Восточно-Черноморской плиты под литосферу Скифской плиты // *Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. Сер. География, Геология*. — 2021. — Т. 7. — № 3. — С. 279–291. <https://doi.org/10.37279/2413-1717-2021-7-3-279-291>
 10. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Геотермодинамическая модель предполагаемой палеозоны литосферной субдукции в районе Черноморской впадины и ее связь с металлогенической зональностью Крыма и Кавказа // *Региональная геология и металлогения*. — 2021. — № 87. — С. 4–16. <https://doi.org/10.52349/0869-7892-2021-87-04-16>
 11. Kharitonov A.L., Gavrilov S.V. Distribution of metallogenic zones of the Caucasus region originated as a result of the subduction of the lithosphere of the Tethys paleo-oceanic plate under the East-European paleo-continental plate // *Acta Geodinamica et Geomaterialia*. — 2021. — V. 18. — № 2(202). — P. 199–208. <https://doi.org/10.13168/AGG.2021/0014>
 12. Ванье В. Морская геология. М.: Мир, 1975. — 200 с.
 13. MacKenzie D.P. Speculations on the consequences and causes of plate motion // *Geophys. J. of Roy. Astron. Soc.* — 1969. — V. 18. — P. 1–32.
 14. Zharkov V.N. Physics of the Earth's Interiors. Duesseldorf: Lambert Academic Publishing. — 2019. — 438 p.
 15. Смирнов Я.Б. (ред.). Карта теплового потока территории СССР и сопредельных районов. М.: ГУГК, 1980.
 16. Carminati E., Lustrino M., Doglioni C. Geodynamic evolution of the central and western Mediterranean: Tectonics vs. igneous petrology constraints // *Tectonophysics*. — 2012. — V. 579. — P. 173–192.
 17. Lenkey L., Dovenyi P., Horvath F., Cloetingh S.A.P.L. Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics // *EGU Stephan Mueller Special Publication Series*. — 2002. — V. 3. — P. 29–40.
 18. Ушанов С.А., Галушкин Ю.И., Иванов О.П. Природа складчатости осадков на дне Черного моря в зоне перехода к Крыму и Кавказу // *Доклады АН СССР*. — 1977. — Т. 233. — № 5. — С. 932–935.
 19. Тимурзиев А.И. Миф «энергетического голода» от Хаббарта и пути воспроизводства ресурсной базы России на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // *Бурение и нефть*. — 2019. — № 1. — С. 12–20.
 20. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: Геоинформцентр, 2002. — 250 с.
 21. Павленкова Н.И. Ротационно-флюидная модель глобального тектогенеза / В кн.: Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). Под ред. А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валяева. М.: ГЕОС, 2011. — С. 69–92.
 22. Сейфуль-Мулюнов Р.Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. М.: Торус Пресс, 2012. — 216 с.
 23. Рингвуд А.Е. Состав и строение Земли. М.: Мир, 1984. — 133 с.
 24. Гуревич Г.С., Максимов С.П. Схематическая карта нефтеносности. Масштаб 1:120 000 000. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 1987. — 1 л.
 25. Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Нарнаухов С.М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. М.: Недра, 2014. — 181 с.
 26. Kelly D.S., Fruh-Green G.L. Abiogenic methane in deep-seated mid-ocean ridge environments: Insights from stable isotope analyses // *Journal of Geophysical Research*. — 1999. — V. 104. — P. 10439–10460.
 27. Kiyosu Y. Hydrogen isotopic compositions of hydrogen and methane from some volcanic areas in Northeastern Japan // *Earth and Planet. Sci. Lett.* — 1983. — V. 62. — № 1. — P. 41–52.
 28. Maekawa H., Yamamoto K., Teruaki J., Ueno T., Osado Y. Serpentinite seamounts and hydrated mantle wedge in the Jzu-Bonin and Mariana forearc regions // *Bull. Earth. Res. Inst. Univ. Tokyo*. — 2001. — V. 76. — P. 355–366.
- ### References
1. Uyeda S. *Novyy vzglyad na Zemlyu* [The New View of the Earth]. San Francisco: W.H. Freeman Company; 1978, 217 p.
 2. Turcott D.L., Schubert J. *Geodinamika* [Geodynamics]. Moscow: Science; 1985, 732 p. (In Russ.).
 3. Pollack B.N., Hurter S., Johnson J.R. The New Global Heat Flow Data Compilation. *EOS Trans, AGU*. 1990, no. 71, pp. 1604–1609.
 4. Sawkins F.J. Sulfide ore deposits in relation to plate tectonics. *Journ. Geol.* 1972, no. 80(4), pp. 377–397.
 5. Gavrilov S.V., Abbott D.H. *Termo-mekhanicheskaya model' teplo- i massoperevosa v okrestnosti zony subdukcii* [Thermo-mechanical model of heat- and mass-transfer in the vicinity of subduction zone]. *Physics of the Earth*, 1999, no. 35(12), pp. 967–976 (In Russ.).
 6. Chandrasekhar S. *Hydrodynamic and hydromagnetic stability*. Oxford: Clarendon, 1961, 654 p.
 7. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. O formirovaniy anomal'nogo teplovogo potoka v bassejne Pannonia i v zone Vardar pri subdukcii Adriaticeskoy plity pod Evraziyskuyu plitu [On the formation of abnormal heat flow in the Pannonia basin and the Vardar zone during subduction of the Adriatic plate under the Eurasian plate]. *International Journal of Professional Science*. 2021, no. 9, pp. 27–39 (In Russ.). https://doi.org/10.54092/25421085_2021_9_27
 8. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. O subdukcii Amurskoy mikroplity i konvektivnom mekhanizme vynosa dissipativnogo tepla i uglevodorodov iz mantiynogo klina v Okhotskom more k vostoku ot ostrova Sakhalin [On the subduction of the Amur micro plate and the convective mechanism of dissipative heat and hydrocarbons removal from the mantle wedge in the Sea of Okhotsk east of Sakhalin Island]. *Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2022, no. 42(105), pp. 5–12 (In Russ.). https://doi.org/10.24412/1728-5283_2022_1_5-12
 9. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. Otsenka neftegazovykh perspektiv Krymskogo poluostrova kak rezul'tat geodinamicheskogo modelirovaniya zony subdukcii Vostochno-Chernomorskoy plity pod litosferu Skifskoy plity [Assessment of oil and gas prospects of the Crimean Peninsula as a result of geodynamic modeling of the subduction zone of the East Black Sea plate under the lithosphere of the Scythian plate]. *Scientific notes of the V.I. Vernadsky Crimean Federal University. Ser. Geography, Geology*. 2021, no. 7(3), pp. 279–291 (In Russ.). <https://doi.org/10.37279/2413-1717-2021-7-3-279-291>
 10. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. Geotermodinamicheskaya model' predpolagaemoy paleozony litosfernoy subdukcii v rayone Chernomorskoy vpadiny i ee svyaz' s metallogenicheskoy zonal'nostyu Krima i Kavkaza [Geothermodynamic model of the proposed paleozone of lithospheric subduction in the area of the Black Sea basin and its relationship with the metallogenic zonality of the Crimea and the Caucasus]. *Regional geology and metallogeny*. 2021, no. 87, pp. 4–16 (In Russ.). <https://doi.org/10.52349/0869-7892-2021-87-04-16>
 11. Kharitonov A.L., Gavrilov S.V. Distribution of metallogenic zones of the Caucasus region originated as a result of the subduction of the lithosphere of the Tethys paleo-oceanic plate under the East-European paleo-continental plate. *Acta Geodinamica et Geomaterialia*. 2021, no. 18(2), pp. 199–208. <https://doi.org/10.13168/AGG.2021/0014>
 12. Vakuer V. *Morskaya geologiya* [Marine geology]. Moscow: Mir, 1975, 200 p. (In Russ.).
 13. MacKenzie D.P. Speculations on the consequences and causes of plate motion. *Geophys. J. of Roy. Astron. Soc.* 1969, no. 18, pp. 1–32.

14. Zharkov V.N. *Physics of the Earth's Interiors*. Duesseldorf: Lambert Academic Publishing, 2019, 438 p.
15. Smirnov Ya.B. (ed.). *Karta teplovogo potoka territorii SSSR i sopredel'nykh regionov* [Heat flow map of the territory of the USSR and adjacent areas]. Moscow: GUGK, 1980 (In Russ.).
16. Carminati E., Lustrino M., Doglioni C. Geodynamic evolution of the central and western Mediterranean: Tectonics vs. igneous petrology constraints. *Tectonophysics*, 2012, no. 579, pp. 173–192.
17. Lenkey L., Dovenyi P., Horvath F., Cloetingh S.A.P.L. Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics. *EGU Stephan Mueller Special Publication Series*, 2002, no. 3, pp. 29–40.
18. Ushakov S.A., Galushkin Yu.I., Ivanov O.P. Priroda skladchatosti osadkov. na dne Chernogo morya v zone perekhoda k Krymu i Kavkazu [The nature of folding of the sediments at the Black Sea floor in the zone of transition to Crimea and Caucasus]. *Reports of the USSR Academy of Sciences*, 1977, no. 233(5), pp. 932–935 (In Russ.).
19. Timurziev A.I. Mif "energeticheskogo goloda" ot Habberta i puty vosproizvodstva resursnoy bazy Rossii na osnove realizatsii proekta "Glubinnaya neft" [Myth of power hunger from Habbert and ways of the decision of the global power problem on base of "Deep Oil" project realization]. *Bureniye i neft'* [Drilling and Oil], 2019, no. 1, pp. 12–20 (In Russ.).
20. Syvorotkin V.L. *Glubinnaya degazatsiya Zemli i global'nye katastrofy* [Deep degassing of the Earth and global catastrophes]. Moscow: Geoinformcenter, 2002, 250 p. (In Russ.).
21. Pavlenkova N.I. *Rotatsionno-fluydnaya model' global'nogo tektogeneza* [Rotational fluid model of global tectogenesis / In the book: Degassing of the Earth and the genesis of oil and gas fields (to the 100th anniversary of the birth of Academician P.N. Kropotkin). Edited by A.N. Dmitrievsky, B.M. Valyaev]. Moscow: GEOS, 2011, pp. 69–92 (In Russ.).
22. Seiful-Mulyukov R.B. *Neft i gaz. Glubinnaya priroda i ee prikladnoye znachenie* [Petroleum and gas: Inorganic abiotic nature and its applicability]. Moscow: Torus Press, 2012, 216 p. (In Russ.).
23. Ringwood A.E. *Sostav i stroenie Zemli* [Composition and structure of the Earth]. Moscow: Mir, 1984, 133 p. (In Russ.).
24. Gurevich G.S., Maksimov S.P. *Skhematicheskaya karta neftenosnosti* [Schematic map of oil capacity. Scale 1:120 000 000]. St. Petersburg: VSEGEI, 1987, 1 p. (In Russ.).
25. Glumov I.F., Gulyaev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. *Regional'naya geologiya i perspektivy neftegazonosnosti Chernomorskoj glubokovodnoy vpadiny i prilgayushikh shel'fovikh zon* [Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deepwater basin and adjacent shelf zones]. Moscow: Nedra, 2014, 181 p. (In Russ.).
26. Kelly D.S., Fruh-Green G.L. Abiogenic methane in deep-seated mid-ocean ridge environments: Insights from stable isotope analyses // *Journal of Geophysical Research*, 1999, no. 104, pp. 10439–10460.
27. Kiyosu Y. Hydrogen isotopic compositions of hydrogen and methane from some volcanic areas in Northeastern Japan // *Earth and Planet. Sci. Lett*, 1983, no. 62(1), pp. 41–52.
28. Maekawa H., Yamamoto K., Teruaki J., Ueno T., Osado Y. Serpentinite seamounts and hydrated mantle wedge in the Jzu-Bonin and Mariana forearc regions // *Bull. Earth. Res. Inst. Univ. Tokyo*, 2001, no. 76, pp. 355–366.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Гаврилов — математические расчеты, написание текста статьи (материалы и методы, результаты, рис. 2–5).

А.Л. Харитонов — написание текста статьи (аннотация, введение, обсуждение, заключение, список цитируемой литературы, рис. 1, рис. 6, перевод текста на английский).

Sergey V. Gavrilov — mathematical calculations, writing the text of the article (materials and methods, results, Figs. 2–5).

Andrey L. Kharitonov — writing the text of the article (abstract, introduction, discussion, conclusion, list of cited literature, Fig. 1, Fig. 6, translation of the text into English).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Владиленович Гаврилов — доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук
123242, Россия, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 10.
e-mail: gavrilov@ifz.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2737-2632>

Sergey V. Gavrilov — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Chief Researcher, Schmidt Institute of Earth Physics of the Russian Academy of Sciences
10, Bol. Gruzinskaya str., 123242, Moscow, Russia.
e-mail: gavrilov@ifz.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2737-2632>

Андрей Леонидович Харитонов* — кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова Российской академии наук,
108840, Россия, г. Москва, Калужское шоссе, д. 4.
e-mail (раб.): ahariton@izmiran.ru,
(дом.): Haritonov-magnit@yandex.ru.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0843-452X>

Andrey L. Kharitonov* — Cand. of Sci. (Phys. and Math.), Leader Researcher, Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences
4, Kaluga highway, 108840, Moscow, Russia.
e-mail (office): ahariton@izmiran.ru,
(house): Haritonov-magnit@yandex.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0843-452X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ ПРОГНОЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

© И.В. Яковлев,
К.А. Смирнов, 2023



И.В. Яковлев*, К.А. Смирнов

ООО «ПетроТрейс», РФ, Москва

Электронный адрес: ivan.yakovlev@ptgeos.com

Информация о трещиноватости горных пород играет важную роль при поиске и освоении залежей углеводородов, локализованных в плотных слабопроницаемых коллекторах с низкой пористостью. Сейсмические данные, хорошо зарекомендовавшие себя при решении задач прогноза вещественного состава и свойств традиционных коллекторов, могут быть использованы и для определения зон скопления трещин.

Цель. Актуальность задачи прогноза трещиноватости связана с растущим вниманием к нетрадиционным коллекторам и сосредоточенным в них ресурсам углеводородов как источнику восполнения минерально-сырьевой базы. В этой связи важно наметить набор имеющихся в распоряжении геофизиков-сейсмологов инструментов для изучения трещиноватости и предложить методику их использования.

Материалы и методы. В настоящей работе проведено исследование интерпретационных возможностей сейсморазведки с точки зрения прогноза азимутальной анизотропии и трещиноватости. В том числе рассмотрены геометрические атрибуты волнового поля, параметры анизотропии зависимости амплитуд отражения от угла падения, характеристики дифракционной составляющей волнового поля. В качестве примеров использованы материалы широкоазимутальных сейсмических съемок 3D, целевые интервалы с прогнозируемой трещиноватостью, расположенные как в терригенных, так и в карбонатных разрезах.

Результаты. Предложены способы комплексирования атрибутов трещиноватости различной природы, сформулированы критерии применимости сейсмических данных для прогноза наличия и параметров трещиноватости.

Заключение. Показано, что при выполнении ряда требований к системе наблюдений и обработке сейсмические данные могут успешно применяться для выделения зон развития трещин и оценки их ориентации.

Ключевые слова: трещиноватость, сейсморазведка, азимутальная анизотропия, дифракция

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Яковлев И.В., Смирнов К.А. Современное состояние методов прогноза трещиноватости по сейсмическим данным. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):84–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-84-92>

Статья поступила в редакцию 09.06.2023

Принята к публикации 31.06.2023

Опубликована 29.09.2023

METHODS OF FRACTURE PREDICTION FROM SEISMIC DATA: CURRENT STATE

Ivan V. Yakovlev*, Konstantin A. Smirnov

PetroTrace LLC, RF, Moscow

E-mail: ivan.yakovlev@ptgeos.com

Information about fractures plays a significant role when dealing with the exploration and production of hydrocarbons accumulated in tight rocks with low porosity and permeability. Seismic data, which has already proven to be a valuable tool for the lithology and properties prediction in conventional reservoirs, can also be used to determine zones of fracture location.

Aim. The relevance of the problem of fracture prediction is determined by the growing attention to unconventional reservoirs and associated hydrocarbons as a mean of replenishment of the resource base. Therefore, it is important to outline the set of tools available to seismic interpreters for studying fractures and to propose a methodology for their use.

Materials and methods. In this paper, we present a study of the opportunities provided by seismic data in terms of predicting azimuthal anisotropy and fracturing. Particularly, we suggest a review of the geometric attributes of the wave field, the anisotropy parameters of the amplitude vs. azimuth vs. angle variation, and the characteristics of the diffraction imaging. Our investigation is supported by examples of the real data interpretation implementing wide-azimuth 3D seismic surveys with supposedly fractured target intervals located in both clastic and carbonate environments.

Results. As a result, several approaches for combining the attributes of fractures of various nature are proposed, as well as criteria for the applicability of seismic data for predicting the presence and parameters of fractures.

Conclusion. We show that if a number of requirements for the acquisition and processing of seismic data are met, it can be successfully used to identify zones of fracture development and assess their orientation.

Keywords: fractures, seismic exploration, azimuthal anisotropy, diffraction

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

For citation: Yakovlev I.V., Smirnov K.A. Methods of fracture prediction from seismic data: current state. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):84–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-84-92>

Manuscript received 09.06.2023

Accepted 31.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Использование сейсмических данных для прогноза объемного и площадного распределения литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств горных пород на сегодня является распространенной практикой и фактически индустриальным стандартом интерпретации материалов сейсморазведки. Куда более дискуссионным до сих пор остается вопрос о применимости сейсмических данных для оценки распределения горизонтальных напряжений, а также параметров сопутствующей трещиноватости. Между тем современная сейсморазведка накопила внушительный методический арсенал для решения этой задачи. Он включает как внедрение широкоазимутальных систем наблюдения, так и подходы к обработке и интерпретации, позволяющие эффективно выделять особенности волнового поля, связанные с наличием азимутальной анизотропии и трещиноватости в изучаемой среде.

При этом актуальность прогноза трещиноватости и напряженного состояния горных пород с помощью сейсмических данных только возрастает. Среди прочего это связано с переходом к более пристальному изучению слабопроницаемых и нетрадиционных коллекторов, для которых роль трещин при транспортировке подвижного флюида во время добычи особенно велика. Настоящая статья посвящена обзору имеющихся в распоряжении геофизиков-интерпретаторов инструментов для оценки анизотропии и трещиноватости, а также некоторым примерам их успешного применения.

ПОНЯТИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И СЕЙСМИЧЕСКИЙ МАСШТАБ

Трещиноватость — явление разделения горных пород земной коры трещинами различной протяженности, формы и пространственной ориентировки. Кроме того, трещиноватостью также называют совокупность всех трещин, совместно развитых в конкретном объеме горной породы.

Совокупность трещин в объеме породы, имеющих близкую пространственную ориентировку, называется системой трещин.

По происхождению трещиноватость горных пород разделяется на нетектоническую и тектоническую. Нетектонические трещины — следствие растрескивания горных пород в процессе охлаждения, уплотнения, дегидратации, развития экзогенных процессов, ведения горных работ («технологическая» трещиноватость). Тектоническая трещиноватость горных пород развивается в связи с напряжениями, возникающими в горных породах под влиянием глубинных тектонических сил и движений.

В окружающем мире трещиноватость проявляется в разных масштабах: в обнажениях можно наблюдать системы трещин, простирающиеся на десятки и сотни метров; на продольных спилах керна скважин обнаруживаются трещины с линейными размерами порядка нескольких сантиметров; при изучении шлифов под микроскопом становятся видны уже субмиллиметровые нарушения сплошности горных пород (рис. 1).

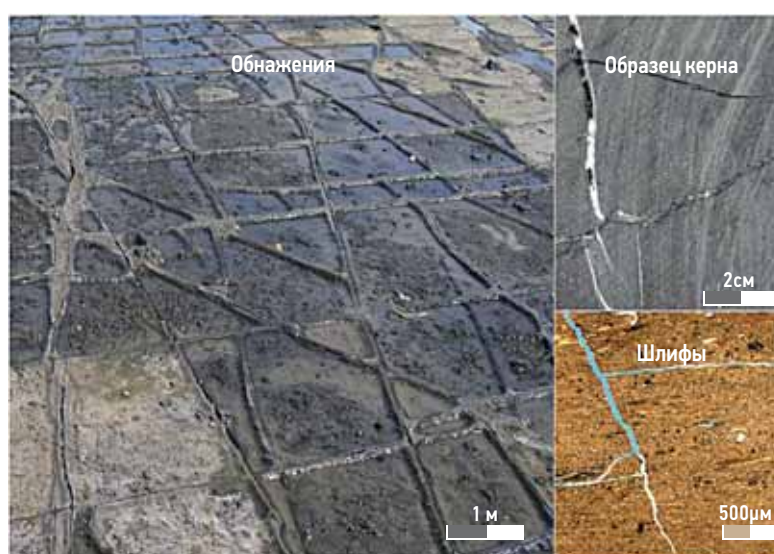


Рис. 1. Проявление трещиноватости горных пород в разных масштабах.

Источники изображений (скомпонованы авторами):

https://en.wikipedia.org/wiki/Tessellated_pavement; O.P. Wennberg и др.; A. Ruzhnikov

Fig. 1. Rock fracture appearance at various scales. Image sources

(compiled by the authors): https://en.wikipedia.org/wiki/Tessellated_pavement;

O.P. Wennberg и др.; A. Ruzhnikov

Отметим, что, говоря о влиянии трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, имеют в виду в первую очередь микро- и мезомасштаб проявления трещин. Именно с этим обстоятельством, как правило, и связан скепсис относительно чувствительности сейсмических данных к наличию трещин и способности прогнозировать их распространение, поскольку «рабочий» масштаб и разрешающая способность данных сейсморазведки ограничены используемой полосой частот зондирующего сигнала и составляют в лучшем случае первые метры, а чаще — десятки метров. В то же время, как видно на **рис. 1**, морфологически системы трещин устроены схожим образом независимо от масштаба, что указывает на их фрактальную природу. Эффект самоподобия и одновременного проявления трещиноватости на разных масштабах хорошо изучен [3] и активно эксплуатируется для математического описания моделей трещин [1, 5]. Это делает легитимным и применение сейсмических наблюдений: выполняя прогнозы параметров трещиноватости в сейсмическом масштабе, мы можем ожидать, что они будут состоятельными и на микроуровне.

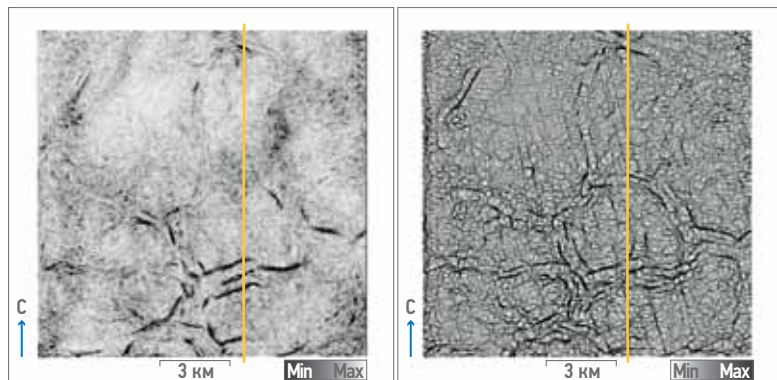
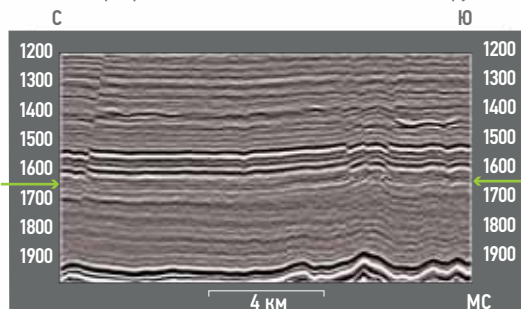
АТРИБУТЫ АНИЗОТРОПИИ И ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Самым простым (и давно применяемым) методом выявления возможных зон трещиноватости на качественном уровне является анализ так называемых геометрических атрибутов полнократного сейсмического куба. Такие атрибуты, как «кривизна», «углы наклона», «когерентность», описывают макронеоднородности геологической среды на основе оценки изменчивости волнового поля по латерали. В частности, по картам когерентности и других геометрических атрибутов успешно выделяют макронеоднородности, размеры которых, как правило, в несколько раз превышают длину волны: тектонические нарушения и зоны дробления (**рис. 2**). В то же время к таким объектам могут быть приурочены и области развития трещиноватости. Кроме того, если принимать во внимание, что тектонические нарушения в основном ориентированы в направлении максимального горизонтального напряжения, то анализ распределения азимутов простирания разломов и более мелких линеаментов, выделенных по геометрическим атрибутам, может дать информацию и о направлении оси азимутальной анизотропии.

Более широкие возможности для оценки параметров анизотропии открываются при наличии широкоазимутальных сейсмических данных. Сейсмограммы после миграции с сохранением информации об азимутах могут быть использованы для анализа вариаций амплитуды отражения в зависимости от направления прихода падающей на границу волны (AVAz-анализа). Для этого по аналогии с AVO-анализом применяется аппроксимация Рюгера [10], описывающая зависимость коэффициента отражения от угла и азимута падения. Ее параметрами являются азимут оси анизотропии, а также градиенты изменения амплитуд в зависимости от удаления вдоль и перпендикулярно этой оси. Интенсивность анизотропии при этом определяется как отношение мгновенных значений двух градиентов. При наличии трещиноватости предполагается, что величина интенсивности анизотропии пропорциональна плотности трещин; при отсутствии однозначной информации о наличии трещин интенсивность анизотропии может интерпретироваться как индикатор зон максимального горизонтального сжатия/растяжения и вероятность образования тектонически обусловленных коридоров трещиноватости.

На **рис. 3** приведены примеры проявления азимутальной анизотропии остаточной

Сейсмический разрез, осложненный тектоническими нарушениями



Карта атрибута когерентности вдоль целевого горизонта

Карта атрибута кривизны вдоль целевого горизонта

Рис. 2. Геометрические атрибуты полнократного сейсмического куба. Составлено авторами

Fig. 2. Geometrical attributes of the full stack seismic volume. Prepared by the authors

кинematики и амплитуд отражений от угла падения. В первом случае анизотропия скоростей идентифицируется по волнообразным изменениям осей синфазности в полноазимутальной мигрированной сейсмограмме. Аналогичные колебания амплитуды с изменением азимута наблюдаются и на графике зависимости коэффициента отражения от угла падения (красная линия), который приводится в сопоставлении с кривой аппроксимации Рюгера (зеленая линия). Также на **рис. 3** приведены карты параметров этой аппроксимации для целевого интервала — направления оси анизотропии и ее интенсивности. Сопоставление диаграммы распределения азимутов оси анизотропии с данными скважинных исследований FMI показывает, что в результате AVAz-анализа успешно определяется направление максимального горизонтального напряжения. В то же время можно заметить, что распределение ориентации напряжений и сопутствующих зон трещиноватости по площади является более разнообразным. Кроме того, области максимальной интенсивности анизотропии приурочены к зонам развития тектонических нарушений, выделяемых на атрибуте когерентности волнового поля.

Еще одним способом обнаружения скопленных трещин является анализ дифрагированной компоненты волнового поля. В общем случае дифракцией называется явление огибания волновым фронтом препятствий с размерами, сопоставимыми с длиной волны. Известно, что образующиеся при этом волны распространяются в среде, не подчиняясь законам лучевого приближения. Трещины, как и другие относительно малоразмерные (т. е. порядка длины волны) акустически контрастные объекты, являются источником дифрагированных волн, которые регистрируются любой системой наблюдения МОГТ. Однако в связи с тем, что их кинематика отличается от отраженных волн, а амплитуды — на порядки ниже, проблему представляет сохранение и эффективное выделение поля дифрагированных волн в процессе обработки. Современные технологии обработки, нацеленные на сохранение особенностей волнового поля, связанных с дифрагированными волнами и анизотропией, позволяют преодолеть это затруднение. Можно отметить следующие ключевые условия успешного выделения дифрагированной компоненты волнового поля:

- мягкое выполнение процедур подавления регулярных помех и повышения соотношения сигнал/шум с контролем латеральной разрешенности данных в процессе работ;

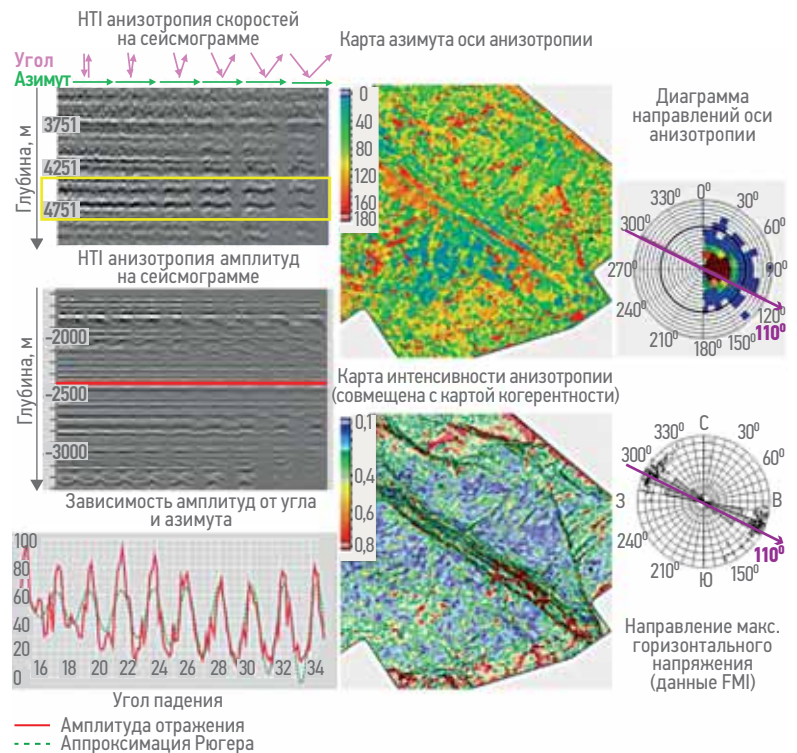


Рис. 3. Проявление азимутально зависимой анизотропии скоростей и амплитуд отражения и результаты AVAz-анализа. Составлено авторами
Fig. 3. Examples of the velocity and amplitude azimuthal anisotropy and results of the AVAz analysis. Prepared by the authors

- построение детальной анизотропной глубинно-скоростной модели среды с последующим выполнением глубинной миграции по общему углу отражения;
- получение сейсмограмм после глубинной миграции как в области углов отражения, так и в области углов наклона отражающих площадок (так называемых дирекционных сейсмограмм), обеспечивающих синфазное суммирование дифрагированных волн [7].

Ключевую роль в построении качественного дифракционного изображения среды играют специальные процедуры подавления отраженной волны, которые могут применяться как в процессе, так и после миграции [2, 4, 8, 9].

ФРАКТАЛЬНАЯ ПРИРОДА ТРЕЩИН ПОЗВОЛЯЕТ ИНТЕРПОЛИРОВАТЬ РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С МАКРОУРОВНЯ НА МИКРОУРОВЕНЬ И ПРОГНОЗИРОВАТЬ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ И ФЕС ПОРОД.

Помимо собственно суммарного куба дифракций в интерпретации используются и его атрибуты: энергия, мгновенная амплитуда, результаты спектрального разложения в различных диапазонах частот для обнаружения разномасштабных рассеивающих объектов.

Кроме того, при наличии полноазимутальных данных появляется дополнительная возможность оценки пространственной ориентации линейных дифрагирующих объектов, таких как трещины. Такой анализ основан на особенностях распространения энергии дифракции от края линейной неоднородности: в отличие от изотропного точечного дифрактора, рассеивающего сейсмическую энергию равномерно по всем направлениям, дифракция от линейного объекта распространяется в направлении, перпендикулярном азимуту его простирания [11].

На **рис. 4** показано выделение двух независимых систем тектонических нарушений/трещин по комплексу геометрических атрибутов и параметров энергии дифракционной компоненты волнового поля. На карте когерентности, построенной для целевого интервала, отчетливо видна только одна «полигональная» система нарушений; при этом по карте кривизны прослеживается дополнительный набор линеаментов юго-восточного простирания, не проявляющих себя в волновом поле в виде нарушений прослеживаемости и смещения осей синфазности (**рис. 2**). Подтверждением того, что эти объекты не являются артефактами конкретного атрибута, служит то, что они независимо наблюдаются на карте энергии дифракции. При суммировании дифрагированной энергии в ограниченном диапазоне азимутов ортогонально простиранию эта система нарушений выделяется наиболее уверенно. Более того, ее преобладающее направление совпадает с ориентацией трещин ГРП, определенной по результатам кросс-дипольного акустического каротажа.

Таким образом, с точки зрения изучения трещиноватости и азимутальной анизотропии среды современные сейсмические данные 3D предоставляют следующие опции.

- Анализ атрибутов суммарного куба, описывающих однородность волнового поля и прослеживаемости отражающих границ.
- Изучение вариаций скоростей и параметров изменения амплитуд отражений с удалением/углом отражения.
- Выделение аномалий дифрагированного волнового поля (diffraction imaging).

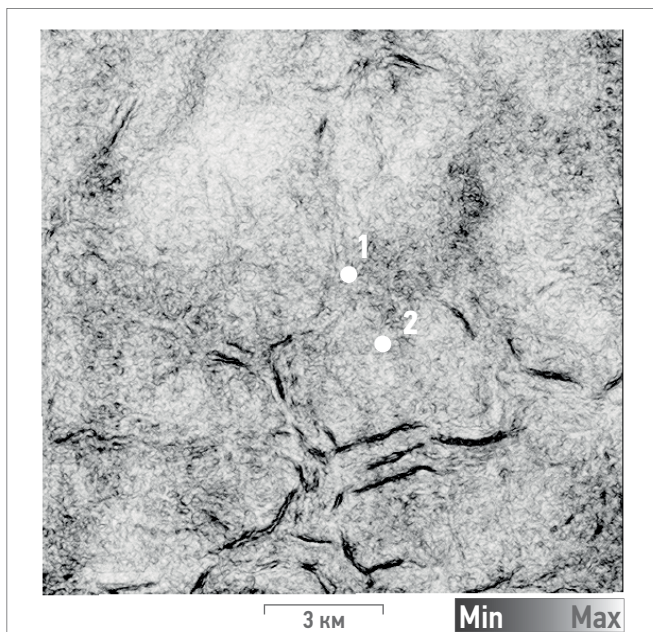
КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ

Каждая из рассмотренных выше групп атрибутов обладает чувствительностью по отношению к геологическим неоднородностям, характеризующимся резким перепадом акустических свойств по латерали (тектонические нарушения, зоны деструкции, системы

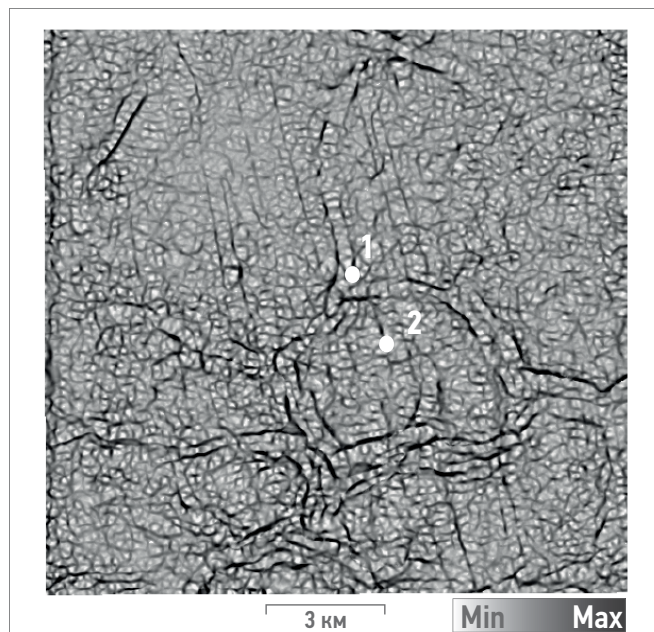
трещин, карсты и каверны и др.). При этом выделенные группы атрибутов рассчитываются независимо от других и имеют разную масштабность исследований, что открывает возможности для их дальнейшего комплексирования.

Перед комплексированием атрибутов необходимо оценить их качество и информативность, принимая во внимание их внутреннюю согласованность в смысле возможности их использования для отображения очевидных неоднородностей строения изучаемого разреза — например, крупных тектонических нарушений. Кроме того, следует учитывать согласованность атрибутов трещиноватости с доступными скважинными данными. В частности, ожидается, что определяемые по сейсмическим данным преобладающие направления азимутальной анизотропии будут соответствовать направлениям горизонтальных напряжений и трещин, выявленных по данным пластовых имиджеров (FMI), кросс-дипольного акустического каротажа и других специализированных исследований. Непосредственно комплексирование может выполняться разными способами (**рис. 5**). На качественном уровне в одной из реализаций подход к совместному анализу атрибутов трещиноватости заключается в следующем: информативные карты параметров дифракции, интенсивности анизотропии и геометрических особенностей отражающих границ, характеризующие интервал исследований, отображаются в режиме RGB-смешивания. Это позволяет наблюдать синхронные аномалии различных групп атрибутов в разных цветах. Так, белым цветом отображаются аномалии всех трех групп атрибутов, соответствующие крупным неоднородностям — например, тектоническим нарушениям. Голубым цветом изображаются аномалии параметров анизотропии и энергии рассеянной компоненты, предположительно соответствующие зонам развития трещиноватости, кавернзности и других мелкомасштабных неоднородностей. Несмотря на наглядность получаемых в результате карт, у такого подхода есть и ряд недостатков, среди которых очевидное ограничение на число совместно рассматриваемых атрибутов, а также сложность перехода к какому-либо виду количественного прогноза. Кроме того, достаточно субъективным является и выбор динамического диапазона визуализации каждого из атрибутов, в результате чего окончательное представление прогнозной карты во многом становится зависимым от мастерства и опыта интерпретатора. Частично преодолеть указанные трудности может помочь другой способ

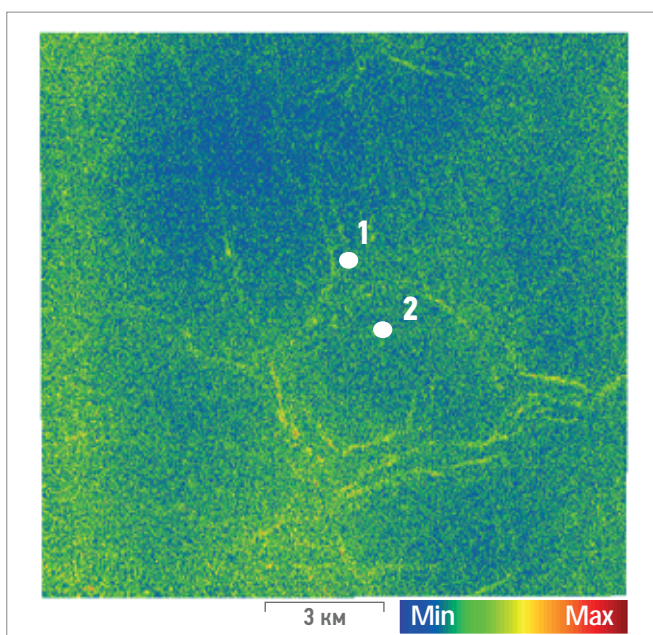
Карта атрибута когерентности



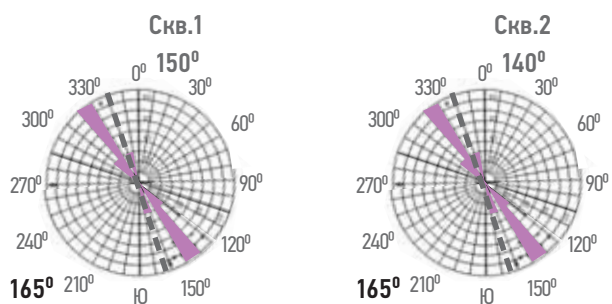
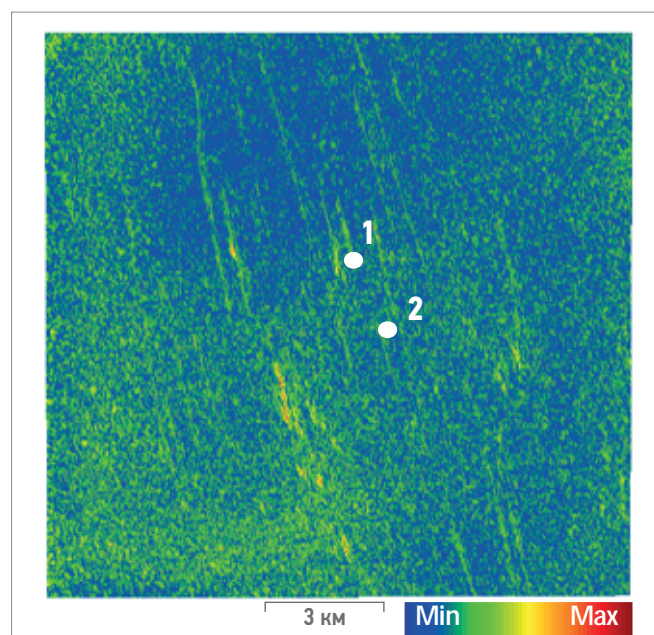
Карта атрибута кривизны



Карта энергии дифракционной компоненты



Карта энергии дифракционной компоненты
в азимутальном секторе 45–90 град.



- Линеаменты, выделенные в поле дифракции
- Ориентация трещин ГРП по данным кросс-дипольной акустики

Рис. 4. Выделение двух систем нарушений/трещин с использованием атрибутов дифракционной компоненты волнового поля.
Составлено авторами

Fig. 4. Identification of the two different fracture systems using the diffracted component of the wavefield. Prepared by the authors

комплексирования, представляющий собой взвешенное суммирование (в простейшем случае — осреднение) нормированных карт информативных атрибутов. При таком подходе в первую очередь снимается ограничение на количество используемых параметров. Более того, результирующий «комплексный» индикатор трещиноватости имеет понятное числовое выражение и может применяться как на качественном уровне, так и при дальнейшем количественном прогнозе. Среди недостатков этого подхода остается элемент субъективности при выборе параметров нормировки исходных карт атрибутов, в этом случае снова существенную роль играет человеческий фактор. В качестве альтернативы «ручному» подбору нормировки и взвешивания атрибутов трещиноватости могут быть использованы

процедуры машинной многоатрибутной классификации, в том числе на основе нейронных сетей. В своей практике для решения подобных задач мы используем инструменты сейсмофациального анализа [12]. Их работа основана на применении математического аппарата самоорганизующихся карт Кохонена [6], позволяющего эффективно отделять паттерны изменения данных от случайных вариаций, обусловленных шумовой составляющей. Процедура реализуется в два этапа.

1. В фазе обучения выполняется анализ представительной выборки данных, выделение контрастных паттернов и конструирование квазиоднородных «классов», описываемых набором характерных значений входных атрибутов.
2. На стадии распространения каждый объект входного набора атрибутов

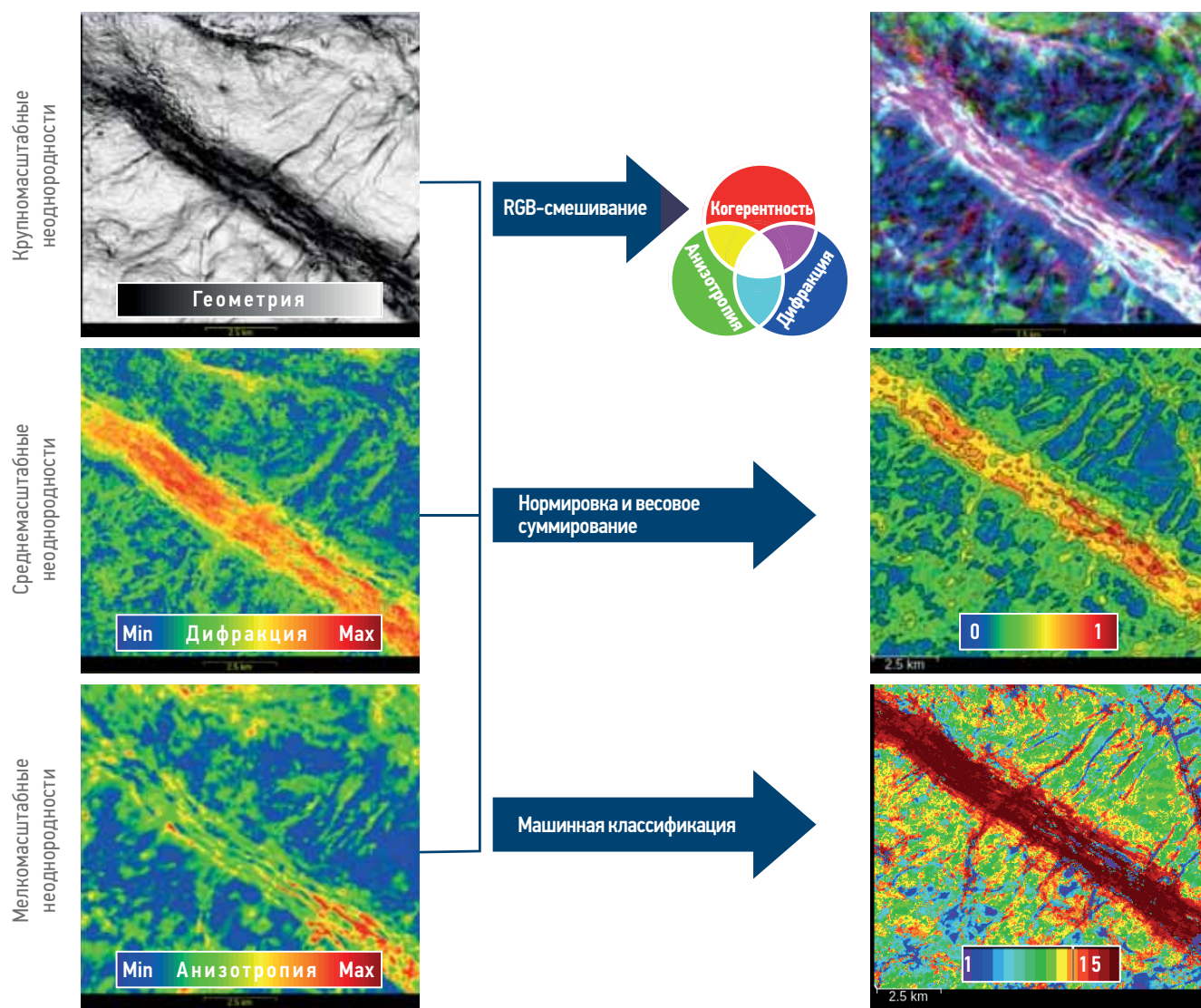


Рис. 5. Комплексирование атрибутов трещиноватости. Для варианта RGB-смешивание показаны цвета для каждой группы атрибутов: красный — геометрические атрибуты, зеленый — атрибуты азимутальной анизотропии, синий — атрибуты куба дифракции. Составлено авторами

Fig. 5. Integrated interpretation of the fracture attributes. In the RGB-blending scenario, the following colors for different groups of attributes are suggested: red — full stack geometrical attributes, green — azimuthal anisotropy attributes, blue — diffraction attributes. Prepared by the authors

сопоставляется с параметрами каждого «класса» и получает идентификатор принадлежности к наиболее подходящему из них. Под объектом здесь понимается алгебраический вектор, составленный из значений атрибутов, используемых для классификации, определенный на каждом инлайне/кросслайне в целевом интервале.

Такой вид комплексного анализа позволяет использовать любое число входных параметров и при этом максимально автоматизирован. После применения этой процедуры потенциальные зоны трещиноватости выделяются на качественном уровне в отдельный «класс» или группу смежных «классов», а минимальное участие интерпретатора в подборе параметров влияния того или иного атрибута в некотором смысле придает результату большую объективность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье рассмотрена проблема прогноза трещиноватости горных пород с использованием сейсмических данных, обоснована актуальность этой

задачи и предложены методы ее решения. Обсуждается понятие трещиноватости, ее фрактальные свойства и применимость сейсмических данных для изучения ее параметров. Авторами показано, что в распоряжении сейсмика-интерпретатора на сегодня имеются три основных инструмента анализа трещиноватости и азимутальной анизотропии свойств горных пород: геометрические атрибуты волнового поля, получаемые по суммарному кубу, оценка азимутальных вариаций зависимости коэффициента отражения от угла падения (AVAz-анализ) и изучение дифракционной составляющей волнового поля. Возможность применения этих подходов зависит от выполнения определенных требований к системе наблюдений и графу обработки сейсмических данных 3D. В работе показаны реальные примеры применения каждого из предложенных подходов для выделения возможных зон развития трещин и определения их ориентации. Особое внимание уделено комплексированию разных методик анализа трещиноватости и способам выполнения интегрированной интерпретации и оценки вероятности наличия трещинных зон.

Список литературы

1. Aguilar-Hernández A., Ramírez-Santiago G. Self-Similar and Self-Affine Properties of Two-Dimensional Fracture Patterns in Rocks. *Mathematical Geosciences*, 2010, no. 42, pp. 925–954.
2. Bansal R., Imhof M. Diffraction enhancement in prestack seismic data. *Geophysics*, 2005, no. 70, pp. 73–79.
3. Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 2001, no. 39 (3), pp. 347–383.
4. Федяев И., Ланда Е., Масыков А. Выделение дифракционной компоненты поля на основе разделения волновых полей на дирекционных сейсмограммах ОТИ. *Геофизика*, 2021, №1, с. 12–20.
5. Hossain S., Kruhl J.H. Fractal Geometry-Based Quantification of Shock-Induced Rock Fragmentation in and around an Impact Crater. *Pure and Applied Geophysics*, 2015, no. 7, pp. 2009–2023.
6. Kohonen T. Self-Organized Formation of Topologically Correct Feature Maps. *Biological Cybernetics*, 1982, no. 43 (1), pp. 59–69.
7. Landa E., Fomel, Reshef M. Separation, imaging, and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers. *SEG Expanded Abstracts*, 2008, no. 27, pp. 2176–2180.
8. Moser T.J., Howard C.B. Diffraction imaging in depth. *Geophysical Prospecting*, 2008, no. 56, pp. 627–642.
9. Протасов М. Выделение рассеянной компоненты волнового поля в области сейсмических данных: влияние на построение дифракционных изображений. Сборник материалов международной научной конференции «Интерэкспо ГЕО-Сибирь», 2022, Том 2, №2, с. 280–285.
10. Rüger A., Tsvankin I. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 1997, no. 16 (10), pp. 1429–1434.
11. Smirnov K., Landa E., Fedyaev I. New diffraction directivity prestack attributes for seismic fracture prediction. *First break*, 2021, no. 39 (2), pp. 45–51.
12. Yakovlev I., Smirnov K., Lushkina A., Mozgovaya O., Sablina V., Firsov A. Reducing drilling hazard risk in a carbonate environment using state-of-the-art seismic processing and diffraction imaging and interpretation. *First Break*, 2022, no. 40, pp. 79–84.

References

1. Aguilar-Hernández A., Ramírez-Santiago G. Self-Similar and Self-Affine Properties of Two-Dimensional Fracture Patterns in Rocks. *Mathematical Geosciences*, 2010, no. 42, pp. 925–954.
2. Bansal R., Imhof M. Diffraction enhancement in prestack seismic data. *Geophysics*, 2005, no. 70, pp. 73–79.
3. Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 2001, no. 39 (3), pp. 347–383.
4. Fedyaev I., Landa E., Masyukov A. Diffraction imaging by wave field separation in directional CIP gathers. *Geofizika*, 2021, no. 1, pp. 12–20 (In Russ.)
5. Hossain S., Kruhl J. H. Fractal Geometry-Based Quantification of Shock-Induced Rock Fragmentation in and around an Impact Crater. *Pure and Applied Geophysics*, 2015, no. 7, pp. 2009–2023.
6. Kohonen T. Self-Organized Formation of Topologically Correct Feature Maps. *Biological Cybernetics*, 1982, no. 43 (1), pp. 59–69.
7. Landa E., Fomel, Reshef M. Separation, imaging, and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers. *SEG Expanded Abstracts*, 2008, no. 27, pp. 2176–2180.

8. Moser T.J., Howard C.B. Diffraction imaging in depth. *Geophysical Prospecting*, 2008, no. 56, pp. 627–642.
9. Protasov M.I. Diffraction identification in data domain: influence on diffraction imaging. *Interexpo Geo-Siberia Expanded Abstracts*, 2022, vol. 2, no. 2, pp. 280–285 (In Russ.).
10. Rüger A., Tsvankin I. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 1997, no. 16 (10), pp. 1429–1434.
11. Smirnov K., Landa E., Fedyaev I. New diffraction directivity prestack attributes for seismic fracture prediction. *First break*, 2021, no. 39 (2), pp. 45–51.
12. Yakovlev I., Smirnov K., Lushkina A., Mozgovaya O., Sablina V., Firsov A.. Reducing drilling hazard risk in a carbonate environment using state-of-the-art seismic processing and diffraction imaging and interpretation. *First Break*, 2022, no. 40, pp. 79–84.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Яковлев — разработал концепцию и структуру статьи, выполнил расчет и интерпретацию AVAz-атрибутов, совместную интерпретацию атрибутов трещиноватости, подготовил текст и подбор рисунков.

К.А. Смирнов — оказал экспертную поддержку по выделению и интерпретации атрибутов дифрагированного волнового поля, предложил способы комплексирования различных атрибутов трещиноватости, провел ревизию текста, оформления рисунков.

Ivan V. Yakovlev — general concept and structure of the paper, computation and interpretation of the AVAz attributes, integrated interpretation of the fracture attributes, text of the article, picture selection and compilation.

Konstantin A. Smirnov — expertise in diffraction attributes interpretation, scenarios of the integrated fracture interpretation, text revision, picture preparation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Валерьевич Яковлев* — руководитель отдела динамической интерпретации, ООО «ПетроТрейд»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: ivan.yakovlev@ptgeos.com
SPIN-код: 2035-8275
AuthorID: 835150
Scopus ID: 26647882200, 57220458601

Ivan V. Yakovlev* — Head of Dynamic Interpretation Division, PetroTrace LLC
10, bld. 4, Letnikovskaya str., 115114, Moscow, Russia.
e-mail: ivan.yakovlev@ptgeos.com
SPIN-code: 2035-8275
AuthorID: 835150
Scopus ID: 26647882200, 57220458601

Константин Александрович Смирнов — эксперт по построению дифракционных изображений и анализу сейсмических данных, ООО «ПетроТрейд»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: konstantin.smirnov@ptgeos.com
Scopus ID: 57197693635

Konstantin A. Smirnov — Diffraction Imaging and Seismic Data Analysis Expert, PetroTrace LLC
10, bld. 4, Letnikovskaya str., 115114, Moscow, Russia.
e-mail: konstantin.smirnov@ptgeos.com
Scopus ID: 57197693635

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ САКМАРСКОЙ И САРБАЕВСКОЙ СВИТ ЮЖНОГО УРАЛА

С.Е. Макаров*, А.М. Тюрин¹, А.В. Сначёв², А.В. Пантелеева¹

¹ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», РФ, Оренбург

²Институт геологии УНЦ РАН, РФ, Уфа

© Коллектив авторов,
2023



Электронный адрес: makarovs@inbox.ru

Введение. Южный Урал рассматривается как нефтегазоперспективный регион. В 2022 году получены новые результаты его изучения.

Цель. Выявление на Южном Урале нефтематеринских пород, пород-коллекторов и покрышек, выделение потенциально нефтегазоносных комплексов, оценка перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба, разработка рекомендаций по постановке региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Материалы и методы. В рамках изучения перспектив нефтегазоносности региона осмотрено 13 обнажений и разрезов горных пород, выполнено лабораторное изучение образцов.

Результаты. Сакмарская свита (S_1-D_1sk) сложена сланцами кремнистыми, углеродисто-кремнистыми, углеродисто-глинистыми, глинисто-кремнистыми, фтанитами. Мощность свиты 150–700 м. По данным термогравиметрического анализа по 18 образцам сланцев (среднее содержание $C_{орг}$ составляет 8,2 %, максимальное — 10,4 %) они относятся к «очень богатым» нефтематеринским породам. Сарбаевская свита (D_{2-3sr}) сложена кремнистыми и глинистыми алевролитами, кремнисто-углеродисто-глинистыми и углеродисто-кремнистыми (углеродистыми) сланцами, пестроцветными яшмовидными силицидами. Её мощность составляет 50–300 м. По данным термогравиметрического анализа по 8 образцам сланцев (среднее содержание $C_{орг}$ составляет 1,3 %, максимальное — 3,2 %) они относятся к «богатым» нефтематеринским породам. Нефтематеринский потенциал сарбаевской свиты установлен впервые. Степень регионального метаморфизма сланцев двух свит — начальные стадии катагенеза.

Закключение. Полученные результаты повышают прогнозные перспективы нефтегазоносности карбонатно-терригенных отложений передовых складок Урала (фаменско-нижнепермские) и Магнитогорского прогиба (фаменско-среднекаменноугольные). Под ними прогнозируются нефтематеринские породы сакмарской и сарбаевской свит или их аналогов. Рекомендовано продолжить изучение осадочных отложений Южного Урала как нефтематеринских пород.

Ключевые слова: геология, углеродистые сланцы, термогравиметрический анализ, нефтематеринские породы, Южный Урал

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Макаров С.Е., Тюрин А.М., Сначёв А.В., Пантелеева А.В. Нефтематеринские породы сакмарской и сарбаевской свит Южного Урала. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):93–101. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-93-101>

Статья поступила в редакцию 15.05.2023

Принята к публикации 14.06.2023

Опубликована 29.09.2023

OIL-PRODUCING ROCKS OF SAKMARA AND SARBAEV FORMATIONS OF THE SOUTHERN URALS

Sergey E. Makarov*, Anatoly M. Tyurin¹, Aleksandr V. Snachev², Aleksandra V. Panteleeva¹

¹Orenburg State University, RF, Orenburg

²Institution of Geology of UFRS RAS, RF, Ufa

E-mail: makarovs@inbox.ru

Introduction. The Southern Urals is considered as an oil and gas promising region. In 2022, new results of its study were obtained.

Aim. Identification of oil-producing rocks, reservoir rocks and tires in the Southern Urals, identification of potentially oil-and-gas complexes, assessment of the prospects for oil and gas potential of the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough, development of recommendations for setting up regional geological exploration for oil and gas.

Materials and methods. As part of the study of the prospects of oil and gas potential of the region, 13 outcrops and rock sections were examined. A laboratory study of the samples was performed.

Results. The Sakmar formation (S_1-D_1sk) is composed of shales siliceous, carbonaceous-siliceous, carbonaceous-clay, clay-siliceous, phthanites. Width 150–700 m. According to the thermogravimetric analysis of shales (18 samples), the average organic substance content is 8.2 %, the maximum is 10.4 %. They belong to the «very rich» oil-producing rocks. The Sarbaev formation (D_{2-3sr}) is composed of siliceous and clay siltstones, siliceous-carbonaceous-clay and carbonaceous-siliceous (carbonaceous) shales,

variegated jasper-like silicides. Its width is 50–300 m. According to the thermogravimetric analysis of shales (8 samples), the average organic substance content is 1,3 %, the maximum is 3,2 %. They belong to the «rich» oil-producing rocks. The oil-producing potential of the Sarbaev formation has been established for the first time. The degree of regional metamorphism of the shales of the two formations is the initial stages of catagenesis.

Conclusion. The results obtained increase the forecast prospects of oil and gas content of carbonate-terrigenous deposits of the advanced folds of the Urals (Famennian-Lowerpermian) and Magnitogorsk trough (Famennian-Middlecarbonic). The oil-producing rocks of the Sakmar and Sarbaev formations or their analogues are predicted under them. It is recommended to continue the study of sedimentary deposits of the Southern Urals as oil-producing rocks.

Keywords: geology, carbonaceous shales, thermogravimetric analysis, oil-producing rocks, Southern Urals

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

For citation: Makarov S.E., Tyurin A.M., Snachev A.V., Panteleeva A.V. Oil-producing rocks of sakmara and sarbaev formations of the Southern Urals. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):93–101. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-93-101>

Manuscript received 15.05.2023

Accepted 14.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Российская часть Южного Урала с запада на восток включает Западно-Уральскую зону складчатости, Центрально-Уральское поднятие, Магнитогорский прогиб, Восточно-Уральское поднятие и Зауральский прогиб. На территории Казахстана выделяются Западные и Восточные Мугоджары. Западные делятся на Сакмарскую и Зеленокаменную зоны. Первая соответствует Центрально-Уральскому поднятию, вторая — восточной части Магнитогорского прогиба. На территории Оренбургской области Западно-Уральская зона складчатости представлена передовыми складками Урала. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Южного Урала обоснованы в цикле публикаций [1–9]. Нефтематеринские породы Южного Урала (в публикациях [1, 3, 4]). Наибольший интерес для обоснования перспектив нефтегазоносности региона представляют чёрные сланцы нижнего силура сакмарской (S_1-D_1sk) и горючие сланцы киинской (D_3kn) свит Центрально-Уральского поднятия, а также чёрные сланцы нижнего карбона Восточно-Уральского. По результатам анализа по технологии Rock-Eval образцов сланцев сакмарской свиты из карьера на окраине Кувандыка (Кувандыкский карьер) они отнесены к классу «превосходные нефтематеринские породы» [10]. Высокий нефтематеринский потенциал горючих сланцев киинской свиты в каком-либо обосновании не нуждается. По образцу чёрных сланцев нижнего карбона из обнажения на р. Кумак установлено, что их нефтематеринский потенциал до конца не реализован [8].

Изучение оренбургского сегмента Южного Урала проводится с целью выявления

нефтематеринских пород, пород-коллекторов и покрышек, выделения потенциально нефтегазоносных комплексов, оценки перспектив нефтегазоносности и разработки рекомендаций по постановке региональных геологоразведочных работ на нефть и газ. Во внимание приняты данные геологической съёмки, бурения, сейсмо-, грави- и магнито-разведки, а также мониторинга землетрясений. В 2022 году выполнена научно-исследовательская работа по оценке перспектив нефтегазоносности Магнитогорского прогиба Южного Урала (ответственный исполнитель А.М. Тюрин). В оренбургском сегменте Южного Урала и Мугоджарах осмотрено 13 обнажений и разрезов горных пород, выполнено лабораторное изучение образцов, в том числе термогравиметрический анализ образцов сланцев сакмарской (Кувандыкский карьер) и сарбаевской (Рысаевский карьер) свит. Полученные результаты представляют практический (уточнение перспектив нефтегазоносности региона) и научный (наличие на Урале древних неметаморфизованных пород) интерес.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОЗИЦИИ КУВАНДЫКСКОГО И РЫСАЕВСКОГО КАРЬЕРОВ

Кувандыкский (51°28'00" N, 57°23'03" E) и Рысаевский (51°39'00" N, 57°48'80" E) карьеры в Кувандыкском районе Оренбургской области находятся в крайней западной части Центрально-Уральского поднятия (рис. 1) в юго-западной части листа М-40-IV (Медногорск) масштаба 1:200 000. Выработка Кувандыкского карьера имеет размеры 80×140 м и глубину до 5 м,

приурочена к южному склону локального поднятия. Её стенки сложены тонкослоистыми породами с углами залегания 45°. Окраска пород характеризуется черными тонами. Толщина слоёв от 0,5 до 5,0 см. В отложениях имеется система разнонаправленных трещин. Вскрытые выработкой породы по внешним признакам идентифицируются как чёрные сланцы, отнесены к сакмарской свите (S_1-D_1sk). Локальное поднятие является останцом отложений свиты в поле нерасчленённых образований куагашской свиты и баулуской толщи ($O_{1-2}kg-bl$). Сакмарская свита сложена сланцами кремнистыми, углеродисто-кремнистыми, углеродисто-глинистыми, глинисто-кремнистыми, фтанитами. Имеются прослои и линзы кремнистых брекчий, песчаников, алевролитов, редко конгломератов и известняков. Породы претерпели в основном диагенетические преобразования, реже метаморфизм низкотемпературной субфации фации зеленых сланцев. Мощность свиты составляет 150–700 м [12].

Рысаевский карьер является геологическим памятником [13]. В карьере добывались кремнистые породы (строительный щебень). Выработками карьера на полную мощность вскрыты отложения сарбаевской свиты ($D_{2-3}sr$). Её разрез здесь является стратотипом [12]. Свита залегает на ишмураговской толще ($D_2i\dot{s}$), согласно с переслаиванием перекрывается зилаирской свитой (D_3-C_1zl). Геологическая позиция Рысаевского карьера приведена на **рис. 1**. Литолого-стратиграфический разрез — на **рис. 2**. Сарбаевская свита сложена кремнистыми и глинистыми алевролитами, кремнисто-углеродисто-глинистыми и углеродисто-кремнистыми сланцами, пестроцветными яшмовидными силицидами. Мощность 50–300 м. Нижняя часть разреза представлена пачкой желтовато-коричневых и ярко-зеленоватых глинисто-кремнистых и цеолит-кремнистых неслоистых брекчированных пород с прослоями, линзами и пачками желтоватых, зеленоватых, голубоватых, розовато-красных плитчатых кремней. Мощность 60–100 м. В кремнях найдены живетские и нижнефранские конодонты. До недавнего времени отложения сарбаевской свиты относились к сакмарской свите [12]. В районе Рысаевского карьера зилаирская свита представлена почти исключительно глинистыми аргиллитами и алевролитами характерного табачного цвета. Среди алевролитов и аргиллитов отмечаются редкие прослои полимиктово-граувакковых песчаников и гравелитов грязно-серого цвета мощностью до 5 м, количество которых

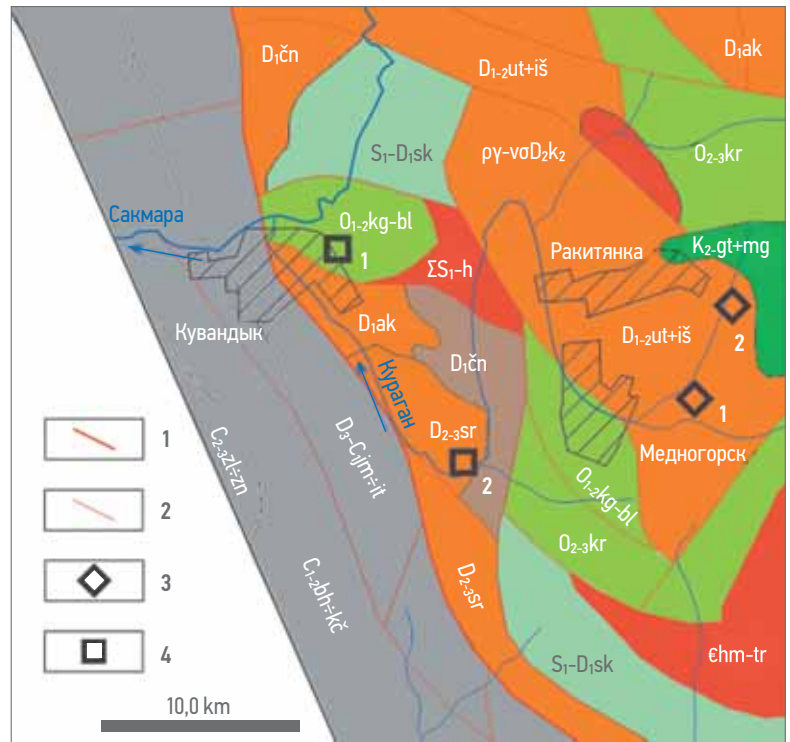


Рис. 1. Кувандык-Медногорская зона Центрально-Уральского поднятия. Выкопировка с геологической карты доплиоценовых образований масштаба 1:1000000 [11]. 1 — Западно-Уральский разлом. К востоку от него Центрально-Уральское поднятие, к западу — передовые складки Урала; 2 — разломы; 3 — медноколчеданные месторождения: Комсомольское (1), Блявинское (2); 4 — карьеры: Кувандыкский (1), Рысаевский (2)

Fig. 1. Kuvandyk-Mednogorsk zone of the Central Ural uplift. A copy from the geological map of pre-Pliocene formations on a scale of 1:1000000 [11]. 1 — West Ural fault. To the east of it is the Central Ural uplift, to the west — the frontal folds of the Urals; 2 — faults; 3 — copper pyrite deposits: Komsomolskoe (1), Blyavinskoe (2); 4 — careers: Kuvandyksky (1), Rysaevsky (2)

не превышает 5 % объема свиты. К прослоям псефитов, как правило, приурочены остатки флоры и древесины. Мощность отложений не превышает 400 м [13].

К 12 км востоку от Рысаевского карьера находится Комсомольское медноколчеданное месторождение (разведано, но добыча руды не начата). Оно является уникальным по интенсивности нефтегазопроявлений, которые изучены целенаправленно [14]. Углеводороды представлены керитами, асфальтитами, нефтеподобными битумами и дисперсным битуминозным веществом. Содержание керита в цементе тектонических брекчий достигает 10–20 % от объёма. Входит в ассоциацию с минералами гидротермального происхождения — кальцитом, кварцем, хлоритом. Асфальтит в виде прожилок и гнезд встречается в ассоциации с рудными минералами. Но в собственно колчеданных рудах включения керита и асфальтита не отмечаются. Нефтеподобный битум заполняет в породах трещины и пустоты в рудном теле и во вмещающих вулканогенных породах. Его содержание увеличивается с возрастом

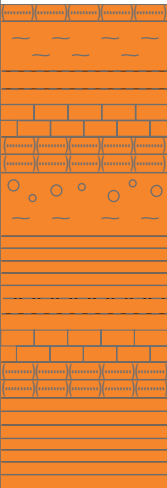
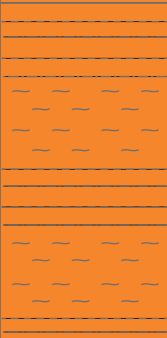
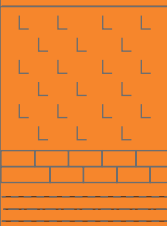
Система	Ярус	Свита	Литология	Описание пород
Девон	Фаменский	Зилайрская (D ₃ -C _{1zl})		Полимиктовые песчаники, гравелиты, конгломераты, алевролиты, аргиллиты с микститами олистростромовой фации в низах разреза и прослоями и линзами глинисто-кремнистых сланцев и известняков в верхах. Мощность 400 м
		Сарбаевская (D _{2-3sr})		Кремнистые и глинистые алевролиты, кремнисто-углистые-глинистые и углисто-кремнистые сланцы, пестроцветные яшмовидные силициты. Мощность 50-300 м
	Живетский	Ишмуратовская (D _{2is})		Лавобрекчии и пиллоу-лавы долеритов, базальтов с линзами красноцветных яшм, кремней, отмечены полимиктовые конглобрекчии, псефо-псаммиты и линзы алевролитов, известняков и кремний. Мощность до 400 м



Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез Рысаевского карьера. 1 — песчаники; 2 — углеродистые и кремнистые сланцы; 3 — алевролиты; 4 — известняки; 5 — конгломераты; 6 — вулканогенные породы; 7 — глины и аргиллиты.

Составлено авторами

Fig. 2. Rysaevsky quarry. Lithological and stratigraphic section. Lithological and stratigraphic section of the Rysaevsky quarry. 1 — sandstones; 2 — carbonaceous and siliceous shales; 3 — siltstones; 4 — limestones; 5 — conglomerates; 6 — volcanic rocks; 7 — clay layers and argillites. Prepared by the authors

их пористости и трещиноватости. За пределами Комсомольского месторождения при удалении от него содержание битума в породах уменьшается. Содержание газа в буровом растворе при бурении монолитных пород незначительное — 36,7 см³/л, в нарушенных и трещиноватых оно достигает 181,6 см³/л. В составе присутствуют углеводородные газы, азот и двуокись углерода. На Блявинском месторождении (однотипное с Комсомольским) добыча руды прекращена в конце 70-х годов прошлого века. При проходке разведочной скважины №20

на глубине 200 м отмечены выделения газа с высоким содержанием сероводорода. Гипотетическая модель функционирования углеводородной системы, локализованной в Комсомольском месторождении, создана авторами публикации [5]. В рудное тело и вмещающие породы поступают нефть и газ. Нефть теряет лёгкие фракции и превращается в битумы, которые со временем трансформируются в кериты и асфальтиты. В газе количественно доминируют гомологи метана. Его тяжёлыми гомологами и нефтью «питаются» сульфатредуцирующие бактерии. Они генерируют азот, двуокись углерода и сероводород. Основной объём сероводорода вступает в реакцию с окислами и гидроокислами железа. Образуется вторичный пирит. Процесс бактериальной сульфатредукции протекает в трёх месторождениях региона — Комсомольском, Блявинском и Северо-Подольском.

Киинская свита является стратиграфическим аналогом зилайрской свиты. Её обнажения изучены в верховьях р. Кия (правый приток Киялы-Бурты). Этот участок реки (в 55 км южнее Рысаевского карьера) является границей между Российской Федерацией и Республикой Казахстан. Сложена тонкопелосчатыми серыми, зеленовато-, желтовато-серыми плитчатыми кремнистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, кремнистыми алевролитами и мелкозернистыми кремнистыми песчаниками с подчиненными прослоями глинистых сланцев и светлых известняков, образующих линзы и тонкие прослои [15]. Среди этих отложений залегают прослои и пачки битуминозных горючих сланцев общей мощностью 37 м. Имеются битуминозные сланцы и песчаники. Мощность свиты до 500–600 м.

По результатам геологической съёмки передовые складки Урала и центральная часть Магнитогорского прогиба сложены карбонатно-терригенными отложениями. В первом регионе их возраст фаменско-нижнепермский, во втором — фаменско-среднекаменноугольный. По результатам бурения установлена газоносность отложений передовых складок. В обоих регионах под отмеченными толщами прогнозируются отложения сакмарской, сарбаевской и киинской свит или их разновозрастные аналоги [1–3].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В Кувандыкском карьере с восточной и западной стенок выработки отобрано 22 образца, по 18 из них

выполнен термогравиметрический анализ. Подавляющее большинство образцов идентифицировано как «чёрный углеродистый сланец». Идентификация образцов КК-22, КК-25 и КК-28 приведена ниже.

В Рысаевском карьере из двух обнажений сарбаевской свиты отобраны образцы горных пород. Из обнажения 1 (останец в карьере) отобраны все разновидности сланцев: черные углеродистые сланцы, местами ожелезненные, серые слабоуглеродистые сланцы с прослоями углеродистых сланцев, серые серицитовые сланцы, осветленные и ожелезненные серые серицитовые и темно-серые углеродистые сланцы. Тонкоплитчатые углеродисто-глинистые сланцы часто переслаиваются с глинисто-углеродистыми их разновидностями и глинисто-кремнистыми сланцами. Углеродсодержащие отложения нередко ожелезнены и подверглись неравномерной серицитизации. Термогравиметрический анализ выполнен по образцам СС-01 (чёрный кремьень), СС-02 (чёрная кремнистая порода), СС-06 (чёрный кремьень), СС-07 (чёрная кремнистая порода с неокисленным пиритом). Обнажение 2 находится на 50 м северо-северо-восточнее обнажения 1. Здесь в западном борту карьера обнажена толща терригенных пород — песчаники, алевролиты, глинистые и углеродисто-глинистые сланцы. Пласты отложений на отдельных участках осложнены мелкой складчатостью. Термогравиметрический анализ выполнен по образцам СС-05 (черный кремнистый сланец), СС-08 (черный кремнистый сланец),

СС-09 (чёрный кремьень), СС-10 (черный кремнистый сланец?).

Термогравиметрический анализ 26 образцов сланцев сакмарской и сарбаевской свит выполнен на дериватографе Q-1500 (аналитик Т.И. Черникова, Институт геологии УФИЦ РАН). Нагрев осуществлялся на воздухе от 20 до 1000 °С со скоростью 10 °С/мин. Расшифровка термогравиметрический кривых и подсчет содержаний $C_{орг}$ проводился по стандартной методике [16].

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЛАНЦЕВ САКМАРСКОЙ И САРБАЕВСКОЙ СВИТ ОНИ ЯВЛЯЮТСЯ «ОЧЕНЬ БОГАТЫМИ» И «БОГАТЫМИ» НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ СООТВЕТСТВЕННО.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты термогравиметрического анализа образцов сланцев сакмарской и сарбаевской свит приведены в табл. 1. В одном образце сланцев сакмарской свиты — КК-25, кремнистая порода (?), наличие углерода не установлено. В других образцах (17 шт.) минимальное значение $C_{орг}$ 0,5 %, максимальное — 10,4 %, среднее — 7,1 %. Минимальные значения параметра зафиксированы в образцах КК-22 — углеродистый кремнистый сланец, КК-28 — серый кремнистый сланец. Минимальное

Таблица 1. Результаты термографического анализа образцов сланцев сакмарской (КК) и сарбаевской (СС) свит
Table 1. Results of thermographic analysis of samples of shales of the Sakmar (KK) and Sarbaev (CC) formations

№ п/п	№ образца	T_0 , °С	T_{max} , °С	$C_{орг}$, %	№ п/п	№ образца	T_0 , °С	T_{max} , °С	$C_{орг}$, %
1	КК-01	220	350	8,2	14	КК-24	230	330	7,6
2	КК-02	220	360	7,6	15	КК-25	—	—	—
3	КК-03	200	350	7,1	16	КК-26	240	330	7,3
4	КК-04	230	360	7,5	17	КК-27	220	320	8,6
5	КК-07	220	360	9,2	18	КК-28	310	390	0,5
6	КК-08	200	340	9,2	19	СС-01	300	400	0,5
7	КК-09	240	350	8,7	20	СС-02	260	370	0,8
8	КК-12	210	350	8,9	21	СС-05	270	390	3,2
9	КК-13	250	390	5,6	22	СС-06	280	420	0,9
10	КК-15	220	360	10,4	23	СС-07	260	400	1,3
11	КК-21	220	340	8,1	24	СС-08	260	380	0,7
12	КК-22	270	380	1,2	25	СС-09	230	380	1,5
13	КК-23	210	370	4,5	26	СС-10	240	360	1,2

T_0 — температура начала экзотермического эффекта, T_{max} — температура его максимума.

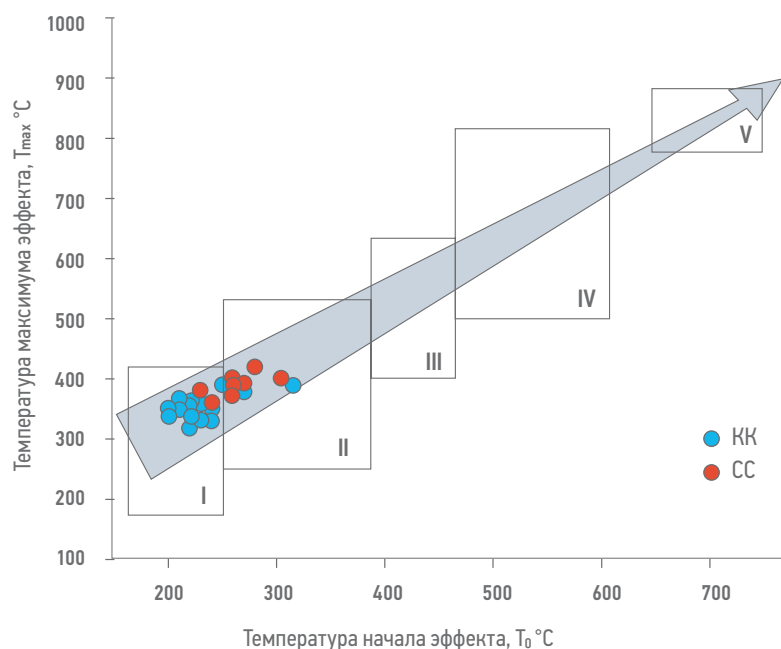


Рис. 3. Положение точек температуры начала и максимума экзотермического эффекта образцов сланцев сакмарской (КК) и сарбаевской (СС) свит на диаграмме термической устойчивости углеродистых веществ. Ступени выгорания углеродистых веществ по Силаеву В.И. [16]: I — современные растения, органическое вещество в неметаморфизованных осадочных породах, копролиты; II — асфальты, низшие кериты; III — асфальтиты, кериты; IV — высшие кериты, антраксолиты, шунгиты; V — графит, карбонадо. Составлено авторами

Fig. 3. The position of the temperature points of the beginning and maximum of the exothermic effect of the samples of shales of the Sakmar (KK) and Sarbaev (CC) formations on the diagram of thermal stability of carbonaceous substances. Burnout stages of carbonaceous substances according to Silaev V.I. [15]: I, modern plants, organic matter in non-metamorphosed sedimentary rocks, coprolites; II — asphalts, lower kerites; III — asphaltites, kerites; IV — higher kerites, anthracolites, shungites; V — graphite, carbonado. Prepared by the authors

значение $C_{\text{орг}}$ в образцах чёрных углеродистых сланцев составляет 4,5 %. По результатам Rock-Eval (80 образцов) минимальное значение TOC (total organic carbon) — 0,7 %, максимальное — 10,2 %, среднее — 5,0 % [10]. Результаты определения нефтематеринских свойств сланцев сакмарской свиты двумя независимыми методами практически совпали.

В сланцах сарбаевской свиты (8 образцов) минимальное значение $C_{\text{орг}}$ 0,5 %, максимальное — 3,2 %, среднее — 1,3 %.

На основе соотношения температур начала экзотермического эффекта и максимальных его значений на диаграмме термической устойчивости углеродистое вещество сланцев (рис. 3) относится к органике неметаморфизованных осадочных пород. Вывод: сланцы сакмарской и сарбаевской свит являются нефтематеринскими.

Для Тимано-Печорской провинции граничные значения нефтематеринских пород с органическим веществом сапропелевого типа составляют 0,1 % для карбонатных и 0,2% — для глинистых пород [17]. По классификации геологов Французского института нефти

(IFP) породы с $C_{\text{орг}}$ в интервале 1–3 % относятся к «богатым», $C_{\text{орг}} > 3\%$ — к «очень богатым» [18]. Таким образом, сланцы сакмарской свиты являются «очень богатыми», а сарбаевской — «богатыми» нефтематеринскими породами.

При изучении разновозрастных углеродсодержащих отложений было установлено, что в ходе преобразования отложений от начальных стадий диагенеза до высоких уровней метаморфизма происходит закономерное изменение химического состава и физических свойств сингенетичного этим осадкам органического вещества, что определяет высокую геологическую информативность данных соединений [19]. Первостепенным фактором является закономерная зависимость между температурой выгорания рассеянного органического вещества и степенью метаморфизма пород. Причем по мере возрастания регионального метаморфизма закономерно увеличивается температура выгорания $C_{\text{орг}}$. Если породы испытали исключительно региональный метаморфизм, то экзотермический эффект характеризуется близкими значениями температуры его начала, устойчивыми для пород на больших площадях [20]. Степень регионального метаморфизма сланцы сакмарской и сарбаевской свит — начальные стадии катагенеза [16].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По результатам выполненных исследований подтверждён нефтематеринский потенциал черных сланцев нижнего силура (сакмарская свита) из Кувандынского карьера. Впервые установлено: отложения сарбаевской свиты из Рысаевского карьера являются нефтематеринскими. Сланцы сакмарской свиты являются «очень богатыми», а сарбаевской — «богатыми» нефтематеринскими породами.
2. Степень регионального метаморфизма сланцев сакмарской и сарбаевской свит — начальные стадии катагенеза.
3. Полученные результаты повышают прогнозные перспективы нефтегазоносности карбонатно-терригенных отложений передовых складов Урала (фаменско-нижнепермские) и Магнитогорского прогиба (фаменско-среднекаменноугольные), под которыми прогнозируются нефтематеринские породы сакмарской, сарбаевской и киинской свит или их аналогов.
4. Рекомендуется продолжить изучение осадочных отложений Южного Урала как нефтематеринских пород.

Список литературы

1. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В., Коломоец А.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2021. — Т. 16. — № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021
2. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала // Геология нефти и газа. — 2021. — Т. 6. — С. 59–71.
3. Тюрин А.М., Политыкина М.А., Макаров С.Е. Нефтематеринские отложения оренбургского сегмента передовых складок Урала // Нефтегазовое дело. — 2021. — Т. 19. — № 6. — С. 21–33.
4. Тюрин А.М., Политыкина М.А., Макаров С.Е., Коломоец А.В. Признаки нефтегазоносности Центрально-Уральского поднятия (оренбургский сегмент) // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021. Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). Отв. редактор А.В. Ступакова. Москва, 2021. С. 605–609.
5. Тюрин А.М., Макаров С.Е., Коломоец А.В., Пантелеев В.С. Комсомольское медноколчеданное месторождение и кувандыкские граптолитовые сланцы в контексте перспектив нефтегазоносности Южного Урала // Уральский геологический журнал. — 2022. — № 2 (146). — С. 22–36.
6. Тюрин А.М., Коломоец А.В., Сначёв А.В., Смолева И.В., Панкратьев П.В. Углеродистые формации каменноугольного возраста и перспективы нефтегазоносности магнитогорского прогиба (Южный Урал) // Ученые записки Казанского университета. Серия: Естественные науки, Т. 163, кн. 3. — С. 466–476.
7. Тюрин А.М., Сначёв А.В., Коломоец А.В., Суяркова А.А. Углеродистые сланцы силура в контексте перспектив нефтегазоносности (Южный Урал, г. Кувандык) // Нефтегазовое дело. — 2022. — Т. 20. — № 6. — С. 6–19.
8. Коломоец А.В., Тюрин А.М., Сначёв А.В., Смолева И.В. Чёрные сланцы Куманского рудного поля и перспективы нефтегазоносности Магнитогорского прогиба Южного Урала // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021. Москва, 27–28 мая 2021 года. Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). Отв. редактор А.В. Ступакова. Москва, 2021 — С. 214–217.
9. Коломоец А.С., Тюрин А.М., Политыкина М.А., Багманова С.В., Петрищев В.П., Пантелеев В.С., Сначёв А.В., Макаров С.Е. Силур Оренбургской области в контексте перспектив нефтегазоносности // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности. Материалы III Всероссийской научно-практической конференции. Оренбург, 2021. — С. 222–229.
10. Монахова А.С. Условия формирования, размещения и перспективы поисков скоплений углеводородов в палеозойском комплексе юга Предуральяского прогиба и зоны передовых складок юго-западного Урала. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. — М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. Губкина, 2019. — 161 с.
11. Лядский П.В., Нваснюк Л.Н., Жданов А.В., Чечулина О.В., Шмельнов Н.Т., Бельц Г.М., Курочкина Е.С., Оленица Т.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист М-40 (Оренбург) с клапаном М-41. Объяснительная записка. — СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. — 392 с.
12. Лисов А.С. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист М-40-IV (Медногорск), 2023 г.
13. Чибилев А.А., Павлейчик В.М., Чибилев А.А. (мл) Природное наследие Оренбургской области: особо охраняемые природные территории. Оренбург: УрО РАН, Печатный дом «Димур», 2009. — 328 с.
14. Ольхова А.И., Панкратьев П.В., Персиянцев М.Н., Хан И.С. Проявление газа и битумов в покровно-надвиговых структурах западного склона Южного Урала // Геология, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. — 2007. — Вып. 4. — С. 133–138.
15. Коробков В.Ф., Баймугамбетов Б.К., Сапожников П.К., Улупанов К.Т. Путеводитель геологических экскурсий по Мугалжарам, Восточному Приаралю и Актюбинскому Приуралю. — Актобе, 2012. — 358 с.
16. Силаев В.И., Меньшикова Е.А., Ковалева О.В., Петровский В.А., Сухарев А.Е. Термическая устойчивость природных углеродистых веществ и их синтетических аналогов // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении: матер. науч. чтений памяти П.Н. Чирвинского. Пермь: Изд-во ПГУ, 2009. — № 12. — С. 3–21.
17. Рябинкина Н.Н., Валяева О.В. Условия формирования и состав органического вещества отложений нижнего карбона севера Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2021. — Т. 16. — № 3. https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2021
18. Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Яндарбиев Н.Ш., Дмитриевский С.С. Геохимические критерии нефтегазоносности хадумской свиты в центральном и восточном Предкавказье // «Геомодель — 2016». — 2016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602290>
19. Иванова В.П., Насатов Б.К., Красавина Т.Н., Розинова Е.Л. Термический анализ минералов и горных пород. Л.: Недра, 1974. — 399 с.
20. Сначёв А.В. Использование термического анализа углеродистых сланцев при прогнозировании золотого оруденения (на примере Белорецкого метаморфического купола) // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. — 2015. — Т. 20. — № 3 (79). — С. 28–35.

References

1. Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V., Kolomoets A.V. Prospects for the oil and gas potential of the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2021, vol. 16, № 1 (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021
2. Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V. Prospects for the oil and gas potential of the Orenburg segment of the forward folds of the Urals // *Geology of Oil and Gas*, 2021, vol. 6, pp. 59–71 (In Russ.).
3. Tyurin A.M., Politykina M.A., Makarov S.E. Oil source deposits of the Orenburg segment of the forward folds of the Ural // *Petroleum engineering*, 2021, vol. 19, № 6, pp. 21–33.
4. Tyurin A.M., Politykina M.A., Makarov S.E., Kolomoets A.V. Signs of oil and gas potential of the Central Ural uplift (Orenburg segment) // *New ideas in oil and gas geology. New reality 2021. Collection of scientific papers (based on the materials of the International Scientific and Practical Conference)*. Rep. editor A.V. Stupakova, 2021, pp. 605–609 (In Russ.).
5. Tyurin A.M., Makarov S.E., Kolomoets A.V., Panteleev V.S. Komsomolsk copper pyrite deposit and Kuvandyk graptolitic shales in the context of the prospects for oil and gas potential of the Southern Ural // *Uralian Geological Journal*, 2022, no. 2 (146), pp. 22–36 (In Russ.).
6. Tyurin A.M., Kolomoets A.V., Snachev A.V., Smoleva I.V., Pankrat'ev P.V. Carboniferous formations of the Carboniferous age and prospects for the oil and gas potential of the Magnitogorsk trough (Southern Urals) // *Scientific notes of Kazan University. Series: Natural Sciences*, 2021, vol. 163, no. 3, pp. 466–476 (In Russ.).
7. Tyurin A.M., Snachev A.V., Kolomoets A.V., Sujarkova A.A. Silurian carbonaceous shales in the context of oil and gas potential prospects (Southern Urals, Kuvandyk) // *Petroleum Engineering*, 2022, vol. 20, no. 6, pp. 6–19. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-6-19> (In Russ.).

8. Kolomoets A.V., Tyurin A.M., Snachev A.V., Smoleva I.V. Black shales of the Kumak ore field and prospects for oil and gas potential in the Magnitogorsk trough of the Southern Urals // *New ideas in oil and gas geology*. New Reality 2021. Moscow, May 27–28, 2021. Collection of scientific papers (based on the materials of the International Scientific and Practical Conference). Rep. editor A.V. Stupakova, 2021, pp. 214–217 (In Russ.).
9. Kolomoets A.S., Tyurin A.M., Politykina M.A., Bagmanova S.V., Petrishchev V.P., Panteleev V.S., Snachev A.V., Makarov S.E. Silur of the Orenburg region in the context of oil and gas potential prospects // *Regional problems of geology, geography, technospheric and environmental safety*. Materials of the III All-Russian Scientific and Practical Conference. Orenburg 2021, pp. 222–229 (In Russ.).
10. Monakova A.S. *Conditions for the formation, location and prospects of prospecting for accumulations of hydrocarbons in the Paleozoic complex of the south of the Cis-Ural trough and the zone of forward folds of the southwestern Urals*. Dissertation for the degree of candidate of geological and mineralogical sciences. — Moscow: Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkina, 2019. — 161 p. (In Russ.).
11. Lyadskii P.V., Kvasnyuk L.N., Zhdanov A.V., Chechulina O.V., Shmelkov N.T., Belts G.M., Kurochkina E.S., Olenitsa T.V. *State geological map of the Russian Federation*. Scale 1:1000000 (third generation). Ural series. Sheet M-40 (Orenburg) with valve M-41. Explanatory letter. — St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 2013. — 392 p. (In Russ.).
12. Lisov A.S. *State Geological Map of the Russian Federation*. Scale 1:200000. Second edition. Series South Ural. Sheet M-40-IV (Mednogorsk), 2023. (In Russ.).
12. Chibilev A.A., Pavlechnik V.M., Chibilev A.A. (ml) *Natural heritage of the Orenburg region: specially protected natural areas*. Orenburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Dimur Printing House, 2009. — 328 p.
13. Olkhova A.I., Pankrat'ev P.V., Persiyantsev M.N., Khan I.S. Manifestation of gas and bitumen in the thrust structures of the western slope of the Southern Urals // *Geology, development and development of oil and gas fields in the Orenburg region*. — 2007. — No. 4. — pp. 133–138 (In Russ.).
14. Korobkov V.F., Baimagambetov B.K., Sapozhnikov P.K., Ulukpanov K.T. *Guide of geological excursions in the Mugalzhar, Eastern Aral and Aktobe Urals*. — Aktobe, 2012. — 358 p. (In Russ.).
15. Silaev V.I., Men'shikova E.A., Kovaleva O.V., Petrovskii V.A., Sukharev A.E. *Thermal stability of natural carbonaceous substances and their synthetic analogues* // Problems of mineralogy, petrography and metallogeny: materials of scientific readings in memory of P.N. Chirvinsky. Perm: Publishing House of PGU, 2009. — No. 12. — P. 3–21 (In Russ.).
16. Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V. Conditions of formation and composition of organic matter in the Lower Carboniferous deposits in the north of the Timan-Pechora province // *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. — 2021. — T. 16. — No. 3 (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2021
17. Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yandarbiev N.Sh., Dmitrievskii S.S. Geochemical criteria for the oil and gas potential of the Khadum suite in the central and eastern Ciscaucasia // *"Geomodel — 2016"*. — 2016 (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602290>
18. Ivanova V.P., Kasatov B.K., Krasavina T.N., Rozinova E.L. *Thermal analysis of minerals and rocks*. Leningrad: Nedra, 1974. — 399 p. (In Russ.).
19. Snachev A.V. The use of thermal analysis of carbonaceous shales in predicting gold mineralization (on the example of the Beloretsk metamorphic dome) // *Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. — 2015. — T. 20. — No. 3 (79). — P. 28–35 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.Е. Макаров — разработал общую концепцию статьи, на основе новых результатов оценил перспективы нефтегазоносности Южного Урала, принял участие в подготовке рекомендаций, утвердил итоговую версию статьи.

А.М. Тюрин — принял участие в разработке общей концепции статьи, определил геологическую позицию Кувандыкского и Рысаевского карьеров. Подготовил выводы и рекомендации.

А.В. Сначёв — выполнил термогравиметрический анализ образцов сланцев и интерпретацию полученных результатов.

А.В. Пантелеева — выполнила описание разрезов отложений, вскрытых Кувандыкским и Рысаевским карьерами, осуществила отбор образцов сланцев на термогравиметрический анализ, приняла участие в определении геологической позиции Кувандыкского и Рысаевского карьеров.

Sergey E. Makarov — The general concept of the article was developed. The prospects for the oil and gas potential of the Southern Urals based on new results was assessed. Took part in the formation of recommendations, and approved the final version of the article.

Anatoly M. Tyurin — He took part in the development of the general concept of the article, determined the geological position of the Kuvandyk and Ry-saevsky quarries. Prepared conclusions and recommendations.

Aleksandr V. Snachev — performed thermogravimetric analysis of shale samples and interpretation of the results obtained.

Aleksandra V. Panteleeva — performed a description of the sections of sediments uncovered by the Kuvandyk and Rysevsky quarries, took samples of shale for thermogravimetric analysis, took part in determining the geological position of the Kuvandyk and Rysaevsky quarries.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Евгеньевич Макаров* — кандидат геолого-минералогических наук
e-mail: makarovs@inbox.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

Анатолий Матвеевич Тюрин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Оренбургский государственный университет 460010, Россия, г. Оренбург, пр. Победы, д. 13.
e-mail: amturin1952@bk.ru
Scopus ID: 57411873000

Александр Владимирович Сначёв — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией «Рудных месторождений», Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа 450077, Россия, г. Уфа, ул. К. Маркса, д. 16/2.
e-mail: SAVant@inbox.ru
Scopus ID: 54279602100

Александра Вячеславовна Пантелеева — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Оренбургский государственный университет 460010, Россия, г. Оренбург, пр. Победы, д. 13.
e-mail: kolomoyets56@mail.ru
Scopus ID: 57205221857

Sergey E. Makarov* — Cand. Sci. (Geol.-Min.)
e-mail: makarovs@inbox.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

Anatoly M. Tyurin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Orenburg State University 13, Prospect Pobedy, 460018, Orenburg, Russia.
e-mail: amturin1952@bk.ru
Scopus ID: 57411873000

Aleksandr V. Snachev — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Ore deposits laboratory, Institution of Geology UFRS RAS 16/2, K. Marx str., 450077, Ufa, Russia.
e-mail: SAVant@inbox.ru
Scopus ID: 54279602100

Aleksandra V. Panteleeva — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Orenburg State University 13, Prospect Pobedy, 460018, Orenburg, Russia.
e-mail: kolomoyets56@mail.ru
Scopus ID: 57205221857

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗСБ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ КРИОЛИТОЗОНЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Н.В. Мисюркеева^{1,2,3,*}, И.В. Буддо^{1,2,3,4}, И.А. Шелохов^{1,2,3,4}, Ю.А. Агафонов¹,
А.С. Смирнов^{3,5}, А.А. Нежданов⁶**

¹ООО «СИГМА-ГЕО», РФ, Иркутск

²Институт земной коры СО РАН, РФ, Иркутск

³ГАУ ЯНАО «Научный центр изучения Арктики», РФ, Салехард

⁴ФГБУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет», РФ, Иркутск

⁵ФГБУН ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

⁶ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», РФ, Тюмень

Электронный адрес: mnv@sigma-geo.ru

Введение. Строение и распространение многолетнемерзлых пород в Западной Сибири, особенно в ее северных регионах (п-ов Ямал, п-ов Гыдан), до последнего времени остаются слабоизученными. В статье рассмотрено строение криолитозоны, полученное по материалам высокоточной электроразведки одного из участков северной части п-ва Ямал.

Целью настоящей работы являлось представление результатов электроразведочных исследований для изучения внутреннего строения криолитозоны и многолетнемерзлых пород п-ва Ямал.

Материалы и методы. Исследования проводились методом малоглубинных зондирований становлением поля в ближней зоне (мЗСБ). В методе изучаются переходные процессы, возникающие в среде после импульсного переключения тока в источнике. В настоящее время метод мЗСБ является одним из наиболее технологичных для изучения геоэлектрических свойств первых сотен метров разреза.

Результаты. По результатам проведенных исследований выявлено, что криосфера западной части Ямальской геокриологической области характеризуется сплошным по площади распространением многолетнемерзлых пород с подрусловыми и подозерными таликами, криопэгами и прерывистой мерзлой толщей в вертикальном разрезе.

Заключение. В связи с тем, что многолетнемерзлые породы (ММП) сформировались и развивались под влиянием большого числа природных факторов, неоднородно их внутреннее строение, мощность, температура и другие параметры, что находит отражение в геоэлектрических характеристиках разреза. Представляется, что дальнейшее изучение и интерпретация полученных новых геофизических данных с позиции геокриологии позволят уточнить строение криолитозоны п-ва Ямал.

Ключевые слова: полуостров Ямал, электроразведочные исследования, зондирование становлением поля в ближней зоне, ЗСБ, криолитозона, многолетнемерзлые породы, талики, криопэги, залежи льда

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование выполнено при поддержке РНФ (грант № 22-17-20009, <https://rscf.ru/project/22-17-20009>). Проект № 22-17-20009 «Современные методы геофизических исследований для разработки и научного обоснования подходов к изучению внутреннего строения криолитозоны и поверхностных криогенных форм рельефа Арктики и их возможной связи с флюидодинамическими процессами» реализуется при поддержке правительства Ямало-Ненецкого автономного округа.

Благодарность: в работе задействовано оборудование ЦКП «Геодинамика и геохронология» Института земной коры СО РАН.

Для цитирования: Мисюркеева Н.В., Буддо И.В., Шелохов И.А., Агафонов Ю.А., Смирнов А.С., Нежданов А.А. Электроразведочные исследования ЗСБ для изучения криолитозоны арктической зоны Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):102–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-102-114>

Статья поступила в редакцию 30.06.2023

Принята к публикации 06.07.2023

Опубликована 29.09.2023

TRANSIENT ELECTROMAGNETIC SURVEYS FOR THE CRYOLITHOZONE STUDIES OF THE WESTERN SIBERIA ARCTIC ZONE

**Natalya V. Misyurkeeva^{1,2,3,*}, Igor V. Buddo^{1,2,3,4}, Ivan A. Shelokhov^{1,2,3,4}, Yury A. Agafonov¹,
Alexander S. Smirnov^{3,5}, Alexey A. Nezhdanov⁶**

¹SIGMA-GEO LLC, RF, Irkutsk

²Institute of the Earth's Crust Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, RF, Irkutsk

³Science Center for Arctic Research, RF, Salekhard

⁴Irkutsk National Research Technical University, RF, Irkutsk

⁵Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

⁶West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics, RF, Tyumen

E-mail: mnv@sigma-geo.ru

Introduction. The structure and distribution of permafrost in Western Siberia, especially in its northern regions (the Yamal Peninsula and the Gydan Peninsula), have remained poorly understood meantime. The paper considers the structure of the permafrost zone, obtained from the high-precision electromagnetic survey of one of the sites in the northern part of the Yamal Peninsula.

Goal. The purpose of this study was to present the results of electromagnetic surveys to investigate the internal structure of the permafrost zone and permafrost rocks of the Yamal Peninsula.

Materials and methods. The studies were carried out by the transient electromagnetic method in the near field zone (TEM). The method examines the transient processes that occur in the medium after a pulsed current cut-off in the transmitter loop. Nowadays the TEM method is one of the most technologically advanced techniques for studying the geoelectric properties of the first hundreds of meters of a sediments section.

Results. Based on the results of the research, it was revealed that the cryosphere of the western part of the Yamal geocryological region is characterized by a continuous distribution of permafrost rocks with under-channel and under-lake taliks, cryopegs and discontinuous permafrost in the vertical section.

Conclusion. Due to the fact that permafrost rocks were formed and developed under the influence of a large number of natural factors, their internal structure, thickness, temperature and other parameters are heterogeneous, which is reflected in the geoelectric characteristics of the section. It seems that further study and interpretation of the obtained new geophysical data from the standpoint of geocryology will shed light on the structure of the permafrost zone of the Yamal Peninsula.

Keywords: Yamal Peninsula, electrical surveys, transient electromagnetic method in the near field zone, TEM, cryolithozone, permafrost, taliks, cryopegs, ice bodies

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

Funding: the study was funded by grant 22-17-20009 from the Russian Science Foundation (<https://rscf.ru/project/22-17-20009/>, accessed on August 10, 2023). The study, 22-17-20009, was supported by the government of the Yamal-Nenets Autonomous District.

Acknowledgments: the work was conducted using equipment and infrastructure of the Centre for Geodynamics and Geochronology at the Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian academy of Sciences.

For citation: Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A., Smirnov A.S., Nezdánov A.A. Transient electromagnetic surveys for the cryolithozone studies of the Western Siberia Arctic zone. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):102–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-102-114>

Manuscript received 30.06.2023

Accepted 06.07.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) сосредоточены крупнейшие в России запасы углеводородного сырья, в том числе на полуострове Ямал. Освоение Ямала продолжается уже более полувека. Однако суровые климатические и инженерно-геологические условия полуострова, находящегося в зоне развития вечной мерзлоты, существенно осложняют освоение региона.

Изучение внутреннего строения и состояния многолетнемерзлых пород представляется важным как для производства геолого-разведочных работ в северных регионах с целью как минимизации рисков повреждения объектов инфраструктуры месторождений, повышения газобезопасности, так и для таких вопросов, как глобальное потепление,

внезапные газовые выбросы на дневную поверхность с образованием воронок взрыва. Увеличившаяся за последние десятилетия техногенная нагрузка (бурение скважин, строительство объектов инфраструктуры месторождений и др.) на северные территории Западной Сибири, а также глобальное потепление приводят к изменению естественного температурного режима многолетнемерзлых пород (ММП), что отражается в строении мерзлой толщи.

Электроразведочные исследования, проведенные в северной части п-ва Ямал, позволили детально закартировать строение криолитозоны, многолетнемерзлых пород, изменения их внутреннего строения до глубины 500 м. С опорой на исследования прошлых лет и новейшие работы получена современная картина строения криолитозоны северной части полуострова.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Данные о строении и распространении многолетнемерзлых пород (ММП) полуострова Ямал, особенно его северной части, до последнего времени остаются малоизученными. Наибольший пик исследований криолитозоны п-ва Ямал приходится на 70–80-е годы прошлого столетия [1–6].

МАСШТАБНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ П-ВА ЯМАЛ ПОКРЫВАЮТ БОЛЕЕ 4 000 КМ² ПЛОЩАДИ.

Общепризнанным на сегодня является представление об их сплошном распространении в пределах п-ва Ямал, при этом внутреннее строение многолетнемерзлых пород (температура, мощность, криогенное строение, сплошность по разрезу, льдистость, наличие таликов и криопэггов и т. д.) весьма неоднородно и меняется в различных частях п-ва.

Мощность многолетнемерзлых пород п-ва по данным различных исследователей составляет от 200 до 500 м. Мнение большинства исследователей сводится к тому, что мощность мерзлоты на большей части полуострова составляет 200–300 м, а в северных районах Ямала, прилегающих к Карскому морю, существенно ниже. Наибольшие мощности (свыше 300 м) распространены в пределах возвышенной, осевой части полуострова.

Исследования, направленные на изучение мерзлоты, проводятся чаще всего на небольшие глубины — от первых метров до 10–50 м; большинство термометрических скважин не достигают глубины 100 м; стратиграфия до глубины 500 м в материалах глубоких скважин также часто отсутствует.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является верхняя часть разреза (до глубины 500 м) на полигональной площади 1280 км² в северной части п-ва Ямал. С севера и запада полуостров омывает Карское море, на востоке — Обская губа (рис. 1-А).

Территория представляет собой прибрежно-морскую денудационно-аккумулятивную террасированную равнину, расположенную на водораздельной заболоченной поверхности. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +50 (на водоразделах) до +10 м (в долинах рек) (рис. 1-Б). Относительно плоский рельеф

затрудняет сток поверхностных и грунтовых вод и определяет переувлажнение и заболачивание обширных пространств. Осадочный чехол в рассматриваемом интервале глубин сложен отложениями палеогеновой и четвертичной систем, а также верхнемеловыми отложениями.

По геокриологическому районированию Западно-Сибирской равнины по верхнему горизонту мерзлой толщи территория исследования расположена в восточной части Ямальской геокриологической области.

Для района работ характерно повсеместное и сплошное развитие преимущественно низкотемпературных засоленных многолетнемерзлых пород (ММП) толщиной от 100 до 500 м с верхней льдистой 5–7-метровой частью с линзами и пластами льда толщиной от 0,5 до 30,0 м на глубинах от 20 до 70 м, с линзами напорных и безнапорных криопэггов, с внутримерзлотными газовыми и газогидратными скоплениями, с газо- и водопроводящими на глубинах от 30 м и ниже, опасными криогенными процессами солифлюкции, термоэрозии и пучения.

Непосредственно под подошвой многолетнемерзлых пород залегает достаточно мощная толща отрицательно температурных мерзлых пород. Нулевая изотерма в толще отложений на востоке Ямальской геокриологической области находится на глубине около 480–490 м [1–6].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Присутствие многолетнемерзлых пород в верхней части разреза осадочного чехла, а также большая изменчивость их свойств создает ряд характерных затруднений при выполнении геофизических работ (заземление электродов, проведение взрывных работ, экранирующее влияние и т. п.). Кроме того, возникают сложности и с интерпретацией данных геофизических исследований, таких как сейсморазведка, электроразведка (постоянный ток), гравиразведка и др.

Опыт применения электроразведочных исследований методом зондирования становлением поля в ближней зоне в малоуглубинной модификации (МЗСБ) на территории Западной Сибири для изучения криолитозоны позволяет сделать выводы о том, что метод обладает определенными преимуществами по сравнению с методами на постоянном токе [7–10]:

- в нем реализованы индуктивные способы возбуждения и измерения поля;

- изучение разреза происходит только на одном-двух разнотах;
- есть возможность исследования разреза под изолятором, которым являются мерзлые породы;
- глубина детального расчленения разреза по электрическим свойствам составляет 500 м и более.

Предпосылки применения электроразведки для исследования многолетнемерзлых пород вытекают из физических особенностей самой мерзлоты [7–10]. При отрицательных температурах свободная вода переходит в лед, и прохождение тока через мерзлую породу осуществляется по пленкам незамерзшей, главным образом связанной, воды, окружающим зерна минерального скелета и льда. Присутствие льда как породообразующего минерала уже само по себе меняет электрические свойства пород, присущие им в талом состоянии, а многообразие взаимодействия незамерзшей воды с минеральным скелетом и льдом расширяет диапазон изменения электрических свойств в зависимости от состава, структуры и типа криогенной текстуры [11] (рис. 2).

Минерализация грунтовых вод также оказывает существенное влияние на удельное электрическое сопротивление (УЭС) как вод, так и горных пород. УЭС льда зависит от концентрации (минерализации) замёрзшего электролита и температуры [11].

Для изучения строения верхней части разреза (ВЧР) п-ва Ямал до глубины 500 м проведены исследования методом зондирования становлением поля в ближней зоне (малоглубинная модификация, мЗСБ) по высокоплотной сети наблюдений.

Установка состояла из незаземленных генераторной и приёмных петель с длиной стороны 100 м и 5 м соответственно. Сила тока в источнике достигала 30 А, применялся высокоплотный дизайн съёмки: расстояние между приёмниками — 100 и 300 м, между профилями — 300 м.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

По результатам проведенных электроразведочных исследований верхняя часть разреза месторождения отличается высокой дифференцированностью по геоэлектрическим характеристикам.

На геоэлектрических разрезах в интервале верхней части разреза до глубины в среднем около 200 м отмечается слой пород с сопротивлением, изменяющимся в диапазоне от 20 до 800 Ом·м. Данная толща связывается здесь с областью развития

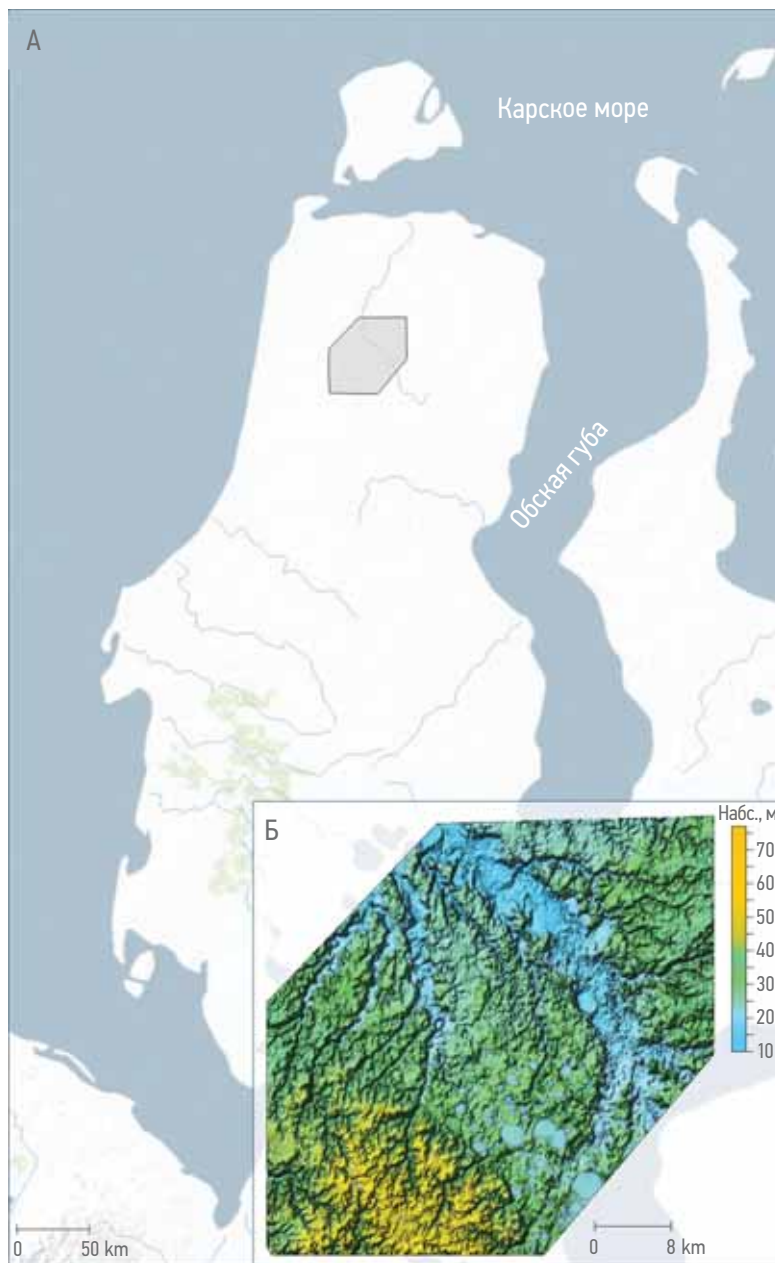


Рис. 1. А — географическое положение полигона исследований; Б — рельеф территории исследования. Составлено авторами

Fig. 1. А — Geographical location of the research site; Б — relief of the study area. Prepared by the authors

многолетнемерзлых пород с включениями льда в отложениях четвертичной и палеогеновой систем (рис. 3). Мерзлые породы характеризуются резким увеличением величины УЭС по сравнению с вмещающими толщами [12–15]. Ниже по разрезу сопротивление понижается вплоть до 3 Ом·м и ассоциируется здесь с развитием, вероятно, морозных пород криолитозоны.

Внутреннее строение многолетнемерзлых пород участка исследования имеет высокую степень неоднородности по геоэлектрическим характеристикам как по латерали, так и по вертикали. Внутри мерзлой толщи,

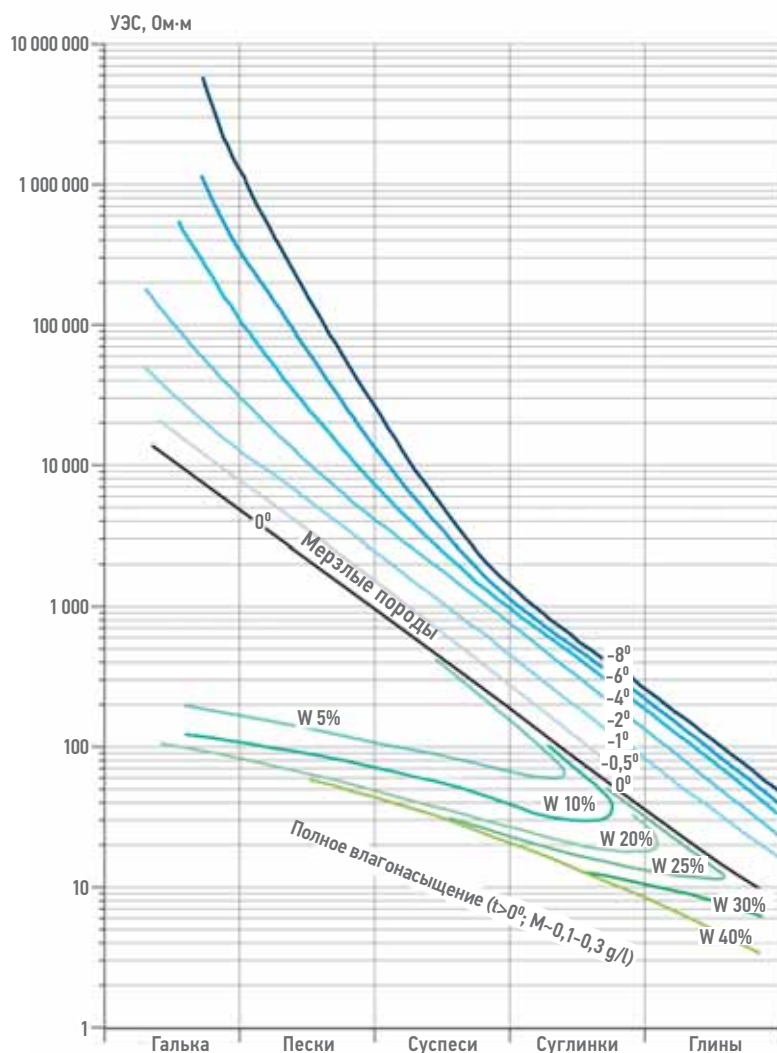


Рис. 2. Приближенная зависимость УЭС от температуры для отложений различной литологии: мерзлых рыхлых пород с массивной криогенной текстурой и водонасыщенных незамерзших отложений с насыщенностью >5% [11]
Fig. 2. Approximate temperature dependences of resistivity for sediments of different lithologies: frozen soft sediments with massive cryostructure and water-saturated unfrozen sediments, with saturation > 5% [11]

отличающейся высоким сопротивлением, на различных глубинах картируются низкоомные аномалии (5–20 Ом·м) разнообразной формы и размеров. Помимо низкоомных участков встречаются и зоны с аномально высоким сопротивлением (200–800 Ом·м). Предполагаемая подошва многолетнемерзлых пород также характеризуется высокой изменчивостью: мощность ММП изменяется от 50 до 250 м. Изменения геоэлектрических характеристик внутри толщи ММП напрямую связаны с неоднородным внутренним строением, которое, в свою очередь обусловлено температурой, мощностью, криогенным строением, сплошностью по разрезу, льдистостью, наличием таликов и криопэггов и т. д. Также хорошо известно, что засоленность мерзлых грунтов существенно влияет на все

основные их свойства — теплофизические, массообменные, прочностные, деформационные и др., причем эта зависимость проявляется в грунтах разного состава и при разных температурах. Это обусловлено в первую очередь зависимостью содержания в них незамерзшей воды.

По данным Г.И. Дубикова и Н.В. Ивановой [16], область повсеместного распространения засоленных мерзлых грунтов и криопэггов располагается севернее широты пос. Новый Порт на Ямале, где мерзлые породы засолены на всю глубину. Верхняя часть криогенной толщи (собственно мерзлые породы мощностью 150–250 м) содержит соли в количестве меньшем, чем равновесная с температурой концентрация. Широко развиты криопэгги с более высокой концентрацией солей. Ниже находится охлажденная ниже 0 °С, но не содержащая льда толща мощностью 100–200 м. Более детально изучена территория Бованенковского газоконденсатного месторождения, данные по которому были проанализированы И.Д. Стрелецкой [17]. Здесь, что характерно и для всего Ямала, засоленные породы содержат мощные залежи подземных льдов. Исследованы разрезы, в которых эти залежи перекрыты засоленными глинистыми породами и подстилаются песками, содержащими линзы криопэггов. Таким образом, учитывая вышеизложенное, представляется, что выделяемые в толще многолетнемерзлых пород до глубины около 200 м неоднородности как низкого, так и высокого сопротивления могут быть предположительно связаны с гидрогенными таликами (10–20 Ом·м), участками вероятного распространения линз криопэггов (до 5 Ом·м), сквозными вертикальными аномалиями пониженного сопротивления (до 20 Ом·м), а также залежами пластового льда (до 1000 Ом·м).

ТАЛИКИ

Согласно данным Н.Н. Романовского [18], в области развития многолетнемерзлых толщ мерзлотные и гидрогеологические особенности территории в значительной степени определяются соотношением в пространственном распространении многолетнемерзлых и талых горных пород. Под тальми (т. е. некогда промерзшими, а позже протаявшими) или немерзлыми (т. е. никогда прежде не промерзавшими) горными породами следует понимать все породы, температура которых или выше 0°, или выше температуры заморозки содержащихся в них минерализованных капельно-жидких вод. Талые и немерзлые горные породы могут занимать пространственно-различное

положение по отношению к мерзлым толщам: залегать с поверхности (ниже слоя сезонного промерзания), пронизывая всю мерзлую толщу насквозь или на некоторую глубину, когда ниже развиты многолетнемерзлые породы; быть ограниченными мерзлыми толщами сверху и снизу, со всех сторон; находиться ниже мерзлой толщи. Различное пространственное соотношение многолетнемерзлых и талых (или немерзлых) пород определяет условия залегания и характер прерывистости мерзлых толщ в разрезах и их распространение по площади [18].

В толще ММП участка исследования наблюдается большое количество «таликов» различного типа (по классификации Романовского). Отмечается большое количество «водородных (подводно-тепловых) таликов», формирующихся в результате отепляющего воздействия водоемов и водотоков на температурный режим донных слоев горных пород (подэстуариевые, подозерные, подрусловые талики) (рис. 3). Также встречаются инфильтрационные, или инфлюационные, подрусловые и подозерные талики, отмечаются линзы с прослоями водо- и газо-содержащих пород (криопэггов).

Подрусловых таликов на территории исследования преобладающее большинство. В геоэлектрическом разрезе это зоны пониженного сопротивления линзовидной, часто протяженной формы, характеризующиеся низкими значениями сопротивления до 20 Ом·м и менее на фоне высокоомных пород ММП.

По данным электроразведочных исследований, на картах-срезах на абсолютных глубинах 0–(–50) м протяженные зоны низких значений сопротивления 5–20 Ом·м приурочены к долинам рек и развитых по ним

многочисленным озерам, разнообразным по размерам, форме и происхождению, что связывается здесь с отепляющим воздействием водоемов на толщу ММП.

Также на территории исследования распространены инфильтрационные подрусловые талики, которые в разрезе ММП характеризуются практически вертикальными аномалиями пониженного сопротивления, пронизывающими толщу ММП. Примером могут служить крупные озера территории исследования. В районе некоторых наиболее крупных и глубоких озер (оз. Хониндато, Надото и др.) наблюдаются изометричные аномалии понижения сопротивления до 20–25 Ом·м.

Известно, что в водораздельной южной и центральной зоне п-ва Ямал располагаются крупные, достигающие 20 км в поперечнике группы озер (Нейто, Ямбута, Ярото и др.) глубиной до 50 м. Их происхождение объясняется протайкой массивов реликтовых глетчерных льдов, имеются также представления об их тектоническом происхождении.

КРИОПЭГИ

Как отмечалось выше, по данным Г.И. Дубикова [16], область повсеместного распространения засоленных мерзлых грунтов и криопэггов располагается севернее широты пос. Новый Порт на Ямале. Отдельными скважинами в плиоцен-четвертичных отложениях Ямала вскрыты криопэги — межмерзлотные соленые воды с минерализацией 24–93 г/дм³ с отрицательной температурой (до –6–(–8) °С). Такие криогалинные воды связаны с промерзанием осадков, отлагавшихся в морских условиях. Наличие криопэггов характерно практически для всей криолитозоны полуострова Ямал.

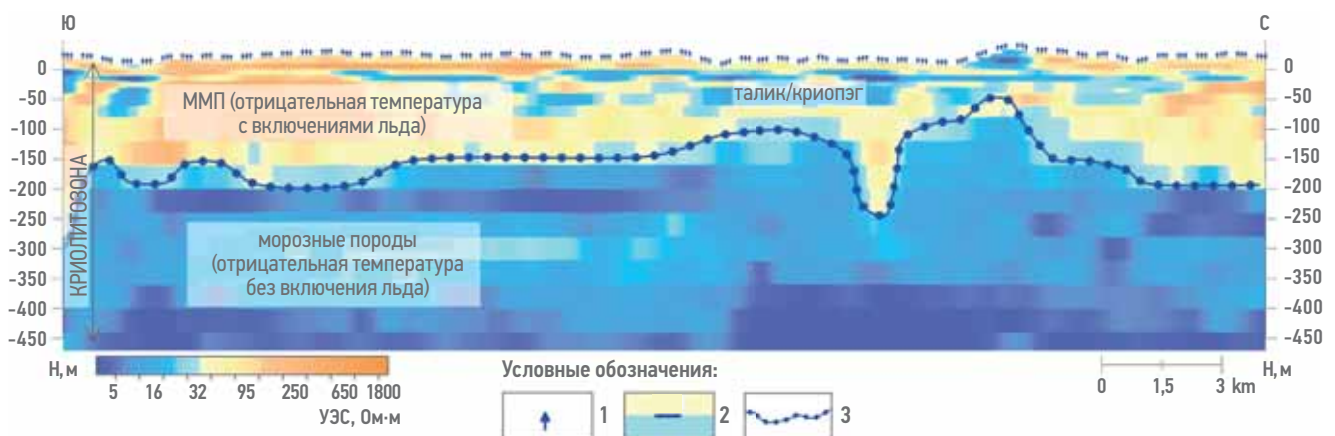


Рис. 3. Геоэлектрический разрез криолитозоны севера п-ва Ямал. Составлено авторами. Условные обозначения: 1 — пункты МЗСБ; 2 — геоэлектрические горизонты; 3 — предполагаемая граница залегания многолетнемерзлых пород

Fig. 3. Resistivity cross-section of the cryolithozone of the north of the Yamal Peninsula. Prepared by the authors. 1 — sTEM stations; 2 — resistivity layers; 3 — boundaries of permafrost units

Они залегают на разной глубине в виде изолированных линз, не имеющих связи друг с другом, с поверхностными и подземными водами.

Основная часть исследованных на сегодняшний день криопэггов приурочена к западной и юго-западной частям п-ова Ямал. На лайде Карского моря и Байдарацкой губы (а также в приустьевых частях рек, впадающих в них) криопэги залегают практически повсеместно на глубинах от 0,5–3 до 8–10 м (вероятно, есть и более глубокое их залегание). Линзы криопэггов здесь приурочены к прослоям охлажденных органогенных илов и заиленных песков и супесей мощностью до 1,5 м.

Криопэги широко распространены на поймах средних рек как на пляжах и косах, так в центральных и тыловых частях поймы, где они приурочены к днищам древних и осушенным частям современных озёр. При бурении скважин под мостовой переход под рекой Сеяха (Мутная) изолированные линзы криопэггов были встречены под руслом реки. Глубина залегания пойменных криопэггов изменяется от 3–5 до 10–20 м (в русле реки Сеяхи 30 м). В пределах речных террас залегающие близко к поверхности земли криопэги связаны преимущественно с днищами современных и древних спущенных озёр — хасыреев, а также, по-видимому, с подозерными и подрусловыми таликами. Вместе с тем в районах широкого развития мощных залежеобразующих подземных льдов линзы криопэггов неоднократно вскрывались на пологих склонах холмов, с зарослями высоких ивняковых кустарников [19]. На геологическом разрезе [19] показана толща морских казанцевских отложений, содержащих мощную залежь пластового льда, подстилаемую многочисленными линзами высокоминерализованных вод (криопэггов).

Данные электроразведочных работ на территории исследования позволили предположить наличие линз криопэггов на различных глубинах для северной части п-ва Ямал, не исследованной на сегодня на наличие в разрезе криопэггов.

В разрезе отмечаются линзовидные участки понижения сопротивления до 5 и менее Ом·м в толще ММП, на первый взгляд не связанные с обогревающим воздействием водоемов. Такие участки связаны, вероятно, с распространением в разрезе криопэггов. Повышенная минерализация, характерная для криопэггов, в значительной степени снижает сопротивление таких объектов, что позволяет выделять их на фоне высокоомной толщи ММП.

ЗАЛЕЖИ ЛЬДА

Отличительная особенность полуострова Ямал — широкое развитие в верхней части разреза полигенетических мономинеральных льдов, образующих крупные залежи площадью до 10–15 км² и мощностью более 25–30 м. Наиболее крупные залежи льда приурочены к отложениям III морской террасы.

Вопрос генезиса пластовых льдов остается спорным. Н.А. Шполянской на основании анализа криогенного строения мерзлых толщ, содержащих пластовые ледяные залежи, характера и возраста вмещающих пород и морфологических черт (текстурных и структурных особенностей), выделяется четыре основных генетических типа льдов: сингенетические субмаринные; сингенетические прибрежно-морские; эпигенетические инъекционные; погребенные наземные льды [20, 21].

Сложность вопроса генезиса пластовых льдов привела к тому, что в настоящее время большая часть исследователей признаёт различный генезис пластовых льдов как в разных геологических условиях, так и залегающих практически в одном разрезе [22, 23]. Многие исследователи допускают существование как погребённых ледниковых, так и внутригрунтовых пластовых льдов [24, 25].

Комплекс пластовых залежей в долине р. Сеяхи-Мутной на территории Бованенковского газоконденсатного месторождения является одним из наиболее детально изученных и разнообразных по своему строению. Здесь пластовые льды залегают под всеми основными геоморфологическими уровнями, распространены на площади в сотни квадратных метров. Максимальная замеренная мощность залежей составляет 39,6 м. Большая часть пластовых залежей сложена слоистым льдом.

На территории исследования по данным электроразведочных работ картируются предполагаемые залежи пластового льда. Так, на картах-срезах -10–(-50) м отмечаются участки с сопротивлением более 150 Ом·м, в геоэлектрическом разрезе имеющие форму пластовой залежи. Высокие значения сопротивления свидетельствуют о высокой льдонасыщенности. Мощность выявленных залежей пластового льда колеблется от 10 до 50 м (**рис. 4**).

Отмечается интересная особенность: предполагаемые залежи льда на картах-срезах УЭС четко контролируются тектоническими нарушениями. Подобная закономерность отмечена у пластовых льдов Пай-Хоя. Большинство залежей здесь приурочено к зонам тектонических разломов,

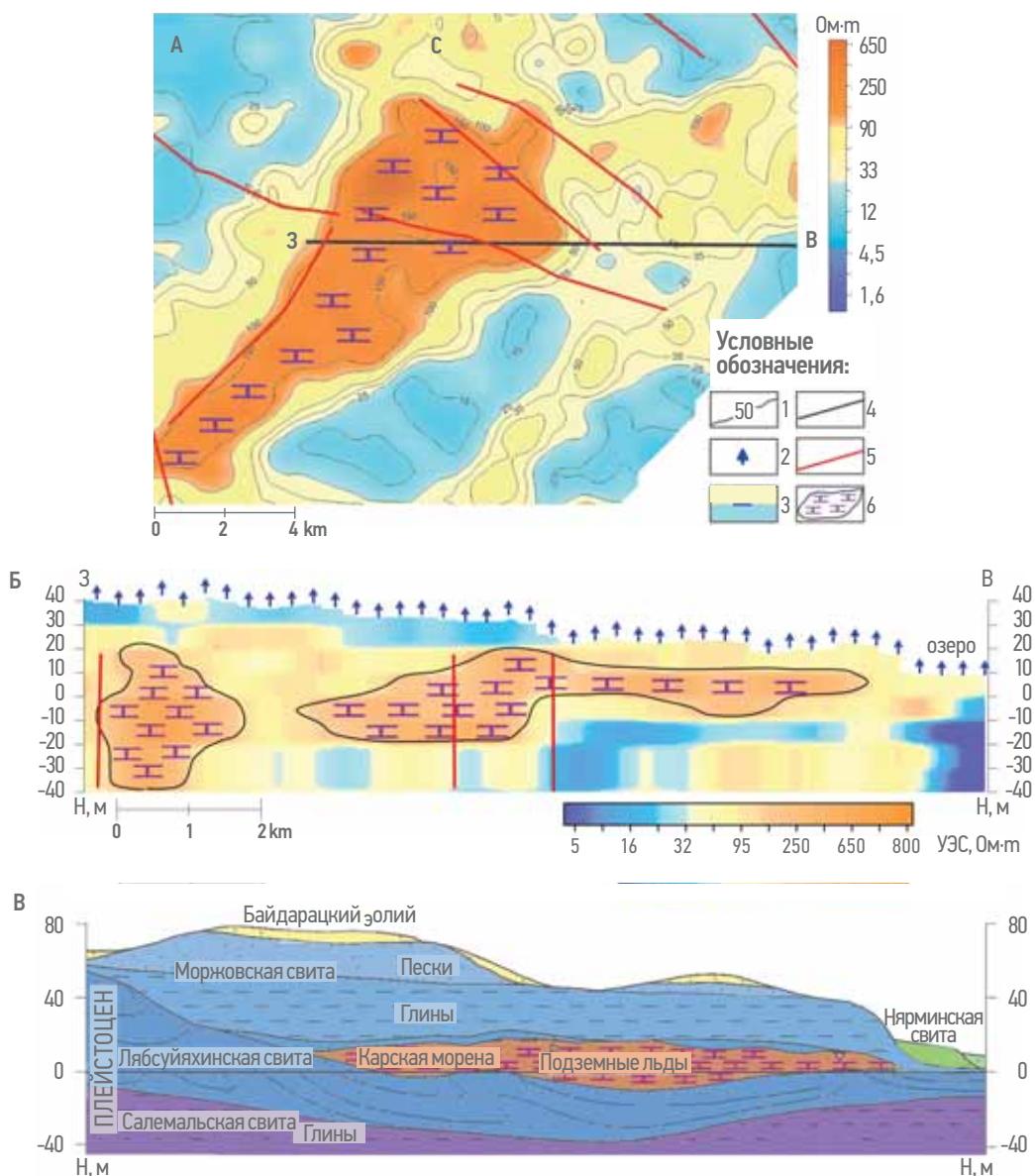


Рис. 4. Геоэлектрическое строение криолитозоны севера п-ва Ямал: А — карта-срез по абс. отм. -10 м; Б — геоэлектрический разрез; В — схематический разрез Ямальской аккумулятивной равнины (лист R-42). Составлено авторами.

Условные обозначения: 1 — изолинии сопротивления, Ом-м; 2 — пункты мЗСБ на геоэлектрическом разрезе; 3 — геоэлектрические горизонты; 4 — линия разреза; 5 — тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 — залежи пластового льда по данным мЗСБ

Fig. 4. Resistivity structure of the cryolithosphere of the north of the Yamal Peninsula: А — fragments of resistivity maps for depths of 10 m; Б — resistivity cross-section; В — schematic section of the Yamal accumulative plain (sheet R-42). Prepared by the authors.

1 — resistivity contour lines, $\Omega\cdot m$; 2 — sTEM stations of resistivity cross-section; 3 — resistivity layers; 4 — cross-section line; 5 — faults according to seismic data; 6 — massive ground ice according to sTEM

располагаются нередко цепочкой вдоль них. Ледяные залежи встречаются в средне- и поздне- неоплейстоценовых осадках прибрежных равнин и предгорий на высотах 0–500 м.

По данным проведенных исследований можно предполагать, что в северной части п-ва Ямал толща ММП содержит крупные залежи нарастающего реликтового льда.

СКВОЗНЫЕ АНОМАЛИИ

По данным электроразведочных работ под некоторыми озерами территории исследования картируются сквозные аномалии пониженного сопротивления, пронизывающие толщу ММП. Представляется, что подобные аномальные участки в разрезах и на картах представляют собой зоны разломов (рис. 5).

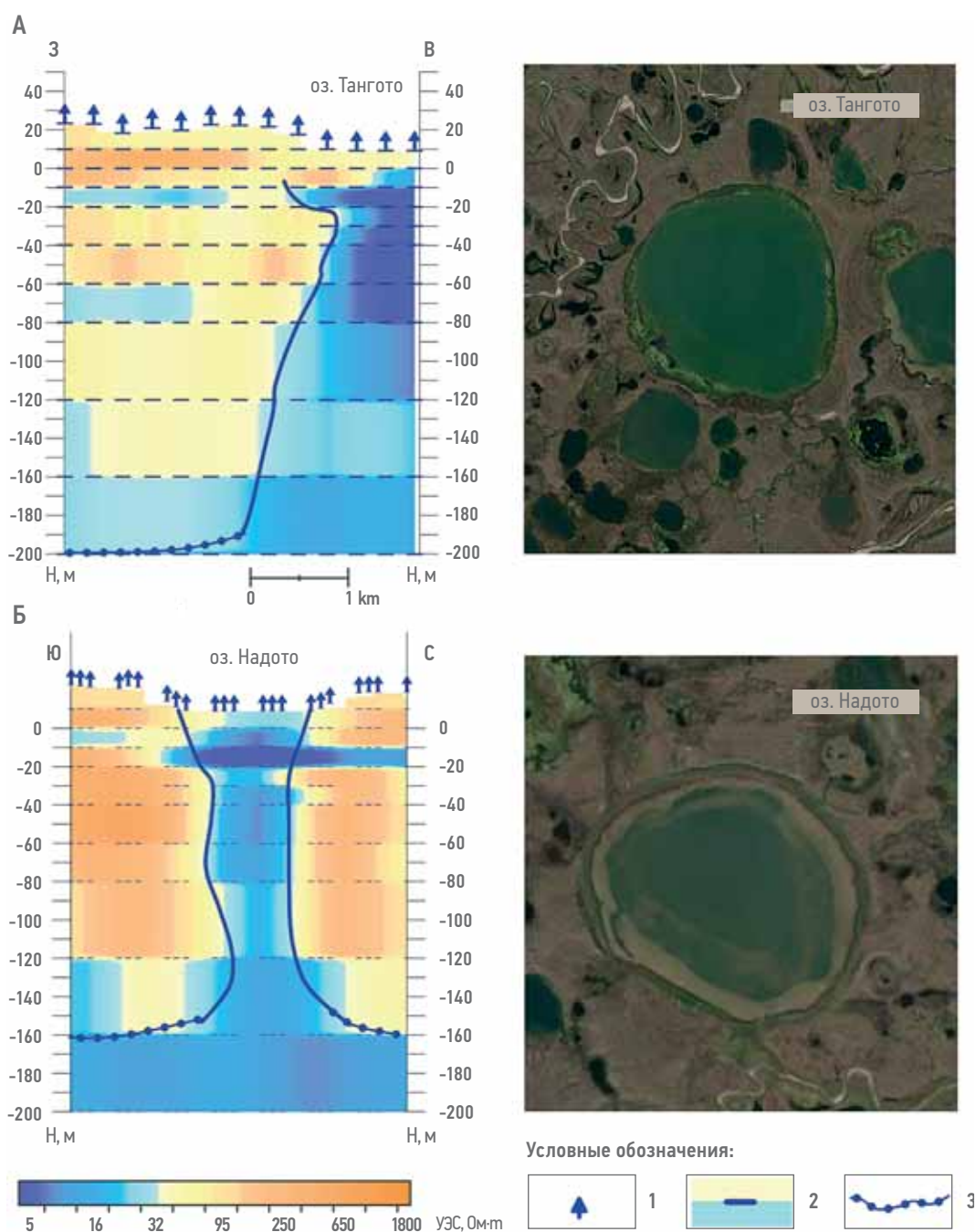


Рис. 5. Фрагменты геоэлектрических разрезов через озера и космоснимки: А — оз. Тангото; Б — оз. Надото. Составлено авторами.

Условные обозначения: 1 — пункты мЗСБ; 2 — геоэлектрические горизонты; 3 — предполагаемая граница ММП
Fig. 5. Fragments of resistivity cross-section through lakes and satellite images: А — оз. Tangoto; В — оз. Nadoto.
 Prepared by the authors.

1 — sTEM stations; 2 — resistivity layers; 3 — boundaries of permafrost units

Известно, что на территории Западной Сибири большинство русел не только крупных, но и средних и малых рек, а также крупных озер отображают активные, в том числе и дегазирующие, разломы, оживившиеся в неоген-четвертичный период тектонической активизации [26]. Вследствие продолжения неотектонических подвижек и в современную эпоху подмечено,

что многие морфоструктурные элементы рельефа отображают «живые», активные, в том числе и дегазирующие, разломы. В частности, большинство русел не только крупных, но и средних и малых рек приурочены к геологическим проявлениям подобных разломов (на Новопортовском, Тазовском и многих других месторождениях). Береговая линия арктических

полуостровов и образование ряда озер над пересечением разнонаправленных разломов (группа озер Нейто) во многом обязаны проявлению современных тектонических движений [27].

ВЫВОДЫ

Планомерное изучение криолитозоны Западной Сибири высокоточным методом электроразведки началось в 2016 году и продолжается по настоящее время. Опубликован цикл статей по изучению криолитозоны Арктической зоны Западной Сибири электроразведочными исследованиями [9, 14, 15, 28, 29].

Масштабные геолого-геофизические исследования, развернутые на территории п-ва Ямал, не имеют аналогов на территории России и в мире. На сегодня только на территории п-ва Ямал геофизическими исследованиями покрыто более 4000 км².

Высокоточные электроразведочные исследования позволяют картировать неоднородные объекты в такой сложной системе, как криолитозона: талики различного генезиса, криопэги, сквозные аномалии, а также мощность и границу распространения мерзлой толщи. Авторам представляется, что подобные исследования в дальнейшем при совместной работе с гидрогеологами-мерзлотоведами внесут фундаментальный вклад в изучение мерзлой зоны литосферы.

Список литературы

1. Баулин В.В., Чернядьев В.П. Мерзлотные условия Западной Сибири и вопросы их исследования в связи с переброской части стока рек в южные районы // Инженерная геология. — 1979. — № 5. — С. 23–28.
2. Баулин В.В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. М.: Недра, 1985. — 176 с.
3. Трофимов В.Т., Бадю Ю.Б., Кудряшов В.Г., Фирсов Н.Г. Полуостров Ямал (Инженерно-геологический очерк). М.: Изд-во МГУ, 1986. — 211 с.
4. Трофимов В.Т. Закономерности пространственной изменчивости инженерно-геологических условий Западно-Сибирской плиты. — М.: Изд-во МГУ, 1977. — 280 с.
5. Трофимов В.Т., Бадю Ю.Б., Дубиков Г.И. Криогенное строение и льдистость многолетнемерзлых пород Западно-Сибирской плиты. — М.: Изд-во МГУ, 1980. — 246 с.
6. Геокриология СССР. Западная Сибирь. Под ред. Э.Д. Ершова. М.: Недра, 1989. — 454 с.
7. Шарлов М.В., Буддо И.В., Мисюркеева Н.В., Шелохов И.А., Агафонов Ю.А. Опыт эффективного изучения верхней части разреза методом зондирования становлением поля в ближней зоне с системой Fastsnap // Приборы и системы разведочной геофизики. 2017. — № 2. — С. 8–23.
8. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Y.A. Transient electromagnetic surveys for high resolution near-surface exploration: Basics and case studies. First Break. 2017, no. 35, pp. 63–71. [CrossRef]
9. Buddo I.V., Sharlov M.V., Shelokhov I.A., Misyurkeeva N.V., Seminsky I.K., Selyaev V.A., Agafonov Y. Applicability of transient electromagnetic surveys to permafrost imaging in Arctic West Siberia. Energies 2022, no. 15, p. 1816.
10. Буддо И.В., Семинакий И.К., Шелохов И.А., Мисюркеева Н.В., Селяев В.А. Электромагнитные методы для изучения криолитозоны в условиях Арктики: предпосылки применения и экспериментальные данные. / Тезисы докладов конференции «Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике» / Под. ред. В.П. Мельникова и М.Р. Садуртдинова. — Салехард, 2021. — С. 71–74.
11. Рекомендации по геофизическим работам при инженерных изысканиях для строительства (электроразведка). М.: Стройиздат, 1984. — 104 с.
12. Мисюркеева Н.В., Буддо И.В., Шелохов И.А., Смирнов А.С., Агафонов Ю.А. Внутреннее строение многолетнемерзлых пород севера Западной Сибири по данным современных геофизических исследований / Тезисы докладов конференции «Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике» / Под. ред. В.П. Мельникова и М.Р. Садуртдинова. — Салехард, 2021. — С. 296–299.
13. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Smirnov A.S., Agafonov Y.A., Nezhdanov A., Tokareva O.V. The structure of the permafrost section from high-density transient electromagnetic method (TEM) data within the Yamal Peninsula. // In Proceedings of the ProGRES'21 Conf. — Sochi, Russia. — November, 2021. — С. 1–6.
14. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Kraev G.N., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Shelokhov I.A., Kurchatova A.A., Belonosov A.Y. Periglacial Landforms and Fluid Dynamics in the Permafrost Domain: A Case from the Taz Peninsula, West Siberia. Energies 2022, no. 15, p. 2794. <https://doi.org/10.3390/en15082794>
15. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Agafonov Y.A. The structure of permafrost in northern West Siberia: Geophysical evidence. Energies 2022, no. 15, p. 2847. <https://doi.org/10.3390/en15082847>
16. Дубиков Г.И., Иванова Н.В. Засоленные мерзлые грунты и их распространение на территории СССР // Засоленные мерзлые грунты как основания сооружений. М.: Наука, 1990. — С. 39.
17. Стрелецкая И.Д. Закономерности распространения и формирования засоленных мерзлых грунтов и криопэгов Севера Западного Ямала: (на примере Бованенковского ГКМ): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.07 / Производ. и НИИ по инж. изысканиям в строит. — Москва, 1991. — 21 с.
18. Романовский Н.Н. Талики в области многолетнемерзлых пород и схема их подразделения. // Вестник Московского университета. — 1972. — № 1. — С. 23–34.
19. Стрелецкая И.Д., Лейбман М.О. Криогеохимическая взаимосвязь пластовых льдов, криопэгов и вмещающих их отложений Центрального Ямала // Криосфера Земли. — 2002. — Т. VI. — № 3. — С. 15–24.
20. Шполянская Н.А. Субмаринный криолитолиз в Арктике // Матер. гляциол. исслед. Хроники, обсуждения. М., 1991. — Вып. 71. — С. 65–70.
21. Шполянская Н.А. Мерзлотно-экологическая характеристика западного сектора Российского Арктического шельфа // Известия Коми научного центра УрО РАН. — Сыктывкар, 2014. — Вып. 3(19). — С. 12–17.
22. Лейбман М.О., Васильев А.А., Розов В.В., Ингольфссон О. Исследование пластового льда Югорского полуострова кристаллографическими методами // Криосфера Земли. — 2000. — Т. IV. — № 2. — С. 31–40.
23. Васильчук А.К., Васильчук Ю.К., Буданцева Н.А. Палиноспектры пластовой ледяной залежи в долине реки Еркутая на южном Ямале // Материалы 4-й конф. геокриологов России. М.: Университетская книга, 2011. — Т.1. — С. 297–305.

24. Бадю Ю.Б., Трофимов В.Т., Васильчук Ю.К. Основные закономерности распространения и типы пластовых залежей подземного льда в северной части Западно-Сибирской плиты / В кн.: Пластовые льды криолитозоны. Якутск: ИМ СО АН СССР, 1982. — С. 13–24.
25. French H.M., Harry D.G. Observations on buried glacier ice and massive segregated ice, western Arctic coast, Canada // *Permafrost and Periglacial Processes*. — 1990. — № 1. — Pp. 31–43.
26. Баулин В.В. Геоэкологические условия Западно-Сибирской низменности / В.В. Баулин, Е.Б. Белопухова, Г.И. Дубиков, Л.М. Шмелев. М.: Наука, 1967. — 214 с.
27. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 352 с.
28. Рыбальченко В.В., Трусов А.И., Буддо И.В., Абрамович А.В., Смирнов А.С., Мисюркеева Н.В., Шелохов И.А., Оцимик А.А., Агафонов Ю.А., Горлов И.В., Погрецкий А.В. Комплекс вспомогательных исследований на этапах разведки и разработки месторождений нефти и газа: от картирования многолетнемерзлых пород до поисков подземных вод для обеспечения бурения и эксплуатации. // Газовая промышленность. — 2020. — № 11/808. — С. 20–28.
29. Buddo I., Misyurkeeva N., Shelokhov I., Chuvilin E., Chernikh A., Smirnov A. Imaging Arctic Permafrost: Modeling for Choice of Geophysical Methods // *Geosciences*, 2022, no. 12, p. 389. <https://doi.org/10.3390/geosciences12100389>

References

1. Baulin V.V., Chernyadyev V.P. Permafrost conditions of Western Siberia and issues of their research in connection with the transfer of part of the river flow to the southern regions. // *Engineering Geology*. 1979, no. 5, pp. 23–28.
2. Baulin Y.I. *Permafrost in Petroleum Provinces of the USSR*. Moscow: Nauka, 1985. — 176 p. (In Russ.).
3. Trofimov V.T., Badu Yu.B., Kudryashov V.G., Firsov N.G. *Yamal Peninsula (Engineering and geological essay)*. Moscow: Publishing House of Moscow State University, 1986. — 211 p. (In Russ.).
4. Trofimov V.T. *Regularities of spatial variability of engineering and geological conditions of the West Siberian plate*. — Moscow: Publishing House of Moscow State University, 1977. — 280 p. (In Russ.).
5. Trofimov V.T., Badu Yu.B., Dubikov G.I. *Cryogenic structure and iciness of permafrost rocks of the West Siberian* — Moscow: Publishing House of Moscow State University, 1980. — 246 p. (In Russ.).
6. Geokriologiya SSSR. Zapadnaya Sibir' (Geocryology of the USSR. The West Siberia); Ershov, E.D., Ed. Moscow: Nedra, 1989. — P. 454. (In Russ.).
7. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A. Experience of effective study of the upper part of the section by near-field transient electromagnetic sounding method with Fastsnap system // *Instruments and systems of exploration geophysics*. 2017, no. 2, pp. 8–23. (In Russ.).
8. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Y.A. Transient electromagnetic surveys for high resolution near-surface exploration: Basics and case studies. *First Break*. 2017, no. 35, pp. 63–71. [CrossRef]
9. Buddo I.V., Sharlov M.V., Shelokhov I.A., Misyurkeeva N.V., Seminsky I.K., Selyaev V.A., Agafonov Y. Applicability of transient electromagnetic surveys to permafrost imaging in Arctic West Siberia. *Energies*. 2022, no. 15, pp. 1816.
10. Buddo I.V., Seminsky I.K., Shelokhov I.A., Misyurkeeva N.V., Selyaev V.A. *Electromagnetic studies for cryolithozone investigation in the Arctic settings: background of application and experimental data*. / Abstracts of the conference reports «Cryosphere Transformation and Geotechnical Safety in the Arctic» / Edited by V.P. Melnikov and M.R. Sadurtdinov. — Salekhard, 2021. — Pp. 71–74 (In Russ.).
11. *Recommendations on geophysical works for engineering survey for construction (electric survey)*. [Rekomendatsii po geofizicheskim rabotam pri inzhenernykh izyskaniyakh dlya stroitel'stva (elektrozvedka)]. Moscow: Stroizdat, 1984. — 104 p. (In Russ.).
12. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Smirnov A.S., Agafonov Y.A. Permafrost rocks structure within the north of Western Siberia from modern geophysical studies / *Abstracts of the conference reports «Cryosphere Transformation and Geotechnical Safety in the Arctic»* / Edited by V.P. Melnikov and M.R. Sadurtdinov. — Salekhard, 2021. — Pp. 296–299 (In Russ.).
13. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Smirnov A.S., Agafonov Y.A., Nezhdanov A., Tokareva O.V. The structure of the permafrost section from high-density transient electromagnetic method (TEM) data within the Yamal Peninsula // *Proceedings of the ProGREss'21 Conf.* — Sochi, November, 2021. — Pp. 1–6 (In Russ.).
14. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Kraev G.N., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Shelokhov I.A., Kurchatova A.A., Belonosov A.Y. Periglacial Landforms and Fluid Dynamics in the Permafrost Domain: A Case from the Taz Peninsula, West Siberia. *Energies*. 2022, no. 15, p. 2794. <https://doi.org/10.3390/en15082794>
15. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Agafonov Y.A. The structure of permafrost in northern West Siberia: Geophysical evidence. *Energies*, 2022, no. 15, p. 2847. <https://doi.org/10.3390/en15082847>
16. Dubikov G.I., Ivanova N.V. *Saline frozen soils and their distribution on the territory of the USSR* // Saline frozen soils as foundations of structures. Moscow: Nauka, 1990. — Pp. 3–9 (In Russ.).
17. Streletskaya I.D. *Regularities of distribution and formation of saline frozen soils and cryopags of the North of Western Yamal: (on the example of the Bovanenkovsky gas condensate field)*: abstract of the dissertation of the Candidate of Geological and mineralogical sciences: 04.00.07 / Production and the Research Institute for Eng. research in builds. — Moscow, 1991. — 21 p. (In Russ.).
18. Romanovsky N.N. *Taliks in Permafrost and Their Classification*. Bull. Moscow University. Moscow, Russia, 1972. — Pp. 23–34 (In Russ.).
19. Streletskaya I.D., Leibman M.O. Cryogeochemical interrelation of massive ice, cryopegs, and enclosing deposits of central Yamal // *Earth's Cryosphere*. 2002, vol. VI, no. 3, pp. 15–24 (In Russ.).
20. Shpolyanskaya N.A. *Submarine cryolitogenesis in the Arctic* // Mater. Glyatsiol. Issled. Khronika, obsuzhdeniya. M.: 1991, no. 71, pp. 65–70 (In Russ.).
21. Shpolyanskaya N.A. The permafrost-ecological characteristic of the western sector of the Russian Arctic shelf // *Proceedings of the Komi Science Centre Ural Branch RAS*. Syktyvkar, 2014, no. 3(19), pp. 12–17 (In Russ.).
22. Leibman M. O., Vasiliev A. A., Rogov V.V., Ingolfsson O. Massive ground ice studies on Yugorsky peninsula, using crystallographic methods // *Earth's Cryosphere*, 2000, vol. IV, no. 2, pp. 31–40.
23. Vasil'chuk A.C., Vasil'chuk Yu.K., Budantseva N.A. Pollen spectra of massive ice of Yercutayakha river valley, southern Yamal Peninsula // *Materials of the 4th conf. of geocryologists of Russia*. Moscow: University Book, 2011, vol. 1, pp. 297–305 (In Russ.).
24. Badu Yu.B., Trofimov V.T., Vasilchuk Yu.K. *The main patterns of distribution and types of stratified deposits of underground ice in the northern part The West Siberian Plate*. — In the book: Formation ice of the cryolithozone. Yakutsk: IM SO USSR Academy of Sciences, 1982. — Pp. 13–24 (In Russ.).
25. French H.M., Harry D.G. Observations on buried glacier ice and massive segregated ice, western Arctic coast, Canada // *Permafrost and Periglacial Processes*, 1990, no. 1, pp. 31–43.
26. Baulin V.V. *Geocryological conditions of the West Siberian lowland* / V.V. Baulin, E.B. Belopukhova, G.I. Dubikov, L.M. Shmelev. Moscow: Nauka, 1967. — 214 p. (In Russ.).
27. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geological Structure and Gas and Oil Content in Yamal. Moscow: 2003. — 352 p. (In Russ.).

28. Rybalchenko V.V., Trusov A.I., Buddo I.V., Abramovich A.V., Smirnov A.S., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Otsimik A.A., Agafonov Y.A., Gorlov I.V. et al. Additional studies in petroleum exploration and development: From permafrost mapping to groundwater prospecting for drilling and operation of wells. *Gazov. Promyshlennost.* 2020, no. 11, pp. 20–28 (In Russ.).
29. Buddo I., Misyurkeeva N., Shelokhov I., Chuvilin E., Chernikh A., Smirnov A. Imaging Arctic Permafrost: Modeling for Choice of Geophysical Methods // *Geosciences*, 2022, no. 12, p. 389 (In Russ.). <https://doi.org/10.3390/geosciences12100389>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.В. Мисюркеева — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи и иллюстрации, провела комплексную интерпретацию данных, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Буддо — принял активное участие в организации и координации работ, разработке концепции статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Шелохов — провел комплексную интерпретацию данных. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.А. Агафонов — оказал экспертную поддержку, принимал участие в редактировании разделов.

А.С. Смирнов — оказал экспертную поддержку, принимал участие в редактировании разделов.

А.А. Нежданов — оказал экспертную поддержку, принимал участие в редактировании разделов.

Natalya V. Misyurkeeva — developed the article concept, prepared the text of the article and graphics, carried out a comprehensive interpretation of the data, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Igor V. Buddo — took an active part in the organization and coordination of work, developed the article concept, took part in editing of the article, approved the final version of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Shelokhov — carried out a comprehensive interpretation of the data, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Yury A. Agafonov — provided expert support, took part in editing of the article.

Alexander S. Smirnov — provided expert support, took part in editing of the article.

Alexey A. Nezhdanov — provided expert support, took part in editing of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Наталья Викторовна Мисюркеева* — кандидат геолого-минералогических наук, начальник геологического отдела, ООО «СИГМА-ГЕО» 664039, Россия, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6. e-mail: mnv@sigma-geo.ru SPIN-код: 8883-1724 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963> Scopus ID: 57202534902

Игорь Владимирович Буддо — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по науке, ООО «СИГМА-ГЕО» 664039, Россия, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6. e-mail: biv@sigma-geo.ru SPIN-код: 6433-6211 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5204-9530> Scopus ID: 49862710500

Иван Антонович Шелохов — кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист по моделированию и комплексному анализу геофизических данных, ООО «СИГМА-ГЕО» 664039, Россия, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6. e-mail: sia@sigma-geo.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3523-4440> Scopus ID: 57195338937

Юрий Александрович Агафонов — кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «СИГМА-ГЕО» 664039, Россия, г. Иркутск, ул. Звездинская, д. 6. e-mail: agafonov@sigma-geo.ru

Natalya V Misyurkeeva* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Geological Department, SIGMA-GEO LLC 6, Zvezdinskaya str., 664039, Irkutsk, Russia. e-mail: mnv@sigma-geo.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9953-4963> Scopus ID: 57202534902

Igor V. Buddo — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Deputy General Director for Science, SIGMA-GEO LLC 6, Zvezdinskaya str., 664039, Irkutsk, Russia. e-mail: biv@sigma-geo.ru SPIN-code: 6433-6211 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5204-9530> Scopus ID: 49862710500

Ivan A. Shelokhov — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Lead specialist for modeling and integrated geophysical data analysis, SIGMA-GEO LLC 6, Zvezdinskaya str., 664039, Irkutsk, Russia. e-mail: sia@sigma-geo.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3523-4440> Scopus ID: 57195338937

Yury A. Agafonov — Cand. Sci. (Tech.), General Director, SIGMA-GEO LLC 6, Zvezdinskaya str., 664039, Irkutsk, Russia. e-mail: agafonov@sigma-geo.ru

Александр Сергеевич Смирнов — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Тюменский индустриальный университет
625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38.
e-mail: dasertx@mail.ru
Scopus ID: 6401458700

Алексей Алексеевич Нежданов — доктор геолого-минералогических наук, советник по геологии, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики
625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а.
e-mail: nezhdanovaa@zsniigg.ru
SPIN-код: 4650-3952
Scopus ID: 6602116729

Alexander S. Smirnov — Cand. Sci. (Geol.-Min.), associate professor, Industrial University of Tyumen
38, Volodarskogo str., 625000, Tyumen, Russia.
e-mail: e-mail: dasertx@mail.ru
Scopus ID: 6401458700

Alexey A. Nezhdanov — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Advisor on Geology, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics
48/4A, Respubliki str., 625000, Tyumen, Russia.
e-mail: nezhdanovaa@zsniigg.ru
SPIN-code: 4650-3952
Scopus ID: 6602116729

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ РЕАЛЬНОГО СВИП-СИГНАЛА, ОСЛОЖНЕННОГО ГАРМОНИКАМИ, В ЗАДАЧЕ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЗАПИСИ

© М.С. Денисов,
А.А. Зыков, 2023



М.С. Денисов*, А.А. Зыков

ООО «ГЕОЛАБ», РФ, Москва

Электронный адрес: denisovms@gmail.com

Возбуждение колебаний в вибрационной сейсморазведке сопровождается появлением гармоник, т.е. волн с кратными относительно основных частотами. Традиционно их относили к помехам и пытались подавить. Однако со временем стало понятно, что гармоники могут быть использованы для расширения спектрального состава сигнала. Соответствующая методика представляет собой двухэтапную процедуру, на первом шаге которой реализуется прогнозирование поля помех. На втором шаге это поле адаптивно вычитается из коррелограммы. Придать алгоритму желаемое свойство статистической устойчивости в ситуации наличия интенсивных случайных помех можно в случае, если фильтры адаптации обладают определенными качествами.

В статье на примере реального сигнала толкающего усилия (в англоязычной литературе *ground force*) изучены характерные особенности фильтров адаптации и показано, что они обладают требуемыми свойствами, что позволяет использовать их при решении задачи расширения спектра сейсмической записи за счет привлечения гармоник.

Цель. Целью работы является изучение структуры операторов адаптации и их эффективной длительности, а также развитие алгоритма расширения спектра вибросейсмического сигнала за счет привлечения гармоник.

Материалы и методы. В процессе исследования использовался сигнал реального толкающего усилия, записанный при проведении сейсмического эксперимента, а также виброграммы, полученные на двух различных участках. Методы изучения сигнала и виброграмм подразумевают использование различных приемов цифровой фильтрации. Также применяется метод оптимальной рекурсивной фильтрации, позволяющий отделять волновое поле, связанное с основным свип-сигналом, от волновых полей, связанных с гармониками.

Результаты. Результатом работы является сделанный вывод о малой эффективной длительности фильтров адаптации, что позволяет использовать их при решении задачи расширения спектра сейсмической записи.

Заключение. Разделение сейсмической записи, связанной со свип-сигналом основного тона, и записей, связанных с гармониками, оказывается возможным благодаря тому, что фильтры адаптации имеют простую форму и малую эффективную длительность. После разделения волновых полей появляется возможность использования гармоник для расширения спектра сигнала, что позволяет повысить разрешенность записи, а также увеличить детальность последующих глубинных построений.

Ключевые слова: свип-сигнал, вибросейс, адаптация, амплитудный спектр, разрешенность записи

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: авторы благодарят Zhouhong Wei за предоставленные полевые записи толкающих усилий вибрационных установок и за разрешение на демонстрацию результатов. Показанные коррелограммы, полученные по полевым виброграммам, были предоставлены И.Р. Ягудиным и Р.М. Гафаровым (АО «Башнефтегеофизика»). Временные разрезы были построены по материалам, предоставленным ООО «НПП Спецгеофизика».

Для цитирования: Денисов М.С., Зыков А.А. Построение модели реального свип-сигнала, осложненного гармониками, в задаче расширения спектра сейсмической записи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):115–126. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-115-126>

Статья поступила в редакцию 26.05.2023

Принята к публикации 30.06.2023

Опубликована 29.09.2023

BUILDING A MODEL OF A FIELD SWEEP SIGNAL COMPLICATED BY HARMONICS IN A PROBLEM OF SEISMIC DATA SPECTRUM BROADENING

Mikhail S. Denisov*, Andrey A. Zykov

GEOLAB LLC, RF, Moscow

E-mail: denisovms@gmail.com

Background. The excitation of elastic waves in Vibroseis is accompanied by the appearance of harmonics, i.e. waves with multiple with respect to the fundamental one frequencies. Traditionally they have been regarded as

noise and many efforts have been made to suppress them. However, over time it became clear that harmonics can be used to expand the signal spectrum. The corresponding technique is a two-stage procedure, the first step of which is the prediction of the harmonics. In the second step, this field is subtracted from the correlogram in an adaptive manner. It is possible to provide the algorithm with the desired statistical stability property in the presence of intensive random noise in case the adaptation filters have certain qualities. Here, using a real ground force signal as an example, we study the features of the adaptation filters and show that they have the required properties. This allows using them to solve the problem of broadening the seismic data spectrum by involving harmonics.

Aim. The aim of the work is not only to study the properties of the adaptation operators, including their efficient length, but also to develop an algorithm for broadening the spectrum of a vibroseis signal by involving harmonics.

Materials and methods. In the course of the study, a filed ground force signal recorded during a seismic experiment was used, as well as two raw vibroseis gathers acquired at two different locations. Methods for its study involve the use of various digital filtering techniques. The method of optimal recursive filtering is also used, which makes it possible to separate the wavefield associated with the main sweep signal from the wavefields associated with harmonics.

Results. The main result of the work is the conclusion about the small efficient length of the adaptation filters, which allows them to be used to solve the problem of broadening the seismic data spectrum.

Conclusions. The separation of the seismic data associated with the main sweep signal from the data associated with the harmonics is possible due to the fact that the adaptation filters have a simple shape and a small efficient length. After separation of the wavefields, it becomes possible to use harmonics to broaden the signal spectrum to increase the resolution of the seismic data, as well as to refine the depth images.

Keywords: sweep signal, vibroseis, adaptation, amplitude spectrum, data resolution

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

Acknowledgments: The authors thank Zhouhong Wei for providing real ground force records and for permission to demonstrate the results. The shown correlograms obtained from field vibrograms were provided by I.R. Yagudin and R.M. Gafarov (Bashneftegeofizika). The stacks shown were constructed from the data provided by Spetsgeofizika.

For citation: Denisov M.S., Zykov A.A. Building a model of a field sweep signal complicated by harmonics in a problem of seismic data spectrum broadening. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):115–126. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-115-126>

Manuscript received 26.05.2023

Accepted 30.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая публикация развивает начатые ранее работы, посвященные вопросам, связанным с гармоническими искажениями сигналов в методе Вибросейс. Исследования были инициированы известным специалистом по невзрывной сейсморазведке, доктором технических наук М.Б. Шнеерсоном. Михаила Борисовича всегда интересовала возможность не просто удаления гармоник с целью устранения так называемых «нелинейных» искажений сигнала, но и их использования для расширения спектра импульса и, как следствие, повышения разрешенности сейсмических трасс. Поэтому в качестве одной из целей исследования указано не вычитание из реального искаженного сигнала его гармоник, а их разделение с дальнейшим использованием последних. Первый опыт решения такой задачи, полученный при участии одного из соавторов настоящей работы, описан в статьях [1, 2], а более совершенная методика, успешно опробованная на полевых сейсмограммах и основанная на построении оптимальных фильтров адаптации, изложена в публикациях [3–5].

Расширение спектрального состава возбуждаемых и регистрируемых волн является необходимым условием повышения временной разрешенности сейсмических записей, точности инверсионных преобразований и корректности построения изображения глубинных объектов. Оно остается одним из актуальных направлений развития вибрационной сейсморазведки. В настоящее время эта задача решается в основном путем модернизации вибрационных источников и совершенствования методики полевых работ: увеличение «хода поршня» и массы плиты, применение управляющих сигналов (свигов) с расширенным частотным диапазоном, адаптивная вибросейсморазведка и др. [6, 7]. Имеется еще один путь получения широкополосных записей, основанный на использовании энергии гармоник, которые практически всегда сопутствуют вибрационному возбуждению волн. Анализ работы вибраторов в различных условиях контакта с грунтом показывает, что относительный уровень энергии гармоник может достигать 20–30 % от уровня основного сигнала [8]. Это делает перспективным рассмотрение возможности

использования кратных частот для расширения спектра сигнала.

ЦЕЛЬ

В работе [9] построена модель реального вибрационного импульса отраженной упругой волны с учетом наличия гармонических искажений. На ее основании разрабатывается методика разделения сигнала и гармоник, а также разделения гармоник различного порядка друг от друга для их последующего использования. Цель настоящего исследования заключается в детальном анализе такой модели. В первую очередь предстоит оценить длительность временных откликов фильтров, фигурирующих в ней. Дело в том, что работоспособность метода оптимизационной рекурсивной фильтрации, позволяющего решать задачу разделения сигнала и гармоник [10], гарантируется в случае малой эффективной длительности этих фильтров.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

МОДЕЛЬ

Упомянутая выше модель вибросейсмического сигнала $q(t)$ записывается в виде:

$$q(t) = \sum_{m=1}^M a_m(t) * q_m(t), \quad (1)$$

где $q_m(t)$ — m -я гармоника, $a_m(t)$ — фильтры, M — общее число гармоник, t — индекс дискретного времени. Звездочка обозначает свертку.

Первая гармоника $q_1(t)$ является основным свипом (или сигналом основного тона), и $a_1(t) = \delta(t)$ — дискретная дельта-функция. Свип-сигнал, так же как и его гармоники, является линейно-частотно-модулированным (ЛЧМ) сигналом. Определив безразмерную переменную t как индекс дискретного времени, будем также рассуждать о ее размерном эквиваленте, измеряемом в миллисекундах, который мы для простоты тоже обозначим через t , не оговаривая всякий раз то, что они связаны умножением на шаг дискретизации Δt .

Сигнал проходит верхнюю часть разреза (ВЧР), в которой претерпевает искажения, зависящие от особенностей ее геологического строения. Поэтому в глубь среды распространяется уже не $q(t)$, а импульс $s(t) = p(t) * q(t)$, где оператор $p(t)$ описывает влияние ВЧР, которое очень часто сводится к эффекту неупругого поглощения, т.е. к тому, что высокочастотные компоненты затухают сильнее

низкочастотных. Условимся включать в формулу фильтра $p(t)$ искажения, связанные с отклонением формы основного тона вибрационного импульса от желаемого теоретического ЛЧМ сигнала. Как правило, современные вибрационные установки отличаются невысоким уровнем таких искажений, по крайней мере, в достаточно широком частотном диапазоне. Поэтому вклад этого фактора в фильтр $p(t)$ обычно оказывается малым по сравнению с вкладом, обусловленным влиянием ВЧР, и добавка к фильтру описывается простой функцией.

ГАРМОНИКИ В ВИБРАЦИОННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ МОЖНО РАССМАТРИВАТЬ НЕ КАК ПОМЕХИ, А КАК ВОЗМОЖНОСТЬ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРАЛЬНОГО СОСТАВА СИГНАЛА.

Сигнал толкающего усилия, записываемый в полевых условиях, обычно регистрируется при помощи датчика, расположенного на плите вибрационной установки. Это означает, что его форма не зависит от сейсмогеологических условий в ВЧР, а в глубь среды распространяется другой импульс. Поэтому при изучении полевой записи сигнала толкающего усилия оператор $p(t)$, фигурирующий в (1), будет описывать только отличия формы реального основного тона колебаний от ЛЧМ сигнала, и не будет содержать информации о влиянии ВЧР.

В литературе, посвященной проблеме гармоник, для описания сигнала встречается выражение, аналогичное формуле (1), но в котором вместо фильтров используются коэффициенты. Иначе говоря, игнорируется частотная зависимость отношения уровня основного тона к его гармоникам. Как показывают результаты полевых исследований, целью которых было изучение поведения гармоник [8], уровень гармонических искажений зависит от частоты. Именно поэтому вместо коэффициентов мы используем фильтры.

Это, однако, сопряжено с известными проблемами, наиболее явной из которых оказывается неединственность разложения (1). Если фильтры имеют произвольную форму, т.е. могут быть сколь угодно сложными, то задача аппроксимации реального искаженного сигнала при помощи разложения его в ряд (1) по системе базисных функций, в роли которых выступают гармоники, и адаптивного вычитания спрогнозированных моделей помех не имеет перспектив. Это утверждение требует пояснения. Если при использовании аппроксимации (1) не накладывается никаких ограничений на поведение фильтров

$a_m(t)$, то, по крайней мере, в диапазоне частот возбуждения основного свипа, можно ограничиться, например, только одним членом разложения. В самом деле, несложно подобрать такой фильтр $a_1(t)$, что $q(t) = a_1(t) * q_1(t)$. Так как $q_1(t)$ имеет равномерный амплитудный спектр, то такой фильтр всегда существует, и он единственный. Если в (1) использовать также и старшие гармоники, то можно подбирать два или более фильтров. Тогда решение становится неединственным: фильтров, обеспечивающих точное решение задачи, бесконечно много. Это приводит к тому, что в процессе оптимизационного оценивания фильтров (об этом речь пойдет в следующем разделе статьи) «попасть» в истинные фильтры почти нет шансов, а минимизируемый функционал имеет бесконечно много глобальных минимумов. Обеспечить единственность аппроксимации реального сигнала можно только в том случае, когда эффективная длина базисных функций намного превосходит эффективную длину фильтров.

АЛГОРИТМ РАЗДЕЛЕНИЯ СИГНАЛА И ГАРМОНИК

Излагая базовые принципы алгоритма, будем следовать упомянутой выше работе [10], в которой он был предложен, детально изучен, а также получил название оптимизационной рекурсивной фильтрации (ОРФ). В соответствии с традиционной сверточной моделью сейсмической трассы представим исходную виброграмму $v(t)$ в следующем виде:

$$v(t) = r(t) * q(t) * p(t), \quad (2)$$

где $r(t)$ — последовательность коэффициентов отражения.

Для получения коррелограммы $z_1(t)$ применяют свертку с основным свипом, заданным в обращенном времени (она же — корреляция):

$$z_1(t) = v(t) * q_1(-t).$$

Нижний индекс 1 указывает на то, что для корреляции можно использовать не только гармонику первого порядка. Тогда, учитывая (1) и (2), имеем:

$$z_1(t) = r(t) * p(t) * \left(c_{11}(t) + \sum_{m=2}^{\infty} a_m(t) * c_{m1}(t) \right),$$

где функции типа $c_{ml}(t) = q_m(t) * q_l(-t)$ являются детерминированными аналогами функций взаимной корреляции (ФВК), записанными для m -й и l -й гармоник. Аналогично, $c_{mm}(t) = q_m(t) * q_m(-t)$ — детерминированный аналог функции автокорреляции (АКФ) m -й гармоники.

Алгоритм ОРФ подразумевает прогнозирование помех, которые затем адаптивно

вычитаются из коррелограммы. Для получения прогнозного поля требуется применить к $z_1(t)$ свертку с $c_{m1}(t)$. Результат прогнозирования обозначим через $z_1^{(n)}(t)$, где верхний индекс n указывает на то, что это трасса помехи (*noise*), а индекс i — порядковый номер модели помех (обычно прогнозируется несколько моделей).

Общий вид формул алгоритма ОРФ можно найти в указанной статье, а здесь для достижения поставленных целей достаточно использовать максимально упрощенный их вариант, а именно, случай, когда прогнозируется только одна модель помехи (в терминах ОРФ это называется применением фильтра первого порядка для устранения гармоник второго порядка):

$$z_1^{(n)}(t) = z_1(t) * c_{21}(t).$$

Для адаптивного вычитания модели из коррелограммы требуется получить оценку оптимального фильтра $\hat{a}_2(t)$, что производится при помощи минимизации функционала, записанного в соответствии с методом наименьших квадратов (МНК):

$$\hat{a}_2(t) = \arg \min_{\hat{a}_2(t)} J(\hat{a}_2(t)),$$

где

$$J(\hat{a}_2(t)) = \sum_t \left(z_1(t) - \sum_{\tau} \hat{a}_2(\tau) z_1^{(n)}(t - \tau) \right)^2. \quad (3)$$

В работе [11] предложено модифицировать функционал, введя в него весовую функцию $w(t)$, позволяющую улучшить помехоустойчивость алгоритма, а также корректно учитывать эффект геометрического расхождения. Тогда функционал принимает вид:

$$J(\hat{a}_2(t)) = \sum_t \left(z_1(t) w(t) - \sum_{\tau} \hat{a}_2(\tau) w(t) z_1^{(n)}(t - \tau) \right)^2. \quad (4)$$

Если пренебречь краевыми эффектами, то минимизация функционала (3) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с матрицей, и для ее решения разработан вычислительно эффективный алгоритм Левинсона [12]. Если в функционал вводится весовая функция и он приобретает вид (4), то вместо традиционного критерия МНК имеем так называемый взвешенный МНК. После дифференцирования такого функционала и приравнивания производной нулю приходим к СЛАУ, для решения которой уже не подходит алгоритм Левинсона, т.к. матрица оказывается хотя и симметричной, но не треугольной. В таких случаях, как правило, применяют метод Холецкого [13], обладающий меньшим быстроедействием.

Ситуация усугубляется, когда из коррелограммы вычитается не одна, а несколько моделей помех. Тогда оптимизационная задача сводится к решению СЛАУ, в левой части которой фигурирует блочная матрица. Если минимизируется функционал без весовой функции, то матрица оказывается блочно-теплицевой, и СЛАУ решается при помощи многоканального алгоритма Левинсона [14]. Если вводится весовая функция, то матрица оказывается блочно-симметричной, и СЛАУ решается при помощи многоканального алгоритма Холецкого [15], что снижает вычислительную эффективность процедуры в целом.

Оказывается, что если фильтры адаптации имеют малую по сравнению со свип-сигналом длину, то функционал с весовой функцией можно трансформировать таким образом, что его минимизация сводится к СЛАУ с блочно-теплицевой матрицей. Такое решение основывается на преобразовании, предложенном Д.Б. Финиковым и М.С. Денисовым и описанном в отчете о научной деятельности ООО «Геотехсистем», выполненной по заказу компании Norsk Hydro в 2009 году. Суть его заключается в следующем. Пусть мы имеем дело с короткими фильтрами адаптации. Если предположить, что это одноточечные фильтры, то, как следует из (4), умножение коррелограммы и всех моделей помех на одну и ту же функцию произвольного вида не приведет к смещению минимума функционала. В этом легко убедиться, проанализировав структуру выражения (4). Понятно, что это свойство приблизительно выполняется и для коротких фильтров. Кроме того, как говорилось выше, сама постановка задачи аппроксимации (1) имеет смысл только в том случае, если фильтры намного короче базисных функций. Поэтому требуется оценить длину этих фильтров, и к построению такой оценки мы теперь приступаем.

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНОГО РЕАЛЬНОГО СИГНАЛА ТОЛКАЮЩЕГО УСИЛИЯ

Разделение записи толкающего усилия на сигнал основного тона и гармоники можно реализовать при помощи набора полосовых фильтров. Гармоники имеют частоты, кратные частоте возбуждения основного тона. Например, если в текущий момент времени вибратор возбуждает частоту 50 Гц, то в этот же момент времени наблюдаются колебания на частотах 100 Гц, 150 Гц и т.д. Поэтому отделить основной тон от гармоник, а также гармоники разных порядков друг от друга, можно при помощи так называемой следящей фильтрации, т.е. полосовой фильтрации с нестационарным оператором, настроенным

на выделение заданного узкого частотного диапазона в каждый момент времени (такой прием используют, например, авторы работы [16]).

Применим описанную процедуру к реальному сигналу толкающего усилия, иллюстрация которого неинформативна по причине невозможности визуализации протяженных быстроосциллирующих функций. Традиционным способом демонстрации эффектов, связанных с гармониками, является показ колонок спектрально-временного анализа (СВАН), где ЛЧМ сигналы имеют прямолинейные траектории (**рис. 1**).

На **рис. 1а** показана СВАН-колонка исходного толкающего усилия. Наблюдаются линии, которые соответствуют сигналу основного тона и нескольким гармоникам. Для удобства интерпретации на график наложены прямые наклонные линии, показывающие теоретические траектории гармоник первого, второго и третьего порядков. На СВАН-колонке заметны отклонения реальных фазовых характеристик от теоретических значений для частот выше 80 Гц: траектория перестает быть линейной и приобретает заметную кривизну. Зеленая линия в области низких и средних частот выбрана так, что она проходит почти точно по середине красной полосы. Однако в области высоких частот она смещается к нижнему краю полосы, после чего вообще выходит за ее пределы. Это свидетельствует о том, что в данном сейсмическом эксперименте сигнал основного тона отличается от желаемого ЛЧМ сигнала. На **рис. 1** также показаны СВАН-колонки выделенных гармоник старших порядков.

К каждому результату следящей фильтрации была применена процедура корреляции с соответствующей ему гармоникой $q_m(t)$. По полученным сигналам были посчитаны фильтры адаптации, они показаны на **рис. 2**. Очевидно, что фильтры имеют короткие импульсные характеристики, эффективная длительность которых не превосходит 300 мс. Таким образом, интересующее нас требование заведомо соблюдается.

УДАЛЕНИЕ ГАРМОНИК

Проблема гармонических искажений сигнала становится особенно актуальной при обработке сейсмограмм, полученных по методике slip-sweep, когда замешиваются волновые поля от нескольких соседних пунктов возбуждения [17]. В этом случае интенсивные артефакты, связанные с сигналами, возбужденными текущим источником и отраженными от горизонтов в верхней части разреза, накладываются на слабые сигналы на записи предыдущего источника, отраженные

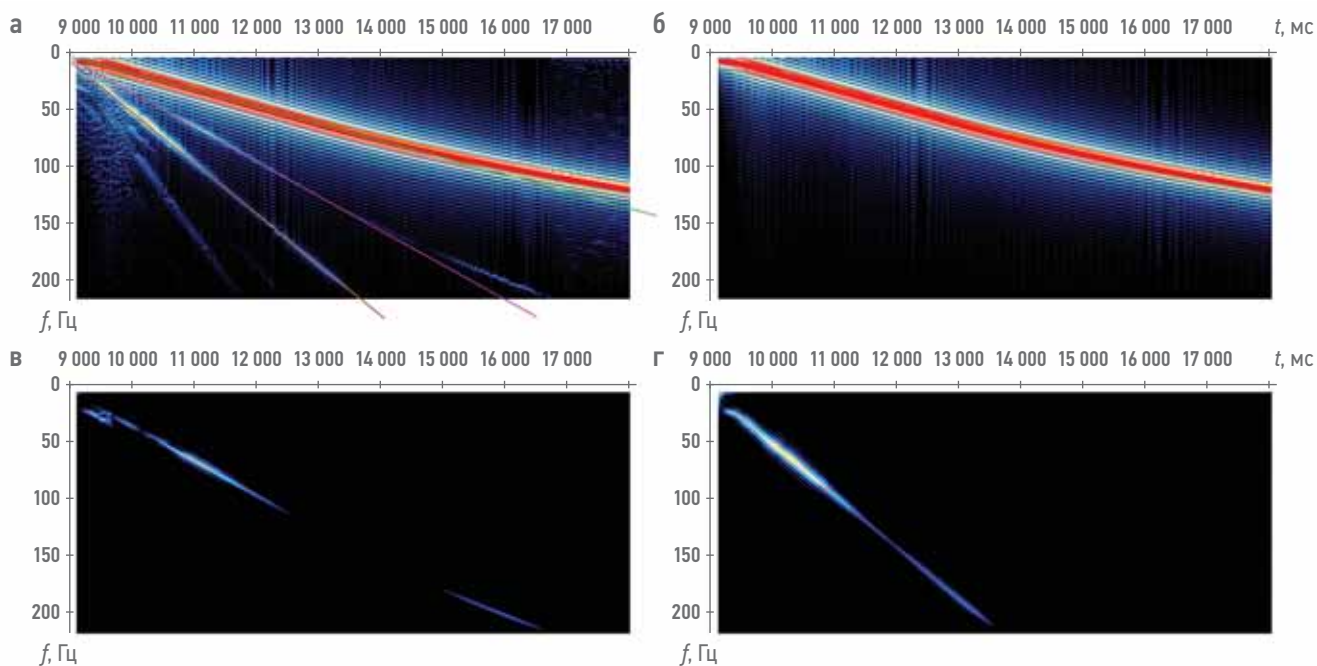


Рис. 1. СВАН-колонки: а) исходный сигнал толкающего усилия с наложенными на него цветными линиями, соответствующими основному тону (зеленая), второй гармонике (фиолетовая), третьей гармонике (коричневая); б) первая гармоника, выделенная из исходного сигнала; в) вторая гармоника, выделенная из исходного сигнала, г) третья гармоника, выделенная из исходного сигнала; f — линейная частота, Гц; t — время, мс. Составлено авторами.

Fig. 1. Time-frequency analysis: а) the original ground force signal with color lines superimposed on it, corresponding to the fundamental tone (green), the second harmonic (violet), the third harmonic (brown); б) the first harmonic extracted from the original ground force; в) the second harmonic extracted from the original ground force; г) the third harmonic isolated from the original ground force; f — linear frequency, Hz; t — time, ms. Prepared by the authors

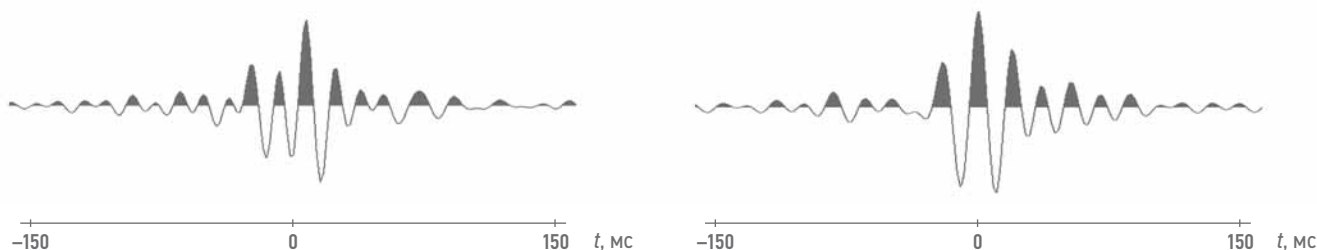


Рис. 2. Фильтры адаптации: слева — $a_2(t)$; справа — $a_3(t)$. Составлено авторами
Fig. 2. Adaptation filters: left panel — $a_2(t)$; right panel — $a_3(t)$. Prepared by the authors

от глубоких целевых горизонтов, маскируя их. После этого разделение протяженной записи от нескольких пунктов возбуждения на отдельные сейсмограммы становится крайне затруднительным. Поэтому при обработке полевых данных, предоставленных компанией АО «Башнефтегеофизика», мы имитируем данные методики slip-sweep, накладывая друг на друга две записи различных продольных сечений площадной виброграммы. При этом в одно из сечений введена временная подвижка (которую можно отождествить с понятием slip-time из англоязычной литературы) так, что время вступления сигнала, связанного с началом работы следующего источника, составляет приблизительно 7,5 с. Время первого вступления

сигнала от предыдущего источника — около 1,5 с. Параметры свип-сигнала: диапазон частот 6–125 Гц, длительность 24 с. В данном случае сейсмограмма, связанная со вторым источником, намеренно усилена относительно сейсмограммы, связанной с первым источником, при их замешивании. Сделано это для того, чтобы гармоники были лучше видны на фоне сигнала от первого источника. Дело в том, что реальные данные, которые были нам предоставлены, характеризуются невысоким уровнем гармонических искажений. Из публикаций, посвященных проблеме гармоник в данных slip-sweep, мы видим, что их энергия на практике сопоставима с энергией сигнала, с которым они интерферируют на фрагменте сейсмограммы от предыдущего источника (т.е. в области

«средних» и «больших» времен, где сигналы успели претерпеть ослабление амплитуды за счет эффекта геометрического расхождения). Подбирая уровень усиления второй сейсмограммы при суммировании с первой, мы пытались достичь именно этого эффекта. Если, как на это уже было указано выше (со ссылкой на результаты полевых работ, изложенных в статье [8]), суммарный уровень гармоник может достигать 20–30 % от энергии сигнала, то в имевшихся в нашем распоряжении данных их уровень составил лишь 4–5 %. В результате корреляции с опорным свипом приходим к коррелограмме, которая представлена на **рис. 3а**. В данной ситуации можно приблизительно (т.е. с достаточной для задачи точностью) сформировать желаемый результат, которым является коррелограмма, свободная от гармонических искажений. Чтобы прийти к такой коррелограмме используем для ее расчета только виброграмму от предыдущего источника, не накладывая на нее нижележащей виброграммы. Тогда в интервале времен выше 7,5 с полученная коррелограмма (**рис. 3б**) будет с точностью до собственных гармонических искажений совпадать с желаемым результатом обработки. Из сравнения коррелограмм следует, что запись во всем показанном интервале времен зашумлена, и этот шум связан с корреляционными помехами от нижележащей виброграммы. Такая помеха распространяется

даже выше первых вступлений коррелограммы предыдущего источника, затрагивая не одну, а сразу несколько коррелограмм. Были спрогнозированы корреляционные шумы, связанные со второй и третьей гармониками, после чего они адаптивно вычитались из исходной коррелограммы. Так как полевые данные всегда осложнены помехами различной природы, для усиления эффекта вычитания использовались прогнозные поля, полученные для соседних трасс. Тем самым повышается возможность привлечения более «чистых» моделей помехи. Иначе говоря, применялся многоканальный адаптивный фильтр. Длина фильтров адаптации принята 200 мс.

СВАН-колонки для одной трассы, выбранной в области малых удалений источник-приемник, показаны на **рис. 4**. СВАН-анализ помогает более уверенно интерпретировать сигнал на записях. В частности, из СВАН-колонок следует, что энергетический столб в районе трассы с порядковым номером 30 хотя и является корреляционным шумом, но не связан с гармоническими искажениями сигнала. Поэтому наш алгоритм его не затрагивает, а для удаления таких помех геофизик располагает достаточным арсеналом средств. В целом, из анализа **рис. 3, 4** следует, что предлагаемый алгоритм уверенно устранил гармоническую помеху, очистив от нее вышележащую сейсмограмму.

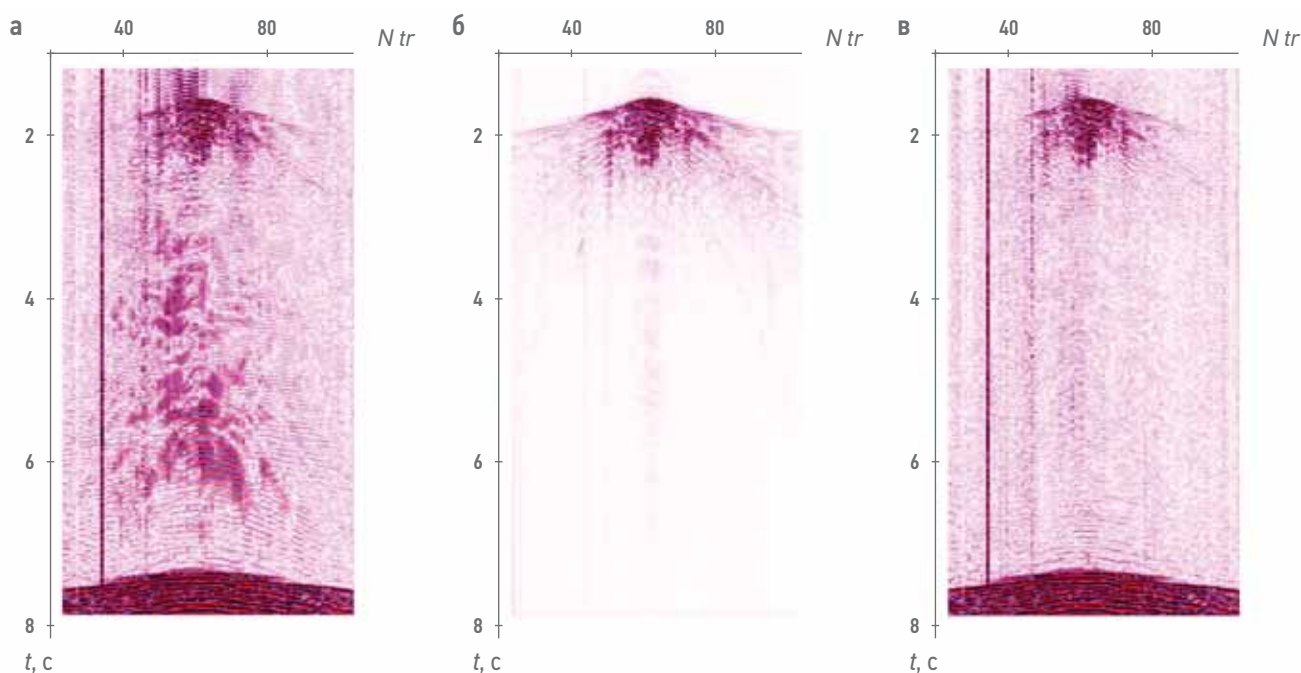


Рис. 3. Полевые коррелограммы: а) исходные данные; б) идеальные данные, не содержащие помех от нижележащей коррелограммы; в) результат вычитания гармоник. Через *Ntr* обозначен порядковый номер трассы на коррелограмме. Составлено авторами
Fig. 3. Field correlograms: а) the original data; б) the ideal data that does not contain harmonic noise associated with the bottom correlogram; в) the result of subtraction of harmonics. *Ntr* denotes the order number of the trace on the correlogram. Prepared by the authors

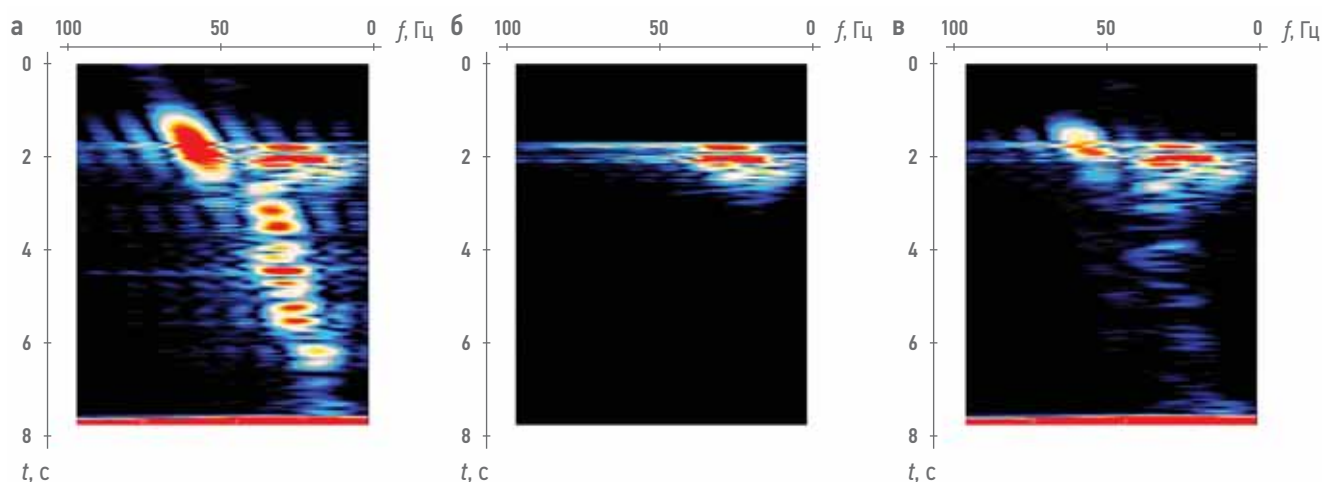


Рис. 4. СВАН-колонки трассы, выбранной в области малых удалений источник-приемник: а) исходные данные; б) идеальные данные, не содержащие помех от ниже лежащей коррелограммы; в) результат вычитания гармоник. Составлено авторами
Fig. 4. Time-frequency analysis of a near-offset trace: а) the original data; б) ideal data that does not contain harmonic noise from the bottom correlogram; в) the result of subtraction of harmonics. Prepared by the authors

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАРМОНИК ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРА СИГНАЛА

В результате применения алгоритма ОРФ сигнал основного тона оказывается отделенным от гармоник. Тогда к полученной виброграмме основного тона применяется корреляция со свипом первой гармоники, в результате чего получим коррелограмму, свободную от гармонических искажений. Если ставить задачу расширения спектра сигнала, необходимо из виброграммы гармоник, полученной на предыдущем этапе, последовательно выделить вторую, третью и т.д. гармоники, используя алгоритм ОРФ для их разделения. Коррелируя каждую такую виброграмму с соответствующей ей функцией гармоники, получим набор коррелограмм, который затем нужно оптимальным образом осреднить. За критерий оптимальности следует принять требование наибольшего расширения спектра при сохранении максимального отношения сигнал/шум на каждой частоте. Иначе говоря, речь идет о построении многоканального оптимального фильтра, однако эта работа пока не завершена. Ниже мы раздельно продемонстрируем коррелограммы первой и второй гармоник, не претендуя на их объединение.

Способ расширения спектра был опробован на уже показанных выше сейсмических данных, зарегистрированных при проведении невзрывных полевых работ. На **рис. 5а** представлена коррелограмма, полученная путем корреляции исходной виброграммы с заданным теоретическим свип-сигналом. Ниже приводится оценка амплитудного спектра импульса на этой коррелограмме (красная кривая). В результате разделения сигнала основного тона и гармоник посчитана виброграмма, связанная только со второй

гармоникой. Результат ее корреляции со свипом второй гармоники показан на **рис. 5б**, а оценка амплитудного спектра импульса — синяя кривая в нижней части рисунка. Очевидно, что использованная методика позволила добиться расширения спектральной характеристики сигнала: импульс на коррелограмме второй гармоники имеет более широкий спектр, и это означает, что он обеспечивает лучшую временную разрешенность записи. Тем не менее энергетически выраженная часть спектра не выходит за пределы верхней частоты возбуждения свип-сигнала. Кроме того, волновая картина характеризуется более низким отношением сигнал/шум. Это свидетельствует о том, что данные отличаются малым энергетическим уровнем гармоник и чрезвычайно высокой степенью затухания высокочастотных компонент сигнала. Также следует учитывать, что перед преобразованием в цифровой формат была применена антиалиасинговая фильтрация с частотой среза около 110 Гц, что делает невозможным расширение спектра выше этой частоты. Тем не менее приведенные примеры, на наш взгляд, свидетельствуют о работоспособности и перспективности методики. Известны попытки расширения спектра путем простой корреляции исходной виброграммы со сложным свипом, представляющим собой сумму первой и второй гармоник [18], т.е. без предварительного разделения гармоник и сигнала. Как можно ожидать на основании модели (1), в этом случае полученная коррелограмма будет осложнена ФВК гармоник различного порядка, которые будут накладываться на целевой интервал сейсмической записи. Это предположение подтверждается результатами проведенного

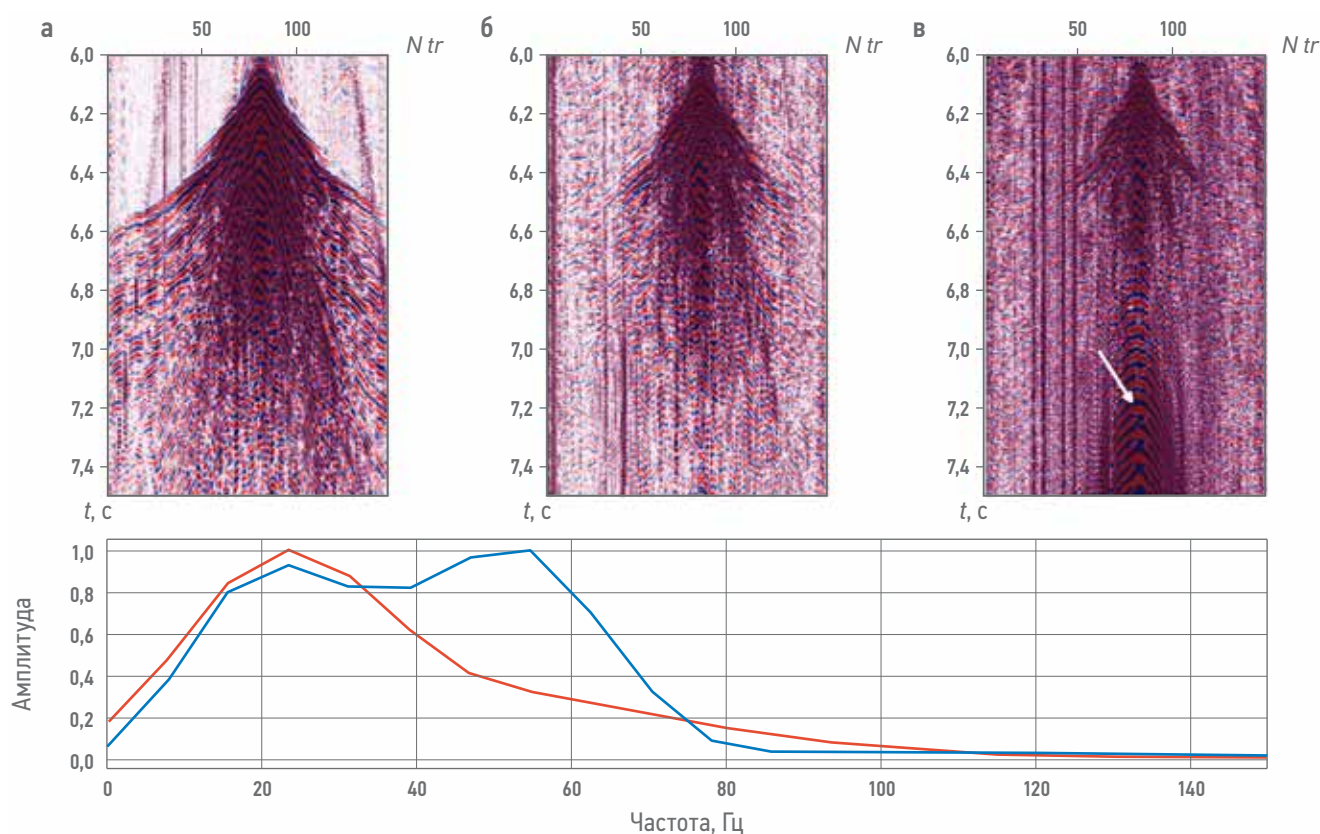


Рис. 5. Сравнение сейсмограмм, полученных путем корреляции исходной виброграммы с опорным свип-сигналом (а), корреляции виброграммы, связанной только с сигналом второй гармоники со свипом второй гармоники (б), корреляции исходной виброграммы со свипом второй гармоники (в). Внизу показаны амплитудные спектры левой (красная кривая) и центральной (синяя кривая) коррелограмм.
Составлено авторами

Fig. 5. A comparison of the seismic gathers obtained by: correlation of the raw vibrogram with the pilot sweep (а); correlation of the only second harmonic-related vibrogram with the second harmonic (б); correlation of the raw vibrogram with the second harmonic without removal of the fundamental tone (в). In the bottom shown are the amplitude spectra of the gathers in the left (red curve) and central (blue curve) panels.
Prepared by the authors

эксперимента. На **рис. 5в** показана такая коррелограмма, она содержит чрезвычайно интенсивный фон помех (на рисунке эта область указана стрелкой), который в данном случае является ФВК первой и второй гармоник. Еще раз отметим, что именно применение технологии ОРФ с последующей корреляцией результатов разделения волновых полей каждого со своей гармоникой позволяет решить задачу расширения спектра сигнала. Другой полевой материал, полученный компанией ООО «НПП Спецгеофизика» и предоставленный нам для тестирования алгоритмов, был обработан до стадии временных разрезов. Как и прежде, исходные виброграммы были разделены на отдельные наборы, связанные с сигналом основного тона, второй гармоники и т.д. К каждому из них применена корреляция с соответствующим свипом. Далее, для перехода к разрезам, использовался один и тот же граф обработки (полосовая фильтрация, коррекция амплитуд, ввод и коррекция статических поправок, скоростной анализ, сжимающая деконволюция, миграция). Чтобы не загромождать рисунки, мы показываем

только два набора данных, считая это вполне информативным. Значительных отличий в волновых картинах первой и второй гармоник удалось достичь только в ВЧР. Вероятно, это обусловлено тем, что высокие частоты быстро затухают при распространении волн в среде, поэтому частотные компоненты второй гармоники, лежащие вне диапазона возбуждения основного тона, уверенно доминируют над помехой только на малых временах регистрации. Впрочем, этот вопрос требует дополнительного изучения. Здесь же, интерпретируя волновые поля, представленные на **рис. 6 а, б**, отметим, что при совпадении их кинематических характеристик, разрез второй гармоники отличается значительно большей разрешающей способностью. Этого и следовало ожидать, т.к. удалось существенно расширить спектр сигнала. Оценки амплитудных спектров импульса показаны в виде графиков в нижней части **рис. 6**. Там же представлены оценки спектра помехи. Для получения спектральных оценок использовался алгоритм, основанный на расчете авто- и взаимно-корреляционных функций трасс разреза

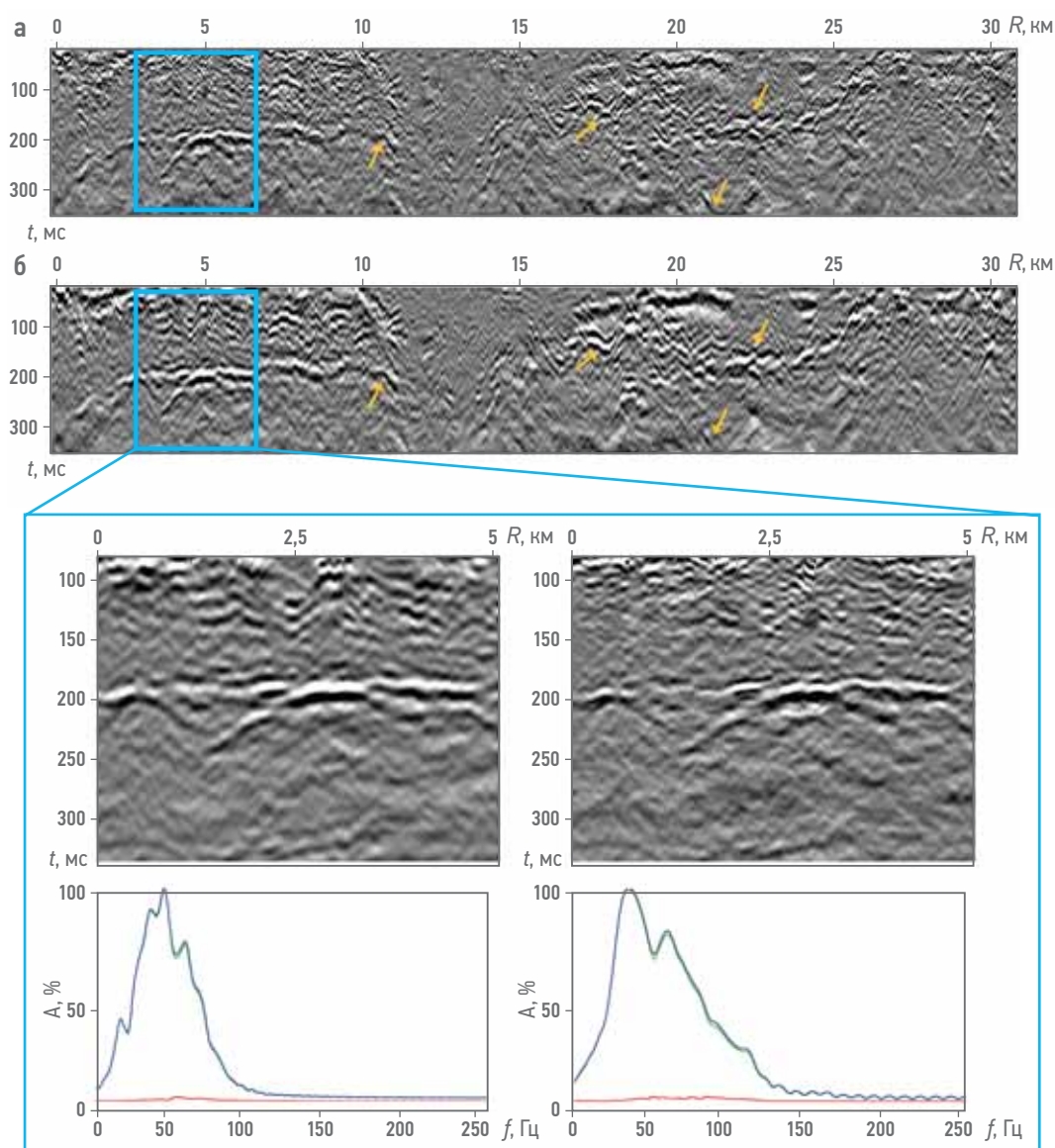


Рис. 6. Протяженные по латерали фрагменты суммарных разрезов, полученных для сигнала второй гармоники (а) и основного тона (б). Синий прямоугольник — фрагмент, который показан ниже на рисунке. Слева — разрез, полученный по свипу основного тона; справа — по свипу второй гармоники. Под каждым фрагментом показаны посчитанные по нему оценки амплитудного спектра импульса (зеленая кривая) и спектральной характеристики некогерентной помехи (красная кривая), а также их суммарный спектр (синяя кривая). По вертикальной оси отложены относительные амплитуды, а графики приведены к единому нормировочному коэффициенту. Желтые стрелки — места волновой картины, для которых расширение спектра сигнала позволило сделать более уверенные интерпретационные заключения. Составлено авторами

Fig. 6. The laterally extended fragments of the seismic sections obtained for the second harmonic (a) and the pitch signal (б). The blue rectangle — the fragment which is shown below. On the left — the cut obtained by the sweep of the main tone; on the right — by the sweep of the second harmonic. Estimates of the pulse amplitude spectrum (green curve) and the spectral characteristics of incoherent interference (red curve), as well as their total spectrum (blue curve) are shown under each fragment. Relative amplitudes are plotted along the vertical axis, and the graphs are reduced to a single normalization coefficient. The yellow arrows — the places of the wave pattern for which the expansion of the signal spectrum made it possible to make more confident interpretative conclusions. Prepared by the authors

[19]. Как следует из этих графиков, расширение спектра сейсмической записи связано не с увеличением уровня аддитивной помехи (а именно с таким эффектом обычно сталкивается геофизик-обработчик, используя деконволюцию в широком диапазоне частот), а именно с привлечением дополнительных высокочастотных компонент, которые удаляются в процессе традиционной корреляции с опорным

свином. Отметим, что в данном случае деконволюция применялась к обоим разрезам. Теоретически, методика обработки второй гармоники позволяет вдвое улучшить разрешающую способность, т.к. ее спектр вдвое шире спектра первой гармоники. Здесь основной свип возбуждался в диапазоне частот 5–90 Гц, поэтому, вообще говоря, по второй гармонике спектр можно расширять до 180 Гц. Однако

при решении практических задач обработки наличие помех той или иной природы вносит свои ограничения.

Характерные места, где детальность волновой картины второй гармоники проявилась с наибольшей отчетливостью, отмечены на **рис. 6** желтыми стрелками. Например, в районе пикета на 11 км складка прорисовывается гораздо лучше, имеет другую форму; в районе пикета на 17 км объект по первой гармонике можно интерпретировать как складку, по второй гармонике отчетливо видно дизъюнктивное нарушение.

Фрагмент разреза, выделенный на **рис. 6** синим прямоугольником, позволяет более подробно изучить волновые картины. Разрез второй гармоники насыщен деталями, которых лишен разрез основного свипа. Волновая картина оказывается более динамически выраженной, она характеризуется наличием множества локальных особенностей. Например, иначе интерпретируется контрастность интенсивной отражающей границы в пределах латерального интервала на пикете 1–1,25 км, там же лучше выделяются структурные нарушения. Более выражено проявляется тонкая слоистость отражающей пачки на интервале пикетов 2,7–3 км, 4–5 км. Эффект добавления высокочастотных компонент также ярко проявляется на разрезенности волнового поля в верхней части всего показанного фрагмента, где удалось увидеть детальную слоистую структуру многих отражающих горизонтов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В работе описана модель вибрационного сейсмического сигнала, осложненного гармониками. Ее отличительной особенностью является использование фильтров, а не традиционно применяемых постоянных коэффициентов, в разложении по системе базисных функций. С одной стороны, это позволяет более детально описать реальный импульс сложного вибрационного воздействия, с другой — фильтры не могут быть произвольными, и приходится накладывать ограничение на их эффективную длительность. На основании анализа формы реального сигнала толкающего усилия было показано,

что адаптивные фильтры, которые применяются в задаче вычитания спрогнозированных гармоник из коррелограмм, имеют короткие импульсные характеристики, заведомо не превосходящие по длительности 300 мс. Это не только подтвердило корректность введенной модели, но позволило повысить статистическую надежность алгоритма адаптивного разделения сигнала и гармоник по исходным виброграммам и коррелограммам.

Алгоритм может применяться как для подавления гармоник, так и для их выделения с целью дальнейшего использования в задаче расширения спектра сигнала. В статье были показаны примеры решения обеих задач.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как свидетельствуют результаты полевых вибросейсмических экспериментальных работ, проведенных с целью изучения особенностей гармонических искажений, относительный уровень гармоник оказывается частотно-зависимым. Это означает, что при построении модели сигнала, осложненного гармониками, необходимо использовать фильтры, а не постоянные коэффициенты. Эффективная длительность фильтров должна быть мала по сравнению с длительностью свип-сигнала, иначе аппроксимация сигнала потеряет свойство единственности. На основании изучения реальной записи толкающего усилия, было показано, что фильтры удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям.

Алгоритм разделения сигнала основного тона и гармоник основан на сверточной модели сейсмической трассы и получен в результате обращения такой модели с учетом специфики реального свип-сигнала. Работоспособность алгоритма продемонстрирована на примере обработки полевых сейсмограмм с имитацией методики наблюдений slip-sweep, где наиболее явно и детально проявляются его особенности. Наконец, результаты разделения, после корреляции каждого из них со свип-сигналом соответствующей гармоники, могут быть использованы для решения задачи расширения спектра сигнала.

Список литературы

1. Денисов М.С., Шнеерсон М.Б. Использование гармоник для расширения спектрального состава волн в вибрационной сейсморазведке. Часть 2 // Технологии сейсморазведки. — 2017. — № 3. — С. 36–54.
2. Денисов М.С., Шнеерсон М.Б. О природе гармоник в вибросейсмическом методе разведки и возможности их использования для расширения спектра сигнала // Геофизика. — 2018. — № 3. — С. 24–27.
3. Денисов М.С., Егоров А.А., Шнеерсон М.Б. Опробование алгоритма оптимизационной рекурсивной фильтрации для подавления гармоник на модельных и полевых коррелограммах // Геофизические технологии. — 2019. — № 2. — С. 54–66.
4. Denisov M.S., Egorov A.A., Kurin E.A., Shneerson M.B. Vibroseis harmonic noise elimination based on optimized recursive filtering // 81st EAGE Conference and Exhibition. Extended Abstracts. — 2019. Pp. 1–5.
5. Denisov M.S., Egorov A.A., Shneerson M.B. Optimization-based recursive filtering for separation of signal from harmonics in vibroseis // Geophysical Prospecting. — 2021. — Vol. 69. — № 4. — P. 779–798.

6. Wei Z. A new generation low frequency seismic vibrator // 85th SEG Ann. Mtg., Expanded Abstracts. — 2015. — P. 211–215.
7. Zhukov A., Korotkov I., Nekrasov I., Galikeev T., Sidenko E. Real-time adaptive broadband seismic acquisition // 78th EAGE Conference and Exhibition, Expanded Abstracts. 2016. Pp. 1–5.
8. Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Жарков А.В. Исследование кратных гармоник вибросигналов // Геофизика. — 2001. — Спецвыпуск к 30-летию «Сибнефтегеофизики». — С. 33–38.
9. Денисов М.С., Егоров А.А. Построение модели вибросейсмического сигнала, осложненного гармониками // Геофизические технологии. — 2019. — № 1. — С. 72–83.
10. Денисов М.С., Егоров А.А. Оптимизационная рекурсивная фильтрация как способ подавления гармоник в методе вибросейс // Геофизические технологии. — 2019. — № 2. — С. 23–53.
11. Денисов М.С., Зыков А.А. Совершенствование алгоритма адаптивного разделения вибросейсмического сигнала и его гармоник с учетом наличия аддитивных помех повышенной интенсивности // Геофизические технологии. — 2022. — № 1. — С. 49–75.
12. Рапопорт М.Б. Вычислительная техника в полевой геофизике. М.: Недра, 1993. — 352 с.
13. Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир, 1990. — 584 с.
14. Робинсон Е., Трейтел С. Цифровая обработка сигналов в геофизике / В кн. Применение цифровой обработки сигналов. Под ред. Э. Оппенгейма. М.: Мир, 1980. — С. 486–544.
15. Джиган В.И. Быстрый многоканальный RLS-алгоритм с регуляризацией и стабилизацией // Электроника (Известия вузов). — 2004. — № 1. — С. 83–90.
16. Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Сираев И.А., Ахтиямов Р.А. Влияние нелинейных искажений на качество полевых данных в вибрационной сейсморазведке // Геофизика. — 2022. — № 4. — С. 58–63.
17. Rozemond H.J. Slip-sweep acquisition // 66th SEG Ann. Mtg., Expanded Abstracts. — 1996. — P. 64–67.
18. Жуков А.П., Шнейерсон М.Б. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. М.: Недра, 2000. — 100 с.
19. Никитин А.А. Статистические методы выделения геофизических аномалий. М.: Недра, 1979. — 280 с.

References

1. Denisov M.S., Shneerson M.B. Utilization of harmonics to broaden the bandwidth in Vibroseismic. Part 2 // *Seismic Technologies*, 2017, no. 3, pp. 36–54. (In Russ.)
2. Denisov M.S., Shneerson M.B. Nature of harmonics in the Vibroseis method and the possibility of their utilization to broaden the signal frequency band // *Geophysics*, 2018, no. 3, pp. 24–27. (In Russ.)
3. Denisov M.S., Egorov A.A., Shneerson M.B. Testing the optimization-based recursive filtering algorithm to suppress harmonics on model and field correlograms // *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2019, no. 2, pp. 54–66. (In Russ.)
4. Denisov M.S., Egorov A.A., Kurin E.A., Shneerson M.B. Vibroseis harmonic noise elimination based on optimized recursive filtering // 81st EAGE Conference and Exhibition. Extended Abstracts, 2019. Pp. 1–5.
5. Denisov M.S., Egorov A.A., Shneerson M.B. Optimization-based recursive filtering for separation of signal from harmonics in vibroseis // *Geophysical Prospecting*, 2021, vol. 69, no. 4, pp. 779–798.
6. Wei Z. A new generation low frequency seismic vibrator // 85th SEG Ann. Mtg., Extended Abstracts, 2015, pp. 211–215.
7. Zhukov A., Korotkov I., Nekrasov I., Galikeev T., Sidenko E. Real-time adaptive broadband seismic acquisition // 78th EAGE Conference and Exhibition, Extended Abstracts, 2016. Pp. 1–5.
8. Vedernikov G.V., Maksimov L.A., Zharkov A.V. Study of multiple harmonics of vibroseis signals // *Geophysics*, 2001, special issue to 30th Anniversary of “Sibneftegeophysics”, pp. 33–38. (In Russ.)
9. Denisov M.S., Egorov A.A. Constructing a model of Vibroseis signal complicated by harmonics // *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2019, no. 1, pp. 72–83. (In Russ.)
10. Denisov M.S., Egorov A.A. Optimization-based recursive filtering for Vibroseis harmonic noise elimination // *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2019, no. 2, pp. 23–53. (In Russ.)
11. Denisov M.S., Zykov A.A. Improvement of the algorithm for adaptive separation of the vibroseis signal from its harmonics in case of strong additive noise // *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2022, vol. 1, pp. 49–75. (In Russ.)
12. Rapoport M.B. Computing technology in field geophysics. Moscow: Nedra, 1993, 352 p. (In Russ.)
13. Marple Jr. S.L. Digital spectral analysis and its applications. Moscow: Mir, 1990, 584 p. (In Russ.)
14. Robinson E., Treitel S. Digital signal processing in geophysics / In the book. Application of digital signal processing. Ed. E. Oppenheim. Moscow: Mir, 1980, pp. 486–544. (In Russ.)
15. Digan V.I. Fast multichannel RLS-algorithm with regularization and stabilization // *Electronics (Izvestiya vuzov)*, — 2004, no. 1, pp. 83–90. (In Russ.)
16. Yagudin I.R., Gafarov R.M., Siraev I.A., Akhtiamov R.A. Influence of nonlinear distortions on the quality of field data in vibration seismic // *Geophysics*, no. 4, pp. 58–63. (In Russ.)
17. Rozemond H.J. Slip-sweep acquisition // 66th SEG Ann. Mtg., Extended Abstracts, 1996, pp. 64–67.
18. Zhukov A.P., Shneerson M.B. Adaptive and non-linear methods of vibration seismic. Moscow, Nedra, 2000, 100 p. (In Russ.)
19. Nikitin A.A. Statistical methods for the identification of geophysical anomalies. Moscow: Nedra, 1979, 280 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.С. Денисов — автор идеи и алгоритма.

Mikhail S. Denisov — author of the idea and author of the algorithm.

А.А. Зыков — соавтор алгоритма и автор его программной реализации.

Andrey A. Zykov — co-author of the algorithm and author of its software implementation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Сергеевич Денисов* — доктор физико-математических наук, директор по науке ООО «ГЕОЛАБ»
119071, Россия, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 12/4.
e-mail: denisovms@gmail.com
Scopus ID: 57202674714

Mikhail S. Denisov* — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Director of Research and Development department, GEOLAB LLC
12/4, Ordzhonikidze str., 119071, Moscow, Russia.
e-mail: denisovms@gmail.com
Scopus ID: 57202674714

Андрей Александрович Зыков — геофизик ООО «ГЕОЛАБ»
119071, Россия, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 12/4.
e-mail: zyrokin@yandex.ru

Andrey A. Zykov — Geophysicist, GEOLAB LLC
12/4, Ordzhonikidze str., 119071, Moscow, Russia.
e-mail: zyrokin@yandex.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ И АВТОМАТИЗАЦИЕЙ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ФОНДА И ХАРАКТЕРА ОБВОДНЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2023



**П.М. Дрофа^{1,*}, А.А. Колесникова¹, А.Ф. Мурзакова², А.А. Рыбаковская³,
И.В. Фахретдинов¹**

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

³ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
РФ, Томск

Электронный адрес: drofa.pm@gazpromneft-ntc.ru

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений находится на завершающей стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции. Значительная часть добычи обеспечивается за счет системы поддержания пластового давления путем нагнетания воды в целевые пласты. Воздействие закачкой воды на пласт в объеме, превышающем целевые параметры, приводит к прорыву по наиболее проницаемым пропласткам и образованию непроизводительных уходов в другие горизонты, не охваченные разработкой. В связи с этим возникает большое количество вызовов в рамках управления системой поддержания пластового давления.

Цель. С целью оперативного и эффективного поиска проблемных зон и кандидатов под технические мероприятия в условиях ограниченного набора данных был разработан комплексный аналитический подход, который позволяет сократить трудозатраты специалистов при анализе большого объема данных.

Материалы и методы. Комплексный подход основан на модифицированной корреляции Спирмена и автоинтерпретации графиков Чена. При определении качества связи между скважинами с помощью непараметрической корреляции был учтен временной лаг отклика на зависимой скважине и рассмотрена комбинация коэффициентов Спирмена между приёмистостью и различными параметрами добывающей скважины. Также для ускорения интерпретации графиков Чена был разработан алгоритм автоматического выделения периодов и причин обводнения на скважинах. Результаты аналитических расчетов были верифицированы с учетом фактических результатов промыслово-геофизических исследований.

Результаты. С помощью данной методики был проанализирован фонд на 5 месторождениях одного актива и утверждено 57 мероприятий, направленных на сокращение неэффективной закачки и ограничение непроизводительных отборов.

Закключение. Полученные результаты подтверждают, что разработанный комплексный подход позволяет проводить экспресс-оценку взаимодействия скважин, определять источники обводнения, оптимизировать систему поддержания пластового давления и более качественно планировать геолого-технические мероприятия и промыслово-геофизические исследования на базовом фонде в рамках ограниченного набора исходных данных.

Ключевые слова: система поддержания пластового давления, неэффективная закачка, непроизводительные отборы, ранговая корреляция Спирмена, графики Чена, взаимовлияние скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Дрофа П.М., Колесникова А.А., Мурзакова А.Ф., Рыбаковская А.А., Фахретдинов И.В. Повышение эффективности разработки с использованием и автоматизацией аналитических методов анализа взаимовлияния фонда и характера обводнения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):127–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-127-139>

Статья поступила в редакцию 22.05.2023

Принята к публикации 19.06.2023

Опубликована 29.09.2023

IMPROVING THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT USING AUTOMATED ANALYTICAL METHODS TO ASSESS THE WELLS INTERFERENCE AND THE NATURE OF WATERING

**Pavel M. Drofa^{1,*}, Anna A. Kolesnikova¹, Alina F. Murzakova², Anastasia A. Rybakovskaya³,
Ilnat V. Fakhretdinov¹**

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

³National Research Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

E-mail: drofa.pm@gazpromneft-ntc.ru

At present, most of the oil fields are at the final stage of development and have high water cut production. The main part of the production is achieved through the water injection system by injecting water into the target reservoirs. The injection of water into the reservoir in excess of the target parameters causes a breakthrough along the most permeable interlayers and fluid escapes to other horizons not covered by development. Because of this, a large number of challenges arise in the direction of fast and efficient management of the water injection system.

Aim. In this work, a comprehensive analytical approach was developed to quickly and efficiently search for problem areas and candidates for well interventions based on a limited set of data. The methodology allows to reduce the labor costs of specialists when analyzing a large amount of data.

Materials and methods. The integrated approach is based on modified Spearman correlation and auto-interpretation of Chen plots. The time delay of the response on the dependent well was taken into account when determining the quality of communication between wells using non-parametric correlation. The combination of Spearman's coefficients between injectivity and various production well parameters is also considered. To speed up the interpretation of Chen's graphs, an algorithm was developed for automatically identifying periods and causes of watering out in wells. The results of analytical calculations were verified on the actual results of field geophysical surveys.

Results. Using this technique, the fund was reviewed at 10 fields and 57 interventions were approved, which are aimed at reducing inefficient injection and limiting unproductive recovery.

Conclusions. The results obtained confirm that the developed integrated approach allows for an express assessment of well interference, determining the causes of watering out, optimizing the water injection system and better planning geological and technical interventions and field geophysical surveys on the base wells within a limited set of initial data.

Keywords: water injection system, inefficient injection, unproductive recovery, Spearman's rank correlation, Chen plots, well interference

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

For citation: Drofa P.M., Kolesnikova A.A., Murzakova A.F., Rybakovskaya A.A., Fakhretdinov I.V. Improving the efficiency of field development using automated analytical methods to assess the wells interference and the nature of watering. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):127–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-127-139>

Manuscript received 22.05.2023

Accepted 19.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

С целью обеспечения максимальной добычи нефти и минимизации добычи воды на нефтяных месторождениях, работающих в условиях обводнения продукции, необходим постоянный контроль за влиянием системы поддержания пластового давления (ППД) на добывающие скважины.

Оценка взаимодействия между скважинами является важным фактором при анализе эффективности заводнения. Знание качества гидродинамической связи между скважинами помогает в планировании эффективных мероприятий, направленных на изменение фильтрационных потоков и оптимизации системы ППД, особенно на поздней стадии разработки, в условиях высокой обводненности добываемой продукции.

При выявлении хорошей связи между парами добывающих и нагнетательных скважин, необходимо убедиться в отсутствии негативного влияния системы ППД, в противном случае требуется диагностика причины обводнения и подбор мероприятий для снижения непроизводительных отборов.

Для определения межскважинной связи и причин опережающего обводнения на практике применяются промысловые гидродинамические или геофизические

исследования — трассерные исследования и гидропрослушивания, а также гидродинамическое моделирование. Методы трассерных исследований и гидропрослушивания позволяют устанавливать наличие связи между скважинами, получать максимально полную информацию о гидродинамике на исследуемом участке. Однако проведение данных исследований сопряжено с высокими затратами, необходимыми для их проведения и связанными с остановкой скважин. Также далеко не все промысловые исследования обладают высокой информативностью по тем или иным причинам. Поэтому возникает необходимость в разработке альтернативных аналитических подходов, которые позволяют провести анализ взаимовлияния без существенных экономических и временных затрат.

ЦЕЛЬ

Для оценки эффективности скважин ППД была применена комбинация аналитических методов, основанных только на интерпретации статистики работы скважин.

В качестве простого и доступного к реализации способа анализа взаимовлияния скважин для выявления основных направлений потока жидкости использовался

модернизированный метод ранговой корреляции Спирмена. Важно учитывать, что параметры работы скважин, такие как дебит, приемистость, забойное давление, описываются законом распределения, который не соответствует нормальному. При неизвестном распределении переменной предпочтительнее использование методов непараметрической корреляции, к которым и относится корреляция Спирмена [1].

Далее, используя другой аналитический метод, основанный на интерпретации графиков Чена в парах скважин с хорошей связью, определялись добывающие скважины с преждевременным обводнением. Оценка режима притока к добывающей скважине на основе графиков Чена позволяет выполнить качественную оценку непроизводительных отборов и механизма обводнения, получить информацию об активности источника водопритока, используя только историю добычи.

Данный метод в комплексе с ранговой корреляцией Спирмена составляет методику аналитической оценки степени и характера взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин, с помощью которой можно определять участки с низкокэффективной закачкой и подбирать кандидаты для ГТМ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

КОРРЕЛЯЦИЯ СПИРМАНА

Ранговая корреляция Спирмена является непараметрическим методом оценки зависимости монотонных данных [4]. Закон Дарси и теория Баклея–Левверетта подразумевают линейную (монотонную) зависимость между приемистостью нагнетательной скважины и дебитом добывающей скважины. Значительные изменения в нагнетательной скважине должны вызвать соответствующий отклик в добывающей, в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов, возможно с некоторым временным запаздыванием (лагом).

Методика оценки степени связи между скважинами заключается в вычислении и оценки комбинации коэффициентов ранговой корреляции Спирмена, которая определяет степень тесноты связи порядковых признаков. Признаки представляют собой ранги величин, в нашем случае параметров нагнетательной скважины (приемистости) и добывающей скважины, т.е. среднemesячные эксплуатационные показатели по каждой скважине рассматриваются как временные ряды. Для каждой пары скважин и для каждой пары сопоставляемых параметров

рассчитывается разность рангов d , которая отражает степень связи между двумя рядами данных, и вычисляется коэффициент Спирмена по формуле [2]:

$$R_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum d^2}{n \cdot (n^2 - 1)}, \quad (1)$$

где R_s — коэффициент ранговой корреляции Спирмена; n — количество случаев (месяцев выбранного периода); $\sum d^2$ — сумма квадратов разностей рангов.

РАЗРАБОТАННЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ЯВЛЯЕТСЯ АЛЬТЕРНАТИВОЙ ПРОМЫСЛОВЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРИ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИН ППД.

В зависимости от величины полученного коэффициента Спирмена определяется теснота связи. Коэффициент может находиться в диапазоне от -1 до 1 и указывает на наличие или отсутствие зависимости между рассматриваемыми параметрами. Для оценки тесноты связи двух временных рядов существует шкала Чеддока [3].

Классический расчет коэффициента Спирмена был опробован на участках месторождений с промысловыми исследованиями. Математические результаты расчетов были сопоставлены с фактическими гидродинамическими исследованиями (гидропрослушиванием) и промысловыми трассерными исследованиями, что позволило модифицировать алгоритм расчета и создать свою таблицу интерпретации.

Для определения взаимодействия между скважинами расчеты были проведены на основе приемистости нагнетательной скважины и следующих параметров добывающей скважины:

- дебит жидкости;
- дебит нефти;
- забойное давление.

Фиксируемая на добывающих скважинах реакция от нагнетательных скважин может происходить с некоторой временной задержкой, поэтому расчет коэффициента Спирмена следует проводить с учетом смещения во времени сопоставляемых промысловых данных нагнетательной и добывающей скважин.

Так, сначала расчет коэффициента корреляции между скважинами проводится без сдвигки по дате, затем параметры добывающей скважины смещаются относительно параметра нагнетательной скважины на один и более месяцев вперед

(не более $n/2$), в зависимости от ФЕС пласта. В рамках тестируемых месторождений лаг в 6 месяцев был выделен экспертно на основе фактической статистики как максимальный.

Коэффициент, близкий к «1», отражает очень высокую прямую зависимость, т.е. любые изменения в закачке будут отражаться на добыче, а число близкое к «-1» отражает обратно пропорциональную корреляцию. В нашем случае, отрицательные корреляции не отражают физику, поскольку подразумевают снижение добычи при увеличении закачки, но этому можно найти объяснение (раздел «Ограничения применимости методики»). Далее проводится анализ динамики коэффициентов во времени для параметров пар скважин. Процесс определения итогового коэффициента корреляции для пары параметров состоит в подборе временного лага, при котором коэффициент является максимальным.

На рис. 1 показано, как может изменяться коэффициент Спирмена R_s в зависимости от временного лага. Пара скважин с низкой корреляцией в первый месяц (верхний график) в конечном итоге достигает

максимального значения R_s по жидкости при временном лаге в два месяца. Другая пара скважин (нижний график) имеет первое максимальное значение коэффициента R_s уже в первый месяц [4].

Для определения итоговых значений коэффициентов для параметров, необходимо вычислить временной лаг, при котором R_s для параметров «приемистость — дебит жидкости» максимален. Предполагается, что основной отклик добывающей скважины заложен именно в динамике жидкости. Данный временной лаг фиксируется, и выбирается соответствующий коэффициент Спирмена для пары параметров «приемистость — дебит нефти». Далее определяется максимальное значение коэффициента Спирмена для параметров «приемистость — забойное давление добывающей скважины». Если определенное значение имеет временной лаг меньше, чем лаг для «жидкости», тогда данный коэффициент является итоговым для забойного давления, поскольку давление в пласте может распространяться быстрее, чем флюид. В противном случае, временной лаг для забойного давления равен лагу для «жидкости».

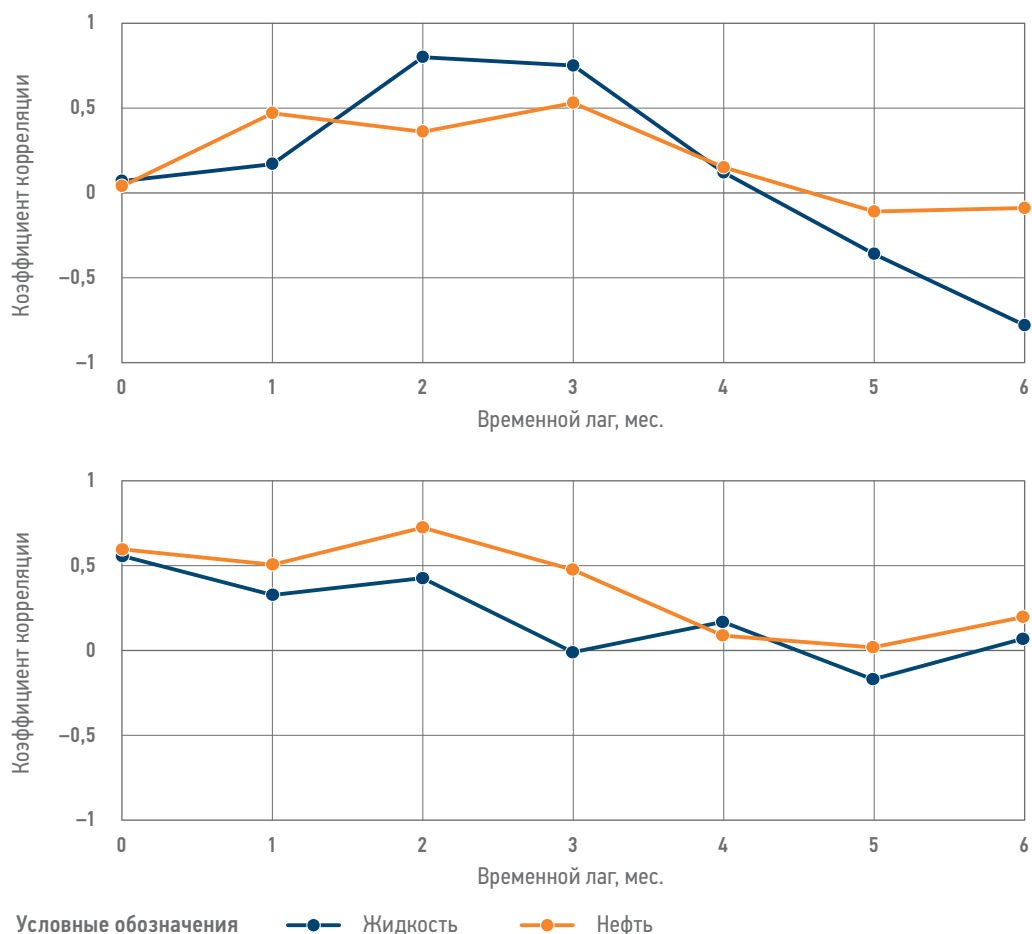


Рис. 1. Пример динамики R_s от временного лага. Составлено авторами
Fig. 1. Dynamics of R_s from the time lag. Prepared by the authors

Выбранные абсолютные значения коэффициентов для дебита жидкости и забойного давления являются основными индикаторами для определения наличия связи, в то же время коэффициент для дебита нефти выступает как дополнительный параметр. Шкала оценки качества связи на основе выделенных значений R_s будет отражена в следующем разделе.

АВТОИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГРАФИКОВ ЧЕНА

Существует множество методов диагностики источников обводнения на добывающих скважинах. Одним из таких методов является широко известный метод диагностических графиков Чена [5], который основан на анализе динамики водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной по времени.

Данная аналитическая методика позволяет получить информацию об активности источника водопритока и причинах обводнения добывающих скважин. Алгоритм работы с графиками достаточно прост. Первым этапом выполняется построение графика WOR ($water\ oil\ ratio$) = Q_w/Q_n , описывающего отношение дебита воды к дебиту нефти, и его производной WOR' . Далее идет анализ поведения характерных трендов графиков [5]. Согласно графикам Чена можно выделить три основных категории обводнения скважины (рис. 2): подтягивание конуса, прорыв закачиваемой или законтурной воды по наиболее проницаемым пропласткам, нарушение герметичности скважины, или заколонная циркуляция (ЗКЦ).

Рассмотрим анализ поведения характерных трендов графиков Чена.

а) При образовании конуса обводненности, WOR начинает медленно расти, как только конус достигает нижней границы интервала перфорации. При этом производная WOR' тоже растет, но не очень сильно. По мере продвижения конуса воды выше он стабилизируется и рост водонефтяного

фактора замедляется, кривая WOR выполаживается, а производная WOR' падает пока скважина полностью не обводняется.

б) В случае наличия высокопроницаемого пласта между нагнетательной и добывающей скважинами, мы видим другую картину. Через короткое время после начала заводнения, закачиваемая вода прорывается к добывающей скважине, что характеризуется стремительным повышением ВНФ и ее производной. При хорошей проницаемости по вертикали, вода быстро охватывает весь интервал перфорации, что мы можем видеть по снижению производной WOR' . После чего следует последний этап завершения формирования канала между скважинами. При полном обводнении пласта график WOR также может выполаживаться.

в) При нарушении герметичности скважины или заколонного перетока мы можем наблюдать резкое повышение ВНФ и ее производной после длительного периода стабильной работы скважины.

Для ускорения выявления фонда с преждевременным обводнением, был разработан алгоритм для автоматической интерпретации графиков Чена. В качестве исходных данных для построения кривых Чена используются следующие месячные параметры:

- добыча нефти и жидкости, t ;
- время работы, часы;
- объект работы скважины;
- геолого-технические мероприятия (ГТМ).

Модуль автоматически на кривых выделяет продолжительные участки роста WOR' , которые являются ключевыми участками роста обводненности. Каждый такой участок разбивается на подучастки с характерным темпом падения или роста.

Далее на основе угла наклона устанавливается вид причины обводнения на добывающей скважине в рассматриваемый период (рис. 3). Предельные значения углов наклона

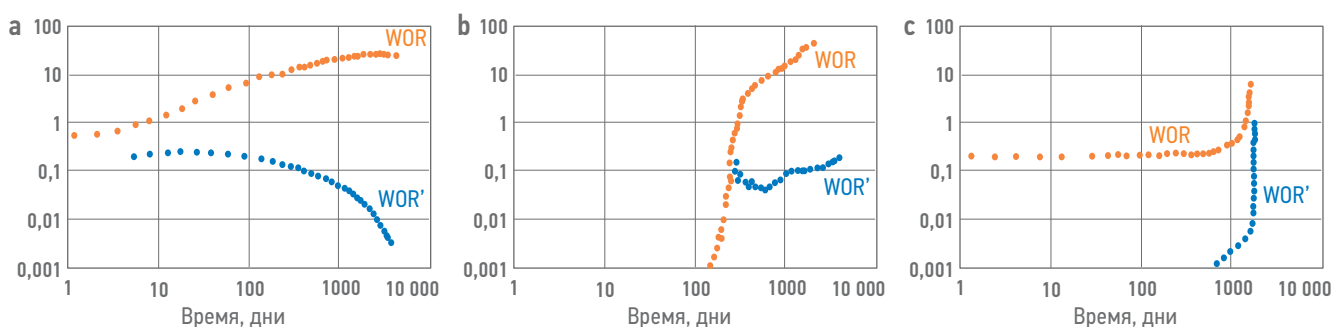


Рис. 2. Графики Чена: а) образование конуса; б) фронт нагнетаемой воды (ФНВ); в) нарушение герметичности скважины, или ЗКЦ. Составлено авторами

Fig. 2. Typical Chan plots: a) formation of a water cut cone; b) a high-permeability formation; c) leakage or cross flows behind the casing. Prepared by the authors

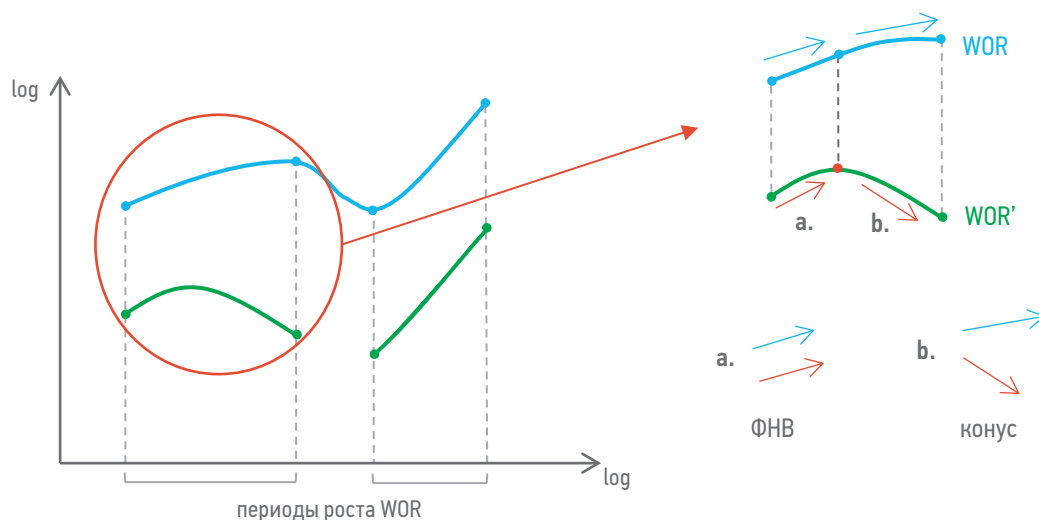


Рис. 3. Иллюстрация к описанию алгоритма анализа кривой. Составлено авторами
Fig. 3. Curve analysis algorithm. Prepared by the authors

для каждой категории обводнения были подобраны экспертно на основе скважин с подтвержденными испытаниями нарушениями, и могут быть изменены.

Для поиска разбиения участка роста WOR' на подучастки используется алгоритм RDP [6], в котором основным параметром для сглаживания кривой выступает ϵ — это расстояние до прямой, соединяющей опорные точки. Данный параметр является настраиваемым. Также в модуле автоматизирован учет ГТМ в истории разработки скважины. При анализе участков исключаются периоды определенных ГТМ, которые влияют на изменение WOR добывающей скважины. В табл. 1 приведено количество месяцев, исключаемых из анализа, для каждого типа ГТМ.

Учет ГТМ позволяет исключить из списка возможных нарушений интервалы роста WOR, обусловленные ГТМ. Также это сокращает время последующего «ручного» анализа выделенных проблемных участков в истории,

так как специалисту не требуется сверяться с данными по ГТМ на скважинах — точки мероприятий уже отражены на графике и учтены в анализе.

В результате автоматической обработки модуль предоставляет по каждой скважине временные интервалы с предполагаемой причиной обводнения. Для каждого интервала можно отследить наклоны кривых WOR и WOR', а также значение корреляционного коэффициента при аппроксимации фактического участка WOR' прямой для определения угла (R_2).

В отдельных случаях, при большом разбросе точек, интерпретация по определению источника обводнения может быть затруднительна и требовать дополнительной информации и анализа по работе скважины и окружения.

ВЕРИФИКАЦИЯ МЕТОДИК НА ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Шкала интерпретации комбинации коэффициентов Спирмена разработана на основе сопоставления результатов трассерных исследований и гидропрослушиваний с расчетами коэффициента Спирмена для разных пар параметров скважин на месторождениях Западной Сибири терригенных коллекторов со средними значениями проницаемости на объектах.

Всего для анализа рассмотрено 50 добывающих и 19 нагнетательных скважин (64 пары скважин) на семи месторождениях с трассерными (15 пар скважин) и гидродинамическими исследованиями (49 пар скважин). Результаты сопоставления приведены в табл. 2. Так, у 72 % пар скважин вывод о наличии связи совпал, у 10 % — не совпал и у остальных 18 % не удалось сравнить

Таблица 1. Количество месяцев, исключаемых из анализа
Table 1. Number of months excluded from analysis

ГТМ	Количество месяцев, исключаемых из анализа
Выравнивание профиля приемистости (ВПП)	-
Дострел	Начинать анализ заново (в пределах одного объекта)
Кислотная обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)	3
Перестрел	3
Прочие обработки призабойной зоны пласта	3
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	1
Гидроразрыв пласта (ГРП)	6

Таблица 2. Результаты сравнения промысловых исследований с расчетами коэффициента Спирмена (l — liquid, o — oil, p — pressure)

Table 2. Statistics comparing field research with Spearman coefficient calculations

Результаты сопоставления	Кол-во пар скважин	Процент	Примечание
Совпали	40	72 %	23 скважины, связь подтвердилась. Средний коэф. Спирмена по параметрам: $R_l = 0,53$, $R_o = 0,57$, $R_p = 0,48$ 17 скважин, связи нет/слабая. Средний коэф. Спирмена по параметрам: $R_l < 0,2$, $R_o < 0,2$, $R_p < 0,2$
Под вопросом	14	18 %	Под вопросом корректность исследований или расчетов (ОПЕК+, ГТМ)
Не совпали	6	10 %	3 скважины аварийные, короткий период исследования
Отсутствует вывод о связи	4	–	Исследования проведены некорректно и исключены из анализа
Итого пар	64	100 %	

Таблица 3. Таблица интерпретации качества связи

Table 3. Link quality interpretation table

$Q_{ж}$	$P_{заб}$	Q_n	Вывод
<0,1	<0,4	Любое значение	Нет гидродинамической связи
	0,4–1	Любое значение	Слабая связь с возможным потенциалом (есть связь по давлению, для реализации потенциала необходимо изменение технического режима добывающей скважины)
0,1–0,2	<0,4	Любое значение	Слабая связь
	0,4–1	Любое значение	Слабая связь с возможным потенциалом
0,2–0,3	<0,4	<0,2	Слабая связь
		>0,2	Умеренная связь
	>0,4	<0,2	Умеренная связь с возможным потенциалом
		>0,2	Заметная связь
0,3–0,5	<0,4	<0,3	Умеренная связь
	>0,4	<0,3	Заметная связь с возможным потенциалом
	Любое значение	0,3–0,5	Заметная связь
		>0,5	Высокая связь
0,5–1	<0,4	<0,2	Заметная связь с возможным промывом
	>0,4	<0,2	Высокая связь с возможным промывом
	Любое значение	>0,2	Высокая связь
		>0,5	Очень высокая связь

результаты по причине некорректности исследований либо невозможности провести достоверные расчеты.

После сравнения выводов о степени связи между нагнетательными и добывающими скважинами сформирована таблица интерпретации полученных коэффициентов Спирмена для трех параметров (табл. 3). За основу взята градация тесноты связи согласно шкале Чеддока [3]. Итоговый вывод о качестве связи формируется на основе комбинации трех полученных коэффициентов Спирмена.

Для настройки и верификации параметров модуля автоинтерпретации графиков Чена использовались данные комплексов по оценке профиля притока источника обводнения

и технического состояния в добывающих скважинах. Статистика по результатам верификации методики на фактических данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) отражена в табл. 4.

Были рассмотрены скважины с нарушениями в виде негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК), ЗКЦ и фронтом нагнетаемой воды (ФНВ). Скважины с конусами отсутствуют в статистике, так как по ПГИ подтверждение фактического наличия конуса не всегда представляется возможным.

Анализ графиков Чена имеет преимущества в скорости расчета и в небольшом наборе исходных данных перед использованием промысловых исследований и гидродинамических моделей с целью выявления источников

Таблица 4. Верификация автоинтерпретации графиков Чена на ПГИ
Table 4. Verification of auto-interpretation of Chen plots at field geophysical tests

Результаты сопоставления	Кол-во скважин	Процент от общего числа	Примечание
Совпали	57	80 %	–
Не совпали	15	20 %	Присутствуют скважины с коротким периодом нарушений, сложно детектируемые по методике
Некорректные ПГИ	20	–	Недостовверные данные промысловых исследований, исключены из анализа
Итого скважин	92	100 %	

обводнения добывающих скважин. Модуль позволяет провести экспресс оценку фонда большого объема и выделить уверенных кандидатов на РИР и ВПП.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ

В качестве апробации предложенной методики в данной статье рассматривается участок месторождения X, основным объектом которого является залежь продуктивного пласта Y, где сформирована 3- и 5-рядная система заводнения. Объект характеризуется высокой обводненностью (98,7 %) при выработке 93 %. Исходные данные: среднемесячная приемистость нагнетательных скважин и среднемесячные данные по дебиту жидкости, нефти и забойному давлению добывающих скважин за последний период совместной работы

пары скважин (от 12 до 36 месяцев). Месяцы без закачки или добычи были исключены из расчета, поскольку не отражают потенциал пласта.

На основе вышеописанного алгоритма расчета коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и их интерпретации оценена степень гидродинамической связи между всеми нагнетательными и добывающими скважинами участка.

Рис. 4 иллюстрирует полученные результаты для всех пар скважин участка. Цвет стрелки указывает на ту или иную степень гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами ближайшего окружения.

Далее с помощью автоинтерпретации графиков Чена на данном участке были

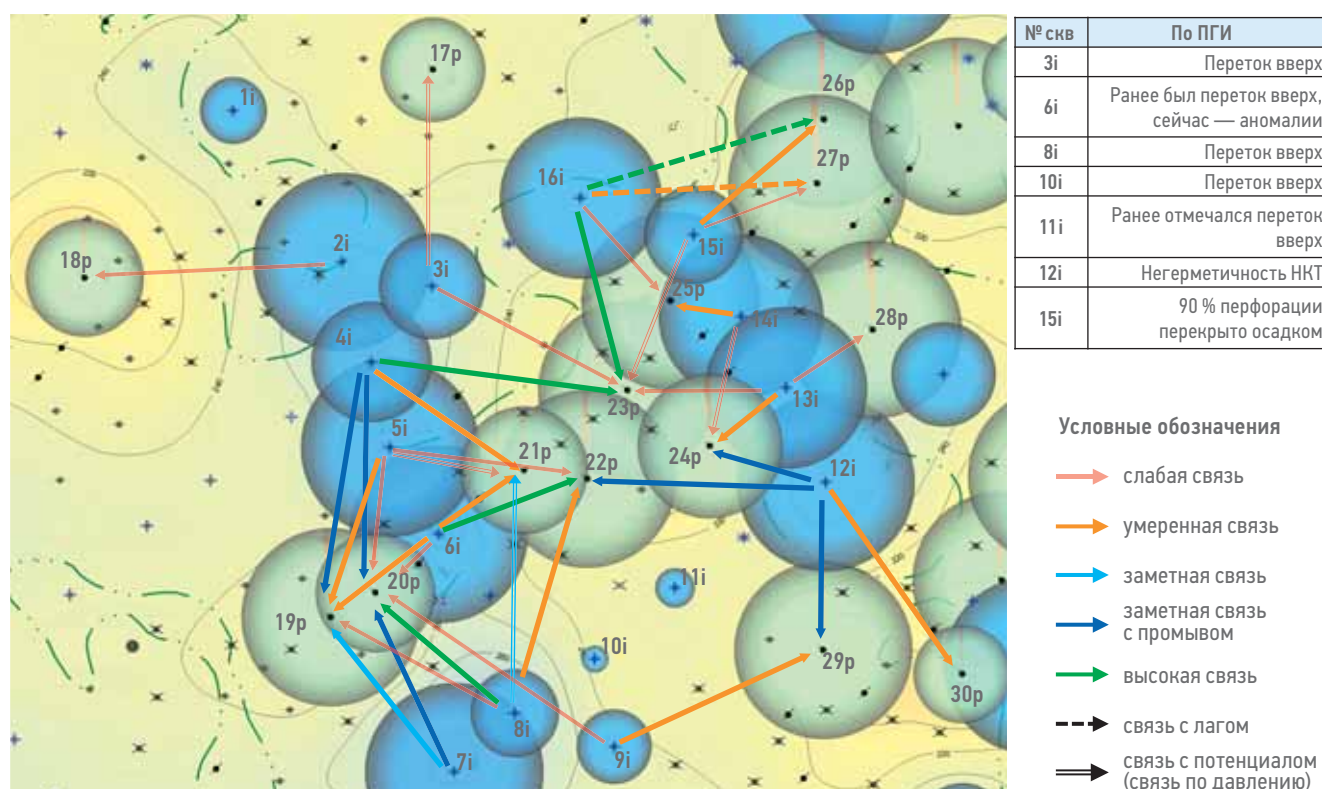


Рис. 4. Карта взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин, построенная на основе корреляции Спирмена (карта текущих отборов на карте изобар) и результаты ПГИ. Составлено авторами

Fig. 4. Map of the interference between injection and production wells, built on the Spearman correlation (current production on the pressure map) and field geophysical test. Prepared by the authors

впоследствии определены скважины с опережающим обводнением (табл. 5), а также выделены из списка нагнетательных на основе карты связей по Спирмену. На рис. 5 отображены графики Чена для наиболее показательных скважин.

Согласно результатам расчетов и анализу имеющихся промысловых исследований выявлены следующие закономерности:

- Большая часть нагнетательных скважин участка не оказывает влияния, либо оказывает слабое влияние на добывающие скважины окружения.
- В 1/3 нагнетательных скважин согласно ПГИ отмечался заколонный переток воды в другой пласт. При этом не всегда наличие ЗКЦ означает отсутствие связи, всё зависит от доли непроизводительной закачки.
- Несмотря на перекомпенсацию, имеются зоны с пластовым давлением, сниженным на 35 % от начального.

- Вышеописанные пункты указывают на наличие непроизводительной закачки на рассматриваемом участке месторождения.
- Пары скважин с высокими значениями корреляции по жидкости, но низкими по нефти при нулевом лаге можно рассматривать как зоны прорыва воды. Данные пары с возможным опережающим обводнением на добывающих также проанализированы с помощью графиков Чена.
- Высокие значения корреляции как по жидкости, так и по нефти, возникающие при большем временном лаге, могут указывать на эффективное влияние закачки на вытеснение нефти (без прорывов).
- Отсутствие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами окружения может указывать на наличие заколонной циркуляции, негерметичности в нагнетательной

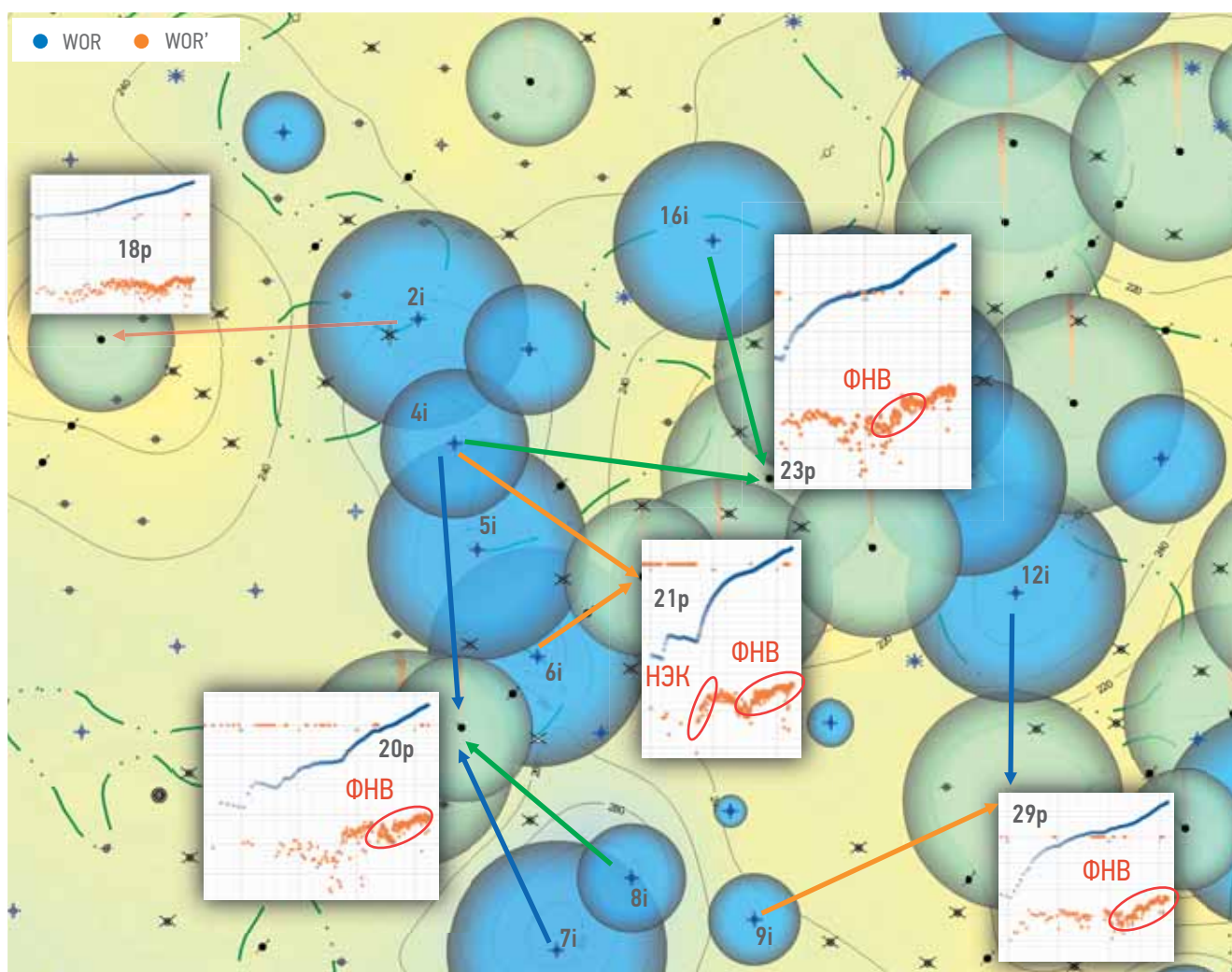


Рис. 5. Карта, дополненная графиками Чена для отдельных скважин. Составлено авторами
Fig. 5. Map with Chen plots for individual wells. Prepared by the authors

Таблица 5. Интерпретация графиков Чена для добывающих скважин участка
Table 5. Chen's interpretation for producing wells in the area

№	Интерпретация графиков Чена	Текущий статус	Возможные кандидаты	Лag Жидкость	Коэффициент Спирмена			Лag P _{заб}	Степень связи
					Жидкость	Нефть	P _{заб}		
23p	С 2007 по 2019 был ФНВ	Зона пласта промыта	16i	0	0,49	0,56	0,18	0	Высокая связь
			4i	0	0,78	0,46	-0,44	0	Высокая связь
24p	Есть длительная остановка/ нет проблемных участков	Стабильная работа	-						
22p	С 2012 по 2017 был ФНВ	Зона пласта промыта	12i	0	0,84	0,05	-0,68	0	Заметная связь с возможным промывом
			6i	1	0,54	0,36	-0,68	1	Высокая связь
21p	С 1992 по 1994 НЭК, 2003 по 2016 ФНВ	Зона пласта промыта	6i	0	0,42	-0,44	-0,03	0	Умеренная связь
			4i	0	0,36	-0,35	-0,48	0	Умеренная связь
25p	С 2004 по 2023 ФНВ	ФНВ по текущий день	14i	1	0,4	0,09	-0,34	1	Умеренная связь
28p	Длительные интервалы остановки	Стабильная работа	-						
27p	Нет проблемных участков	Стабильная работа	-						
26p	С 2000 по 2023 ФНВ	ФНВ по текущий день	16i (или скв. за пределами участка)	3	0,75	0,53	-0,16	3	Высокая связь
29p	С 2002 по 2023 ФНВ	ФНВ по текущий день	12i	0	0,79	-0,06	-0,2	0	Заметная связь с возможным промывом
			9i	1	0,42	0,13	0,04	1	Умеренная связь
30p	С 2002 по 2015 был ФНВ	Стабильная работа	-						
20p	С 2004 по 2017 был ФНВ	Зона пласта промыта	8i	0	0,55	0,59	0,43	0	Высокая связь
			7i	1	0,82	0,03	-0,47	1	Заметная связь с возможным промывом
			4i	0	0,68	0	-0,27	0	Заметная связь с возможным промывом
19p	С 2007 по 2019 был ФНВ	Стабильная работа	-						
17p	С 2003 по 2020 ФНВ	Скважина обводнилась и вышла на режим	-						
18p	Нет проблемных участков	Стабильная работа	-						

скважине, на низкую продуктивность нагнетательной скважины, наличие непроводящего разлома между скважинами. Результаты, полученные в ходе вышеуказанного анализа, помогают определить потенциальные зоны прорыва закачиваемой воды. В таких скважинах рекомендуется ограничение закачки или проведение ВПП. Эффективные нагнетательные скважины с высокой связью как по жидкости, так и по нефти, наоборот, можно рассматривать для увеличения закачки в пределах целевых параметров. Также данный анализ позволяет определить скважины с непроизводительной закачкой и возможными проблемами. Например, полное отсутствие гидродинамической связи может являться косвенным признаком наличия непроизводительной закачки (наличия

заколонной циркуляции или негерметичности колонны), для подтверждения этого факта необходимо проведение качественных промыслово-геофизических исследований.

ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДИК

Корреляция Спирмена является простым, быстрым и эффективным методом для анализа данных о добыче и определения эффективных пар нагнетательных и добывающих скважин. Однако, как и все аналитические методы, имеет свои ограничения:

1. При использовании статистических методов результаты расчетов сильно зависят от качества исходных данных. Наличие выбросов в данных и невысокая достоверность результатов промысловых исследований

снижает эффективность расчета коэффициентов корреляции. Влияние соседних добывающих скважин, проведение ГТМ также может снизить качество расчетов и привести к неверным выводам. В связи с этим необходимо выбирать для расчета периоды без длительных остановок скважин и без проведенных мероприятий, так как они могут давать ложные корреляции.

2. Как уже говорилось, в процессе расчета могут появляться отрицательные значения коэффициента Спирмена, это говорит о том, что добыча в скважине снижается при увеличении закачки в нагнетательной скважине. Это противоречит простой теории гидравлики. Но существуют некоторые возможные физические объяснения отрицательного коэффициента корреляции:

 - влияние соседних добывающих скважин;
 - снижение продуктивности скважины;
 - отсутствие гидродинамической связи;
 - наличие непроницаемого разлома между скважинами;
 - геомеханические изменения, снижающие проницаемость;
 - случайное совпадение.

Также стоит отметить, что коэффициенты Спирмена для анализируемой пары скважин могут меняться во времени. Это связано с изменением промысловой обстановки, интерференцией скважин между собой.

Методика анализа графиков Чена также имеет свои ограничения в применимости.

Для корректного выявления участков обводнения необходимо иметь достаточно длительную непрерывную историю работы скважины после выхода на режим (минимум 1 год на один объект). К тому же из-за небольшой статистики непродолжительные нарушения (НЭК/ЗКЦ), которые устранили в первые месяцы, сложно диагностировать по графику Чена в ретроспективе. Также, данный метод имеет плохую сходимость на месторождениях с низкопроницаемым коллектором.

Таким образом, кандидаты с выявленными причинами обводнения требуют последующей экспертной аналитики для формирования конкретных мероприятий, ведь данное решение основано только на анализе статистики и не исключены «случайные совпадения». Однако данная комплексная методика позволяет сократить время поиска кандидатов в разрезе большого количества скважин, имея небольшой набор исходных данных.

РЕЗУЛЬТАТЫ

С помощью предложенной методики на 5 месторождениях актива было

подобрано 57 кандидатов с целью формирования списка мероприятий, направленных на сокращение непроизводительных отборов и закачки. Общий эффект от мероприятий в виде сокращения попутно добываемой жидкости оценен в объеме 1,95 млн м³ за 3 года.

Для анализа фонда с целью ограничения закачки в выборку попали 590 пар скважин с высокой связью по жидкости и забойному давлению и отрицательной связью по нефти. Данные кандидаты проанализированы на признак ФНВ с помощью методики Чена. Исходя из расчетов было выделено 80 кандидатов с явным наличием ФНВ.

Гибридная методика позволила сократить трудозатраты на анализ и выделить уверенных кандидатов для уточнения экспертом в результате «коврового» расчета. Вместо подробного анализа каждого отдельного участка на предмет непроизводительной закачки такая аналитика позволяет сразу выделить наиболее вероятные проблемные зоны в виде «неэффективных» ППД.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенные методы дают возможность сформировать дополнительный инструмент для анализа и оптимизации системы ППД:

- Выявление нагнетательных скважин с наибольшим влиянием и получение зон ухода закачиваемой воды с целью снижения обводненности путем ограничения и/или перераспределения закачки.
- Регулирование закачки воды в зонах, неохваченных заводнением и с пониженным пластовым давлением.
- Определение добывающих скважин с непроизводительным отбором воды по причине негативного влияния от нагнетательной скважины или по техническим причинам.
- Обоснование выбора нагнетательных скважин под проведение ВПП и другие ГТМ.

Конечно, любой отдельный аналитический метод не может дать окончательного ответа о взаимодействии скважин. Однако в сочетании с другими методами и дополнительными промысловыми данными он приобретает большую достоверность и надежность. Комплексное использование всех методик позволяет экономить время и средства, поскольку дает более быстрые результаты без каких-либо затрат с имеющимися данными.

Список литературы

1. Sheskin D.J. Handbook of Parametric and Nonparametric Statistical Procedures. United States of America: CRC Press Taylor and Francis Group, 2011. — 323 c.
2. Сидоренко ЕВ. Методы математической обработки в психологии. СПб.: ООО «Речь», 2007 г. — 350 с.
3. Каморников С.Ф., Каморников С.С. Эконометрика: учеб. пособие. — М.: Интеграция, 2012. — 262 с.
4. Sara Alabri, Hamid Chafra, Munther Alkalbani. A Method to Correlate Interactions Between Injectors and Producers // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. — 2020. — 16 c. <http://doi.org/10.2118/203469-MS>
5. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995. P. 755–763. <http://doi.org/10.2118/30775-MS>
6. Douglas D.H., Peucker, T.K. Algorithms for the Reduction of the Number of Points Required to Represent a Digitized Line or Its Caricature. The Canadian Cartographer. — 1973. — № 10. — P. 112–122. <http://dx.doi.org/10.3138/FM57-6770-U75U-7727>

References

1. Sheskin D. J. Handbook of Parametric and Nonparametric Statistical Procedures. United States of America: CRC Press Taylor and Francis Group, 2011. — 323 p.
2. Sidorenko E.V. Methods of mathematical processing in psychology. St. Petersburg: Rech LLC, 2007. — 350 p.
3. Kamornikov S.F., Kamornikov S.S. Econometrics: textbook. — M.: Integration, 2012, 262 p.
4. Sara Alabri, Hamid Chafra, Munther Alkalbani. A Method to Correlate Interactions Between Injectors and Producers // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2020. — 16 p. <http://doi.org/10.2118/203469-MS>
5. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October, 1995. P. 755–763. <http://doi.org/10.2118/30775-MS>
6. Douglas, D.H., Peucker, T.K. Algorithms for the Reduction of the Number of Points Required to Represent a Digitized Line or Its Caricature. The Canadian Cartographer, 1973, no.10, pp. 112–122. <http://dx.doi.org/10.3138/FM57-6770-U75U-7727>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

П.М. Дрофа — руководство, организация и координация работ по созданию и верификации комплексной методики со стороны актива Ной-ябрьскнефтегаз, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Колесникова — оказала экспертную и методологическую поддержку при апробации методики. Принимала активное участие в подборе кандидатов на сокращение непроизводительной закачки с помощью разработанной методики.

А.Ф. Мурзакова — разработала концепцию статьи в части методики Спирмена, подготовила текст статьи, приняла активное участие в разработке методики.

А.А. Рыбаковская — разработала концепцию статьи в части методики Чена, подготовила текст статьи, приняла активное участие в разработке и автоматизации методики.

И.В. Фахретдинов — руководство, организация и координация работ по созданию и верификации комплексной методики со стороны актива Мегионнефтегаз, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Pavel M. Drofa — leadership, organization and coordination of work on the creation and verification of an integrated methodology from the asset Noy-abrskneftegaz, finally approved the published version of the article.

Anna A. Kolesnikova — provided expert and methodological support in testing of the methodology. She took an active part in the selection of candidates for the reduction of unproductive injection using the developed methodology.

Alina F. Murzakova — developed the concept of the article in part of the Spearman methodology, prepared the text of the article, took an active part in the development of the methodology.

Anastasia A. Rybakovskaya — developed the concept of the article in part of the Chen methodology, prepared the text of the article, took an active part in the development and automation of the methodology.

Ilnat V. Fakhretdinov — leadership, organization and coordination of work on the creation and verification of an integrated methodology from the asset Me-gionneftegaz, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павел Михайлович Дрофа* — руководитель проекта по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Drofa.PM@gazpromneft-ntc.ru

Pavel M. Drofa* — Product development manager, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Drofa.PM@gazpromneft-ntc.ru

Анна Алексеевна Колесникова — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Kolesnikova.AA@gazpromneft-ntc.ru

Алина Фанисовна Мурзакова — главный специалист, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ)
195251, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29.
e-mail: Murzakova.AF@gazpromneft-ntc.ru

Анастасия Андреевна Рыбаковская — главный специалист, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.
e-mail: Rybakovskaya.AA@gazpromneft-ntc.ru

Ирнат Вячеславович Фахретдинов — руководитель проекта по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Fakhretdinov.IV@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56491185200

Anna A. Kolesnikova — Head of Department, Gazprom Neft NTC LLC
14, MFC Magellan, 50 let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Kolesnikova.AA@gazpromneft-ntc.ru

Alina F. Murzakova — Chief specialist, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU)
29, Politekhnikeskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Murzakova.AF@gazpromneft-ntc.ru

Anastasia A. Rybakovskaya — Chief specialist, National Research Tomsk Polytechnic University
30, Lenin ave., 634050, Russia, Tomsk.
e-mail: Rybakovskaya.AA@gazpromneft-ntc.ru

Irnat V. Fakhretdinov — Product development manager, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Fakhretdinov.IV@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56491185200

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

4D-СЕЙСМОМОНИТОРИНГ ОКОЛОСВАЗИННОГО ПРОСТРАНСТВА НА ОСНОВЕ ДИФРАГИРОВАННЫХ ВОЛН

**О.В. Тимофеева^{1,*}, Е.М. Российская², Р.Г. Облеков¹, К.А. Смирнов², А.Е. Королев²,
С.А. Полянов²**

¹ООО «Сахалинская Энергия», РФ, Южно-Сахалинск

²ООО «ПетроТрейс», РФ, Москва

Электронный адрес: Olga.O.Timofeeva@sakhalin2.ru

ООО «Сахалинская Энергия» — оператор проекта «Сахалин-2» — ведет освоение Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений. Обеспечение безопасной эксплуатации опасных производственных объектов остается абсолютным приоритетом на всех этапах разработки месторождения. Особое место занимает изучение процессов и состояния зон закачки нагнетательных и поглощающих скважин. Данная статья посвящена одному из элементов комплексной программы мониторинга, а именно — 4D-сейсмомониторингу околоскважинного пространства на основе дифрагированных волн.

Зона развития трещин является источником дифракции, поэтому данная технология может дать информацию о глубине, геометрии и текущем состоянии поглощающего горизонта.

Цель. Основной целью работы является мониторинг целостности пластов-флюидопоров, оценка рисков, сопряженных с эксплуатацией поглощающих и нагнетательных скважин, а также предотвращение осложнений при бурении соседних скважин. Для этого разработан и реализован способ 4D-сейсмомониторинга околоскважинного пространства на основе дифрагированных волн.

Материалы и методы. Трещиноватые зоны пласта порождают дифрагированные волны, которые можно использовать для локализации и геометризации пространства недр, в частности, участков развития трещин, образующихся после закачки жидкости в скважину. Предложенный метод основан на анализе 4D дифракционной компоненты волнового поля (разницы дифракционной компоненты между базовой и контрольной съемками). Расчет разницы позволяет исключить геологические неоднородности, которые оставались неизменными с течением времени, и подчеркнуть изменения, возникающие в результате эксплуатации месторождения. Это позволяет использовать дифрагированные волны напрямую, значительно повышая разрешающую способность 4D-данных.

Результаты. Способ локализации 4D дифракционной компоненты волнового поля был успешно реализован на данных Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, которое разрабатывает ООО «Сахалинская Энергия».

Заключение. Полученные результаты показали высокую эффективность данной технологии для локализации трещиноватых зон, вызванных закачкой в поглощающие скважины, что подтверждается данными ГИС.

Ключевые слова: 4D-сейсмомониторинг, зоны развития трещин, дифрагированные волны, 4D дифракционная компонента волнового поля

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тимофеева О.В., Российская Е.М., Облеков Р.Г., Смирнов К.А., Королев А.Е., Полянов С.А. 4D-сейсмомониторинг околоскважинного пространства на основе дифрагированных волн. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):140–148. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-140-148>

Статья поступила в редакцию 27.06.2023

Принята к публикации 11.07.2023

Опубликована 29.09.2023

4D SEISMIC MONITORING OF THE NEAR WELLBORE SPACE BASED ON DIFFRACTED WAVES

**Olga V. Timofeeva^{1,*}, Elena M. Rossiyskaya², Ruslan G. Oblekov¹, Konstantin A. Smirnov²,
Alexander E. Korolev², Sergey A. Polyakov²**

¹LLC «Sakhalin Energy», RF, Yuzhno-Sakhalinsk

²LLC «PetroTrace», RF, Moscow

E-mail: Olga.O.Timofeeva@sakhalin2.ru

LLC Sakhalin Energy, the operator of the Sakhalin-2 project, is developing the Piltun-Astokhskeye and Lunskeye oil and gas condensate fields. Ensuring the safe operation of hazardous production facilities remains an absolute priority at all stages of field development. A special place is occupied by the study of the processes and state of injection zones during the operation of injection and absorbing wells. This article is devoted to one of the elements of a comprehensive monitoring program, namely, 4D seismic monitoring of the near-wellbore space based on diffracted waves.

The fracture zone is a source of diffraction, so this technology is an important source of information about the depth, geometry and current state of the absorbing horizon.

Target. The main purpose of the work is to monitor the integrity of fluid seals, assess the risks associated with the operation of absorption and injection wells, as well as prevent complications when drilling adjacent wells. For this purpose, a method for 4D seismic monitoring of the near-wellbore space based on diffracted waves has been developed and implemented.

Materials and methods. Fractured formation zones generate diffracted waves that can be used to localize and geometrize the subsurface space, in particular, the areas of fracture development that form after fluid is injected into the well. The proposed method is based on the analysis of the 4D diffraction component of the wave field (the difference in the diffraction component between the base and monitor surveys). The calculation of the difference allows eliminating geological heterogeneities that have remained unchanged over time and highlighting the changes resulting from the exploitation of the field. This allows diffracted waves to be used directly, greatly improving the resolution of 4D data.

Results. The method for localizing the 4D diffraction component of the wave field was successfully implemented on the data of the Piltun-Astokhskoye oil and gas condensate field, which is being developed by Sakhalin Energy LLC.

Conclusion. The results obtained showed the high efficiency of this technology for the localization of fractured zones caused by injection into absorbing wells, as well as the confirmation by well logging data.

Keywords: 4D seismic monitoring, fracture development zones, diffracted waves, 4D diffraction component of the wave field

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

For citation: Timofeeva O.V., Rossiyskaya E.M., Oblekov R.G., Smirnov K.A., Korolev A.E., Polyanov S.A. 4D seismic monitoring of the near wellbore space based on diffracted waves. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):140–148. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-140-148>

Manuscript received 27.06.2023

Accepted 11.07.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в данной работе является Пилтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на континентальном шельфе северо-востока острова Сахалин. Разработка месторождения уже более 25 лет осуществляется в рамках проекта «Сахалин-2», оператором которого является ООО «Сахалинская Энергия». Обеспечение безопасной эксплуатации опасных производственных объектов является абсолютным приоритетом на всех этапах разработки месторождения. Особое место занимают специальные поглощающие скважины, предназначенные для закачки буровых и технических отходов. При эксплуатации таких скважин закачка пульпы чередуется с закачкой воды.

Пульпа представляет собой смесь измельченной твердой фазы, морской или пластовой воды, а также загеливающих реагентов, не позволяющих твердой фазе оседать во время закачки в пласт. Закачка происходит с образованием системы трещин в пласте, где твердая фаза остается в самой системе трещин, а жидкости инфильтруются в проницаемые части пласта. Каждая порция пульпы продавливается в пласт морской водой, что обеспечивает приемистость скважины на последующей стадии закачки в пласт. Такой режим эксплуатации скважины приводит к формированию сложной системы трещин, конфигурацию и размеры которых

крайне сложно предсказать. При этом определение параметров трещиноватой зоны является важным этапом мониторинга и обеспечения формирования области размещения отходов (или домена) в пределах установленных границ. Кроме того, понимание того, как развиваются трещины, помогает предотвратить риски геолого-технологических осложнений при бурении соседних скважин.

НОВЫЙ МЕТОД 4D-ДИФРАКЦИЙ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНОВАТОЙ ЗОНЫ ВОКРУГ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАКАЧКЕ БУРОВЫХ ОТХОДОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ, ПУЛЬПЫ.

ЦЕЛЬ

Зона развития трещин является источником дифракции, поэтому для определения их пространственных размеров и геометрии был применен подход, основанный на локализации дифракционной компоненты волнового поля по данным 4D-сейсмомониторинга. Разработан оптимальный граф для формирования куба энергии 4D дифрагированного сигнала, а также выполнена его интерпретация и сопоставление с данными ГИС. Одним из преимуществ предложенного метода является то, что при наличии обработанных 4D-данных требуется лишь частичная переобработка имеющихся кубов.

Проведение такой обработки выполняется в ограниченной области вокруг исследуемых скважин, что существенно оптимизирует процесс и позволяет получить результат в сжатые сроки.

Работы выполнялись на основе данных базовой (1997 год) и контрольной (2018 год) съемок, ранее обработанных компанией ООО «Петротрейс» по методике 4D, заключающейся в достижении максимальной повторяемости съемок разных лет.

Данная технология была впервые протестирована в районе поглощающей скважины Астохского участка Пилътун-Астохского месторождения, использующейся для закачки буровых и технологических отходов, а впоследствии распространена и на другие поглощающие и нагнетательные скважины данного месторождения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для выделения дифракционной компоненты волнового поля использовалась полноазимутальная угловая глубинная миграция [1, 2]. Особенностью данного алгоритма является возможность формирования на выходе сейсмограмм в области углов наклона геологических границ, которые являются оптимальными для локализации дифракций, поскольку на сейсмограмме в пространстве углов наклона, находящейся над точкой дифракции, годограф дифрагированной волны отображается в виде горизонтальной линии, тогда как годограф отраженной волны представляется в виде перевернутой параболы, или «улыбки» [3].

На первом этапе выполнялась миграция по общему углу отражения с формированием сейсмограмм в области углов наклона по двум съемкам: базовой и контрольной. Миграция выполнялась с единой анизотропной глубинно-скоростной моделью среды. Следующим этапом является построение сейсмограмм разности базовой и контрольной съемок. При корректном выполнении 4D временной обработки сейсмограмм разница между базовой и контрольной съемками содержит отклик (зеркальный/рассеянный) только в том интервале, где присутствуют различия между съемками разных лет, что само по себе является эффективным способом удаления отраженной компоненты волнового поля. На рис. 1 представлены сейсмограммы в области углов наклона по базовой и контрольной съемке в точке скважины, а также их разница.

На контрольной съемке в точке перфорации поглощающей скважины выделяется горизонтальное событие, которое отсутствует на сейсмограммах базовой съемки и говорит о наличии дифрагирующего объекта, появившегося в интервале времени между проведением двух этапов сейсмомониторинга. На сейсмограмме разницы данное событие выделяется гораздо четче, за счет вычитания отраженной составляющей волнового поля. Стоит также отметить присутствие на сейсмограмме разницы остаточной отраженной волны ниже интервала перфорации в поглощающей скважине. Данное событие приурочено к продуктивному пласту, из которого ведется добыча, следовательно, оно является 4D-сигналом по отраженным волнам. Далее применялись процедуры,

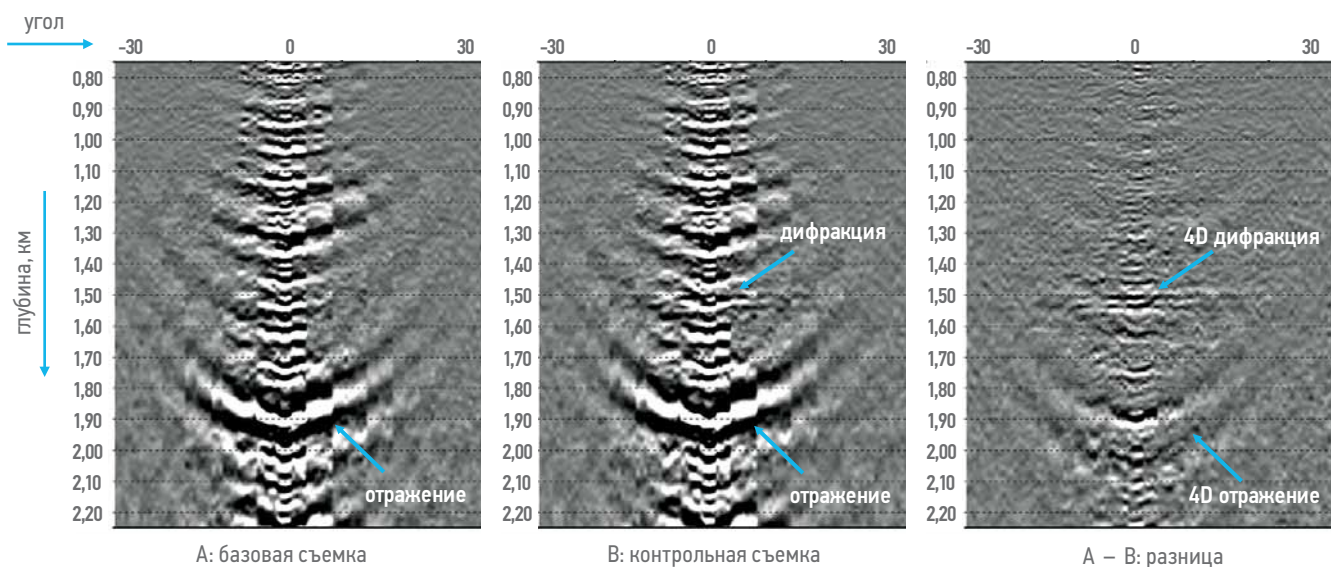


Рис. 1. Сейсмограммы в области углов наклона геологических границ в точке поглощающей скважины. Составлено авторами
Fig. 1. Dip-angle gathers at the point of the absorbing well. Compiled by the authors

направленные на дополнительное удаление отраженной компоненты волнового поля. Для этого использовался фильтр, основанный на 3D-преобразовании Радона, который находит события, связанные с отражениями, и адаптивно вычитает их на данных до суммирования [4].

Заключительным этапом является выбор оптимального углового мьютинга и формирование куба 4D дифракционной компоненты волнового поля (4D DI) посредством суммирования обработанных сейсмограмм разности базовой и контрольной съемок. По результирующему кубу дифракций был также рассчитан куб огибающей (интенсивности) дифракций, который использовался для последующей интерпретации и картирования зон развития трещин. На **рис. 2** представлена сейсмограмма разности базовой и контрольной съемок после всех процедур обработки, а также представлено вертикальное сечение куба интенсивности дифракций в наложении на глубинный мигрированный куб. Повышенными значениями амплитуд выделяется зона максимальной трещиноватости,

возникшей в процессе эксплуатации месторождения. Эта зона приурочена к интервалу перфорации в поглощающей скважине.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

Анализ аномалии в области закачки в поглощающем горизонте был выполнен на основе сейсмических атрибутов, которые позволяют судить об объеме и геометрии нарушенных пород вокруг скважины. Выделенный сигнал указывает на асимметричность сформировавшегося тела закачки. Система трещин формирует небольшую область (100 м), вытянутую в направлении ЮЗ–СВ (**рис. 3**), что соответствует региональному направлению максимального горизонтального стресса и отражает геомеханические представления о развитии трещин, когда их раскрытие происходит перпендикулярно основному напряжению. При этом в районе поглощающей скважины рост трещины происходит вертикально вверх. Анализ данных 4D

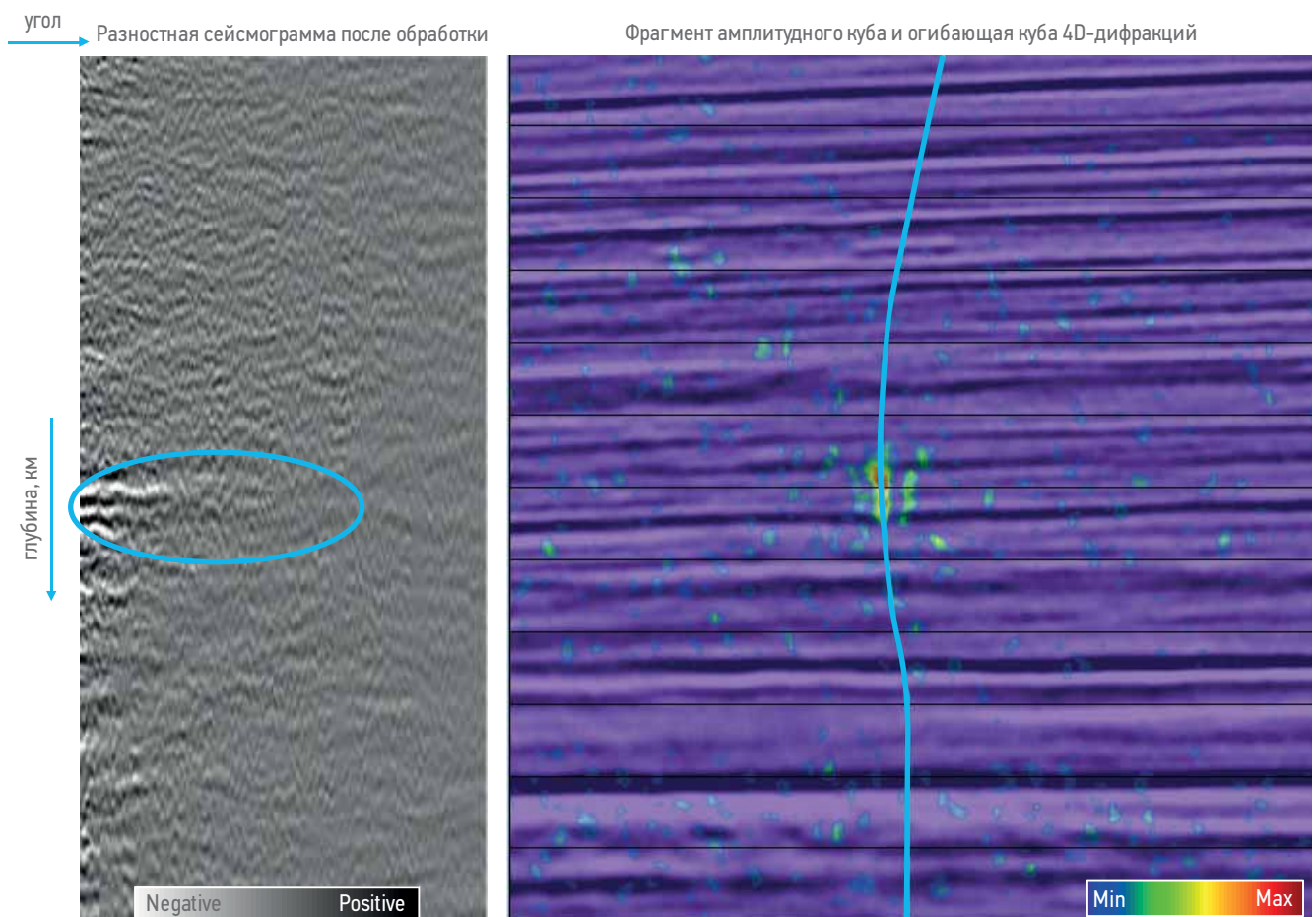


Рис. 2. Сейсмограмма разности базовой и контрольной съемок после всех процедур обработки (слева) и вертикальное сечение куба огибающей 4D-дифракций в наложении на глубинный мигрированный куб (справа). Составлено авторами
Fig. 2. Difference gather between the base and monitor surveys after all processing procedures (left) and the vertical section of the 4D diffraction envelope cube superimposed on the migrated depth cube (right). Compiled by the authors

Горизонтальный срез через куб 4D-разницы, дифрагированные волны (1997–2018)

Глубинный сейсмический разрез через куб 4D-разницы, дифрагированные волны (1997–2018)

Flow SNL – Шумометрия (Амплитуда на частоте 10 кГц) при закачке воды
Flow Pass Temperature – Температура (Высокочувствительная) при закачке воды

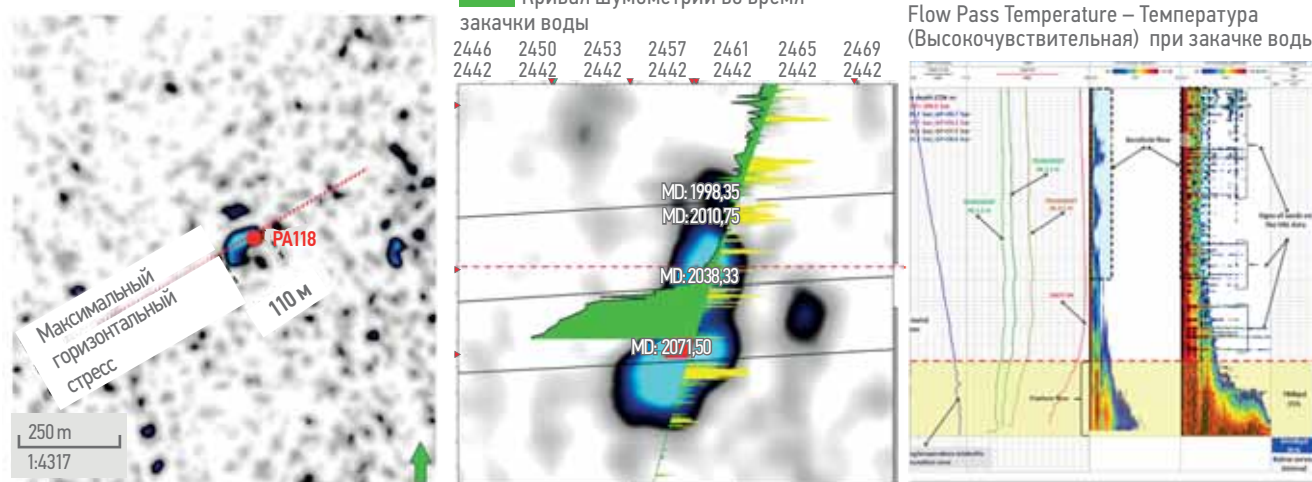


Рис. 3. Трещиноватая зона на данных 4D DI Астохского участка: сейсмическая аномалия в околоскважинном пространстве на кубе огибающей поля 4D-дифракций и сопоставление с каротажными данными. Составлено авторами

Fig. 3. Fractured zone on 4D DI data of the Astokh area: near-wellbore seismic anomaly on the 4D diffraction envelope cube and comparison with log data. Compiled by the authors

дифракционной компоненты волнового поля указывает на наличие зональности развития домена закачки. Интервал закачки представляет собой чередование низкопроницаемых песчаников и глинистых пропластков, сама перфорация расположена в глинах. Видно, что зона закачки в первую очередь формируется в интервале песков, непосредственно примыкающих к зоне перфорации. При достижении определенных давлений происходит прорыв локального барьера и разгрузка в следующий проницаемый интервал. Таким образом формируется домен закачки в проектных границах, локализованный по площади и развивающийся в вертикальном направлении. Такой детальный анализ особенностей домена стал возможным благодаря яркому 4D дифракционному сигналу, характерному для данной скважины. Высокий уровень сигнала/шума также позволяет выделить 3D геологическое тело на основе атрибута огибающей дифракции, что является эффективным инструментом в описании процесса закачки и изменений, происходящих в околоскважинном пространстве. В ходе мониторинга на поглощающей скважине на Астохском участке был выполнен комплекс методов ГИС для определения кровли трещины и подтверждения закачки в пределах целевого горизонта. Каротаж включал спектральную шумометрию и термометрию. Интерпретация данных шумометрии базируется на анализе частот регистрируемого шума, который позволяет дифференцировать поток флюида в колонне и закачку в пласт. При проведении термометрии

анализируется динамика восстановления температуры до уровня градиента после прекращения закачки воды. Совместный анализ данных и температурное моделирование были использованы для оценки верхней границы трещиноватой зоны (рис. 3). После увязки сейсмического сигнала со скважинными данными была произведена оценка разницы между кровлей трещины, определенной по ГИС и выделенной на 4D-данных. Разница составила около 40 метров. При этом верхняя часть сигнала (порядка 30 метров) описывает вертикальный рост трещины, который невозможно определить с помощью каротажа в силу ограничений радиуса исследований последнего. Таким образом, разница в определении кровли трещины по результатам 4D-данных и методами ГИС составляет примерно 10 метров, что может рассматриваться как неопределенность в оценке границы трещиноватой зоны и разрешающей способности сейсмических методов. Следует отметить, что характеристики домена закачки индивидуальны и могут зависеть от ряда факторов, в частности, от типа закачиваемых жидкостей, режима закачки, выбранного интервала перфорации и его геологических особенностей. Так, при анализе 4D дифракционного сигнала на соседней площади — на Пильтунском участке — был обнаружен отклик, который существенно отличается от домена Астохской поглощающей скважины. Анализ куба разности 4D-дифракций указывает на развитие узкой трещиноватой зоны, вытянутой в направлении максимального горизонтального стресса

(рис. 4), протяженность выделенной аномалии составляет 600 м. В то же самое время на разрезе видно, что вертикальный рост трещины ограничен границами пласта, в который осуществляется закачка. Вероятно, это обусловлено тем, что зона перфорации находится в проницаемом песчаном пласте, выше которого расположена пластичная глина, сдерживающая рост трещины. Интересно отметить, что развитие домена происходит вверх по простиранию пласта, а именно, в направлении снижения эффективного стресса, что также соответствует представлениям геомеханики (рис. 4).

Данные результаты крайне важны с точки зрения оптимизации закачки и обеспечения безопасности бурения и эксплуатации соседних скважин. Новый метод 4D-дифракций позволяет описать пространственные характеристики трещиноватой зоны. Так, на примере Пильтунской и Астохской поглощающих скважин видно, что граница такой зоны может разниться и достигать значительных

расстояний от ствола скважины. При этом предсказать ее конфигурацию по результатам моделирования крайне затруднительно, а определить по результатам данных ГИС практически невозможно.

НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Помимо анализа зон закачки поглощающих скважин, по данным 4D дифракционной компоненты волнового поля были оценены изменения и в районе нагнетательных скважин Пильтунского участка. Практически все рассмотренные скважины характеризуются наличием сигнала в районе закачки, однако интенсивность отклика, как правило, ниже, чем сигнал, наблюдаемый в поглощающих скважинах. Тем не менее в некоторых скважинах удастся идентифицировать явный полезный сигнал и получить новую информацию. На рис. 5 приведен пример горизонтальной нагнетательной скважины. Данная скважина запроектирована под многопластовую закачку — интервалы перфорации показаны

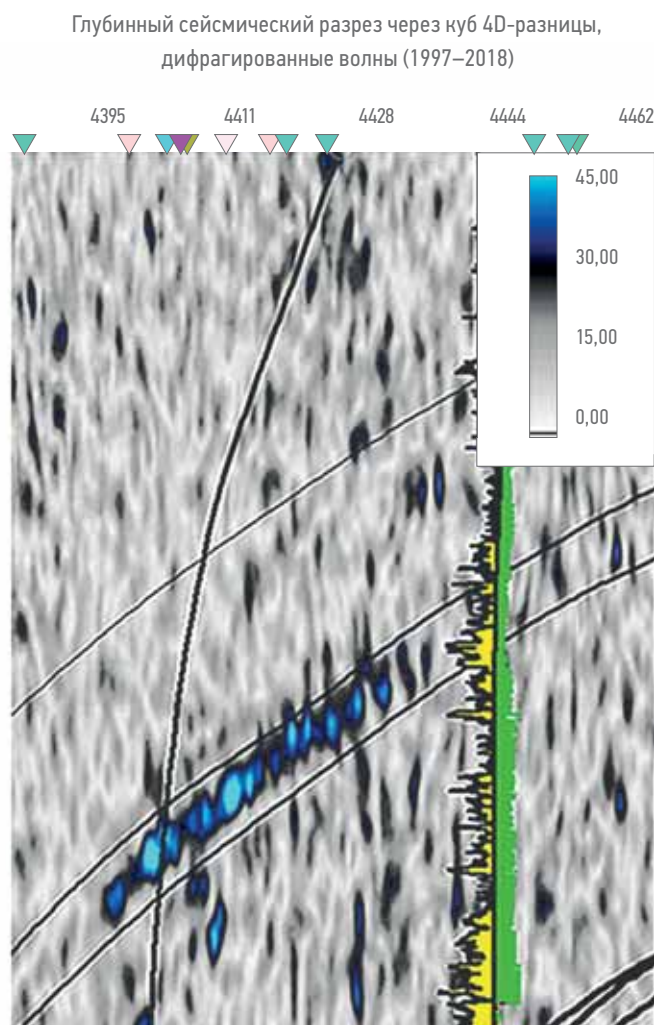
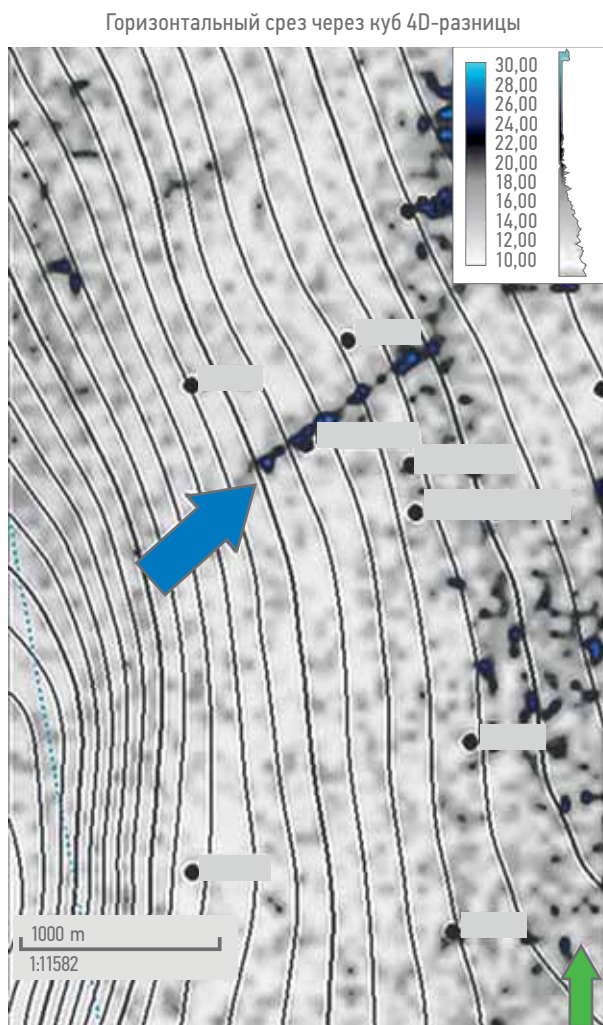


Рис. 4. Трещиноватая зона на данных 4D DI Пильтунского участка: сейсмическая аномалия в околоскважинном пространстве на кубе огибающей поля 4D-дифракций. Составлено авторами

Fig. 4. Fractured zone in Piltun 4D DI data: near-wellbore seismic anomaly on the 4D diffraction envelope cube. Compiled by the authors

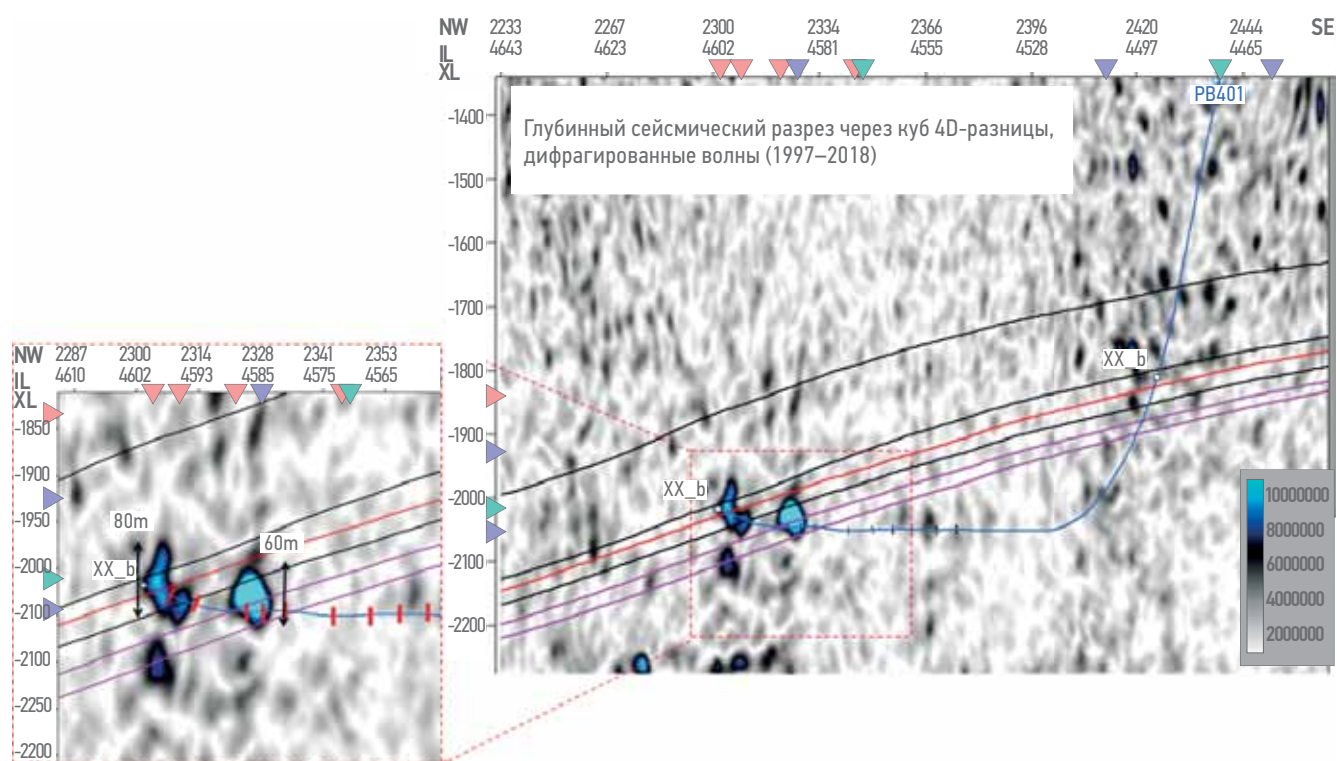


Рис. 5. Трещиноватая зона вблизи нагнетательной скважины на 4D-данных Пильтунского участка: разрез через куб огибающей поля 4D-дифракций вдоль нагнетательной скважины. Составлено авторами

Fig. 5. Fractured zone near the injection well on the 4D Piltun data: section through the cube of the envelope of the 4D diffraction field along the injection well. Compiled by the authors

на рисунке. Куб огибающей 4D-дифракций указывает на то, что работают лишь некоторые из них — это является важной информацией с точки зрения локализации закачки. Особенностью анализа данных вблизи нагнетательной скважины является то, что сигнал проявлен лишь во время закачки. В случае снижения давления в околоскважинном пространстве трещины в отсутствии твердой фракции в закачиваемом флюиде будут закрываться. Поэтому важно контролировать режим эксплуатации во время проведения полевых работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный метод мониторинга околоскважинного пространства основан на анализе 4D дифракционной компоненты волнового поля. Метод является

независимым способом оценки размеров и конфигурации трещиноватой зоны и не требует выполнения внутрискважинных работ. Это не только исключает технологические риски, но и значительно снижает сроки выполнения исследований, а также конечную стоимость работ.

Метод был успешно опробован на нескольких поглощающих и нагнетательных скважинах Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения и позволил получить новую информацию о характере развития трещиноватой зоны, которую было невозможно определить другими методами.

Околоскважинный мониторинг на основе дифрагированных волн используется на объектах ООО «Сахалинская Энергия» для контроля целевой закачки, мониторинга целостности пластов-флюидоупоров, а также определения доли закачки в различные пласты-коллекторы в многопластовых скважинах.

Список литературы

1. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part 1: directional and reflection image gathers // *Geophysics*. — 2011. — № 76 (01). — P. 1–13. <https://doi.org/10.1190/1.3511352>
2. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part 2: — Local angle domain // *Geophysics*. — 2011. — № 76 (02). — P. 51–64. <https://doi.org/10.1190/1.3549742>
3. Landa E., Fomel S. and Reshef M. Separation, imaging, and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers // SEG, Expanded Abstracts. — 2008. — № 27. — P. 2176–2180. <https://doi.org/10.1190/1.3059318>
4. Федяев И.А., Ланда Е.И., Масюнов А.В. Выделение дифракционной компоненты поля на основе разделения волновых полей на дирекционных сейсмограммах ОТИ // *Геофизика*. — 2021. — № 1. — С. 12–20.

References

1. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part 1: directional and reflection image gathers. *Geophysics*. 2011, vol. 76, no. 1, pp. 1–13. <https://doi.org/10.1190/1.3511352>
2. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part 2: — Local angle domain. *Geophysics*. 2011, vol. 76, no. 2, pp. 51–64. <https://doi.org/10.1190/1.3549742>
3. Landa E., Fomel S., Reshef M. *Separation, imaging, and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers*. SEG, Expanded Abstracts. 2008, 27, pp. 2176–2180. <https://doi.org/10.1190/1.3059318>
4. Fedyaev I.A., Landa E.I., Masyukov A.V. Diffraction imaging by wave field separation in directional CIP gathers. *Геофизика*. 2021, vol. 1, pp. 12–20. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.В. Тимофеева — предложила концепцию 4D околоскважинного мониторинга на дифрагированных волнах. Разработала и реализовала методику интерпретации 4D DI данных в районе поглощающих и нагнетательных скважин, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.М. Российская — разработала и реализовала методику выделения 4D дифракционной компоненты волнового поля, разработала концепцию и структуру статьи, подготовила текст статьи и рисунки, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.А. Смирнов — оказал экспертную поддержку в области выделения атрибутов дифрагированного волнового поля, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Р. Г. Облеков — оказал экспертную поддержку в вопросах эксплуатации месторождения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А. Е. Королев — принимал активное участие в разработке и реализации методики выделения 4D дифракционной компоненты волнового поля, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С. А. Полянов — выполнял традиционную 4D временную обработку сейсморазведочных данных.

Olga V. Timofeeva — introduced 4D DI near well-bore monitoring. Developed and implemented an interpretation methodology of 4D DI data, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elena M. Rossiyskaya — developed and implemented a technique for extracting the 4D diffraction component of the wave field, developed the concept and structure of the article, prepared the text of the article and figures, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Konstantin A. Smirnov — provided expert support in the field of diffracted wave field attribute extraction, finally approved the published version of the article.

Ruslan G. Obekov — provided expert support in the field development topics, finally approved the published version of the article.

Alexander E. Korolev — took an active part in the development and implementation of the technique for separating the 4D diffraction component of the wave field, and finally approved the published version of the article.

Sergey A. Polyanov — performed traditional 4D time processing of seismic data.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ольга Васильевна Тимофеева* — руководитель направления, главный эксперт по геофизике ООО «Сахалинская Энергия»
693000, Россия, г. Южно-Сахалинск, ул. Чехова, д. 78.
e-mail: Olga.O.Timofeeva@sakhalin2.ru

Елена Мяксутовна Российская — руководитель отдела глубинной обработки, ООО «ПетроТрейс»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: elena.rossiyskaya@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 168626166

Olga V. Timofeeva* — Principal seismologist, LLC «Sakhalin Energy»
78, Chekhova str., Yuzhno-Sakhalinsk, 693000, Russia.
e-mail: Olga.O.Timofeeva@sakhalin2.ru

Elena M. Rossiyskaya — Head of depth imaging department, LLC «PetroTrace»
10, bld. 4, Letnikovskaya str., Moscow, 115114, Russia.
e-mail: elena.rossiyskaya@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 168626166

Константин Александрович Смирнов — эксперт по построению дифракционных изображений и анализу сейсмических данных, ООО «ПетроТрейс»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: Konstantin.Smirnov@ptgeos.com
Scopus ID: 57197693635
IstinaResearcherID (IRID): 328975531

Руслан Геннадьевич Облеков — заместитель технического директора — начальник департамента по геологии и разработке месторождений ООО «Сахалинская Энергия»
693000, Россия, г. Южно-Сахалинск, ул. Чехова, д. 78.
e-mail: Ruslan.Oblekov@sakhalin2.ru

Александр Евгеньевич Королев — директор сейсмогеологического департамента, ООО «ПетроТрейс»
115114 Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: Alexander.Korolev@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 567396855

Сергей Александрович Полянов — ведущий геофизик отдела временной обработки, ООО «ПетроТрейс»
115114 Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4.
e-mail: Sergey.Polyanov@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 567397903

Konstantin A. Smirnov — Expert in diffraction imaging and seismic data analysis, LLC «PetroTrace»
10, bld. 4, Letnikovskaya str., Moscow, 115114, Russia.
e-mail: Konstantin.Smirnov@ptgeos.com
Scopus ID: 57197693635
IstinaResearcherID (IRID): 328975531

Ruslan G. Oblekov — Deputy Technical Director — Head of Field Development Department, LLC «Sakhalin Energy»
78, Chekhova str., Yuzhno-Sakhalinsk, 693000, Russia.
e-mail: Ruslan.Oblekov@sakhalin2.ru

Alexander E. Korolev — Director of the seismogeological department, LLC «PetroTrace»
10, bld. 4, Letnikovskaya str., Moscow, 115114, Russia.
e-mail: Alexander.Korolev@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 567396855

Sergey A. Polyanov — Leading geophysicist of the time processing department, LLC «PetroTrace»
10, bld. 4, Letnikovskaya str., Moscow, 115114, Russia.
e-mail: Sergey.Polyanov@ptgeos.com
IstinaResearcherID (IRID): 567397903

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.А. Грибанов¹, В.Ю. Хорюшин^{1,*}, А.А. Хайруллин²

¹ООО «Меретояханефтегаз», РФ, Тюмень

²ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», РФ, Ханты-Мансийск

© Коллектив авторов,
2023



Электронный адрес: Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Цель. Опробование методики массированного воздействия потокоотклоняющими составами на нефтяные залежи и оценка технологической эффективности составов, отличающихся разными реологическими характеристиками.

Материалы и методы. Данная методика представляет собой воздействие на нефтяную залежь, включающее регулирование, — снижение проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрипластовое потокоотклонение.

Результаты. Рассмотрены результаты применения методики на месторождении Западной Сибири, оценена эффективность составов потокоотклоняющих технологий. В результате проведения массированного воздействия потокоотклоняющими составами наблюдается стабилизация, а затем и рост удельной эффективности от мероприятия (рост удельной эффективности с 576 до 702 т/скв-опер.).

Заключение. Максимальную эффективность показали технологии ЭСС и ГОС-1АС. Синергетический эффект от реализации полимер-дисперсных составов (ГОС-1АС) при массированном воздействии потокоотклоняющими составами заключается в стабилизации, а затем и росте удельной эффективности полимер-дисперсных составов до 667 т/скв-опер.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, потокоотклоняющие составы, повышение нефтеотдачи пластов, снижение эффективности, Западная Сибирь, геолого-промысловый анализ, эмульсионные составы, полимерные составы, полимер-дисперсные составы, мелкодисперсный наполнитель.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Грибанов В.А., Хорюшин В.Ю., Хайруллин А.А. Опыт реализации потокоотклоняющих технологий в Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):149–156.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-149-156>

Статья поступила в редакцию 17.05.2023

Принята к публикации 30.06.2023

Опубликована 29.09.2023

EXPERIENCE IN IMPLEMENTING FLOWDEFLECTION TECHNOLOGIES IN WESTERN SIBERIA

Vasiliy A. Gribanov¹, Vadim Yu. Khoryushin^{1,*}, Azat A. Khairullin²

¹Meretoyakhaneftegaz LLC, RF, Tyumen

²Yugra State University, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Purpose. Testing the methodology for planning and implementing the massive injection of flow-deflecting compositions on oil deposits and to evaluate the technological effectiveness of compositions with different rheological characteristics.

Materials and methods. The method of massive injection with flow-deflecting compositions is an impact on an oil deposit, including regulation — reducing the permeability of the reservoir water supply channels through injection wells by pumping a fringe of reagents that provide in situ flow-deflection.

Results. The results of the application of the technique of carrying out a massive impact of flowdeflection compounds at the deposit of Western Siberia are considered. The effectiveness of the compositions of flowdeflection technologies after the application of the method of carrying out a massive impact of flowdeflection compositions at the field of Western Siberia is evaluated. As a result realization of the method of massive injection with flow-deflecting compounds, stabilization is observed, and then an increase in the specific efficiency of the event (an increase in the specific efficiency from 576 to 702 tonne oil/treatment).

Conclusion. The maximum efficiency was shown by the emulsion and polymer-dispersed technologies. The synergistic effect of the implementation of polymer-dispersed compositions (polymer-dispersed) and the methods of conducting method of massive injection with flow-deflecting compounds showed stabilization, and then an increase in the specific efficiency of polymer-dispersed compositions up to 667 tonne oil/treatment.

Keywords: flowdeflection technologies, flowdeflection compositions, enhanced oil recovery, reduced efficiency, Western Siberia, geological and field analysis, emulsion compositions, polymer compositions, polymer-dispersed compositions, fine aggregate

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

For citation: Gribanov V.A., Khoryushin V.Yu., Khairullin A.A. Experience in implementing flowdeflection technologies in Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):149–156. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-149-156>

Manuscript received 17.05.2023
Accepted 30.06.2023
Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается активный переход на завершающую стадию разработки основных месторождений нефти Западной Сибири. Отражается это в снижении проектных и фактических показателей разработки, коэффициента извлечения нефти (КИН), в росте обводненности продукции свыше 70 %, вызванных увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти и приводящих к снижению добычи. Наиболее значимые негативные факторы, влияющие на разработку нефтяных месторождений Западной Сибири на завершающей стадии, связаны с интенсивно нарастающей обводненностью добываемой продукции и снижением эффективности методов воздействия на залежь. Указанные причины вынуждают проводить работу по разработке и исследованию новых методов доизвлечения запасов и повышения КИН. Объем реализуемых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием потокоотклоняющих составов существенно увеличивается на месторождениях Западной Сибири, но цикличность повторного применения на апробированных участках со временем приводит к снижению эффективности мероприятий. Обзор исследований упомянутого направления показывает необходимость совершенствования методики выбора потокоотклоняющих составов (ПОС), объекта воздействия, а также технологии их реализации. Целью работы является опробование методики планирования и реализации массированного воздействия потокоотклоняющими

составами на нефтяные залежи и оценка технологической эффективности составов, отличающихся разными реологическими характеристиками.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ
МАССИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИМИ СОСТАВАМИ
(МВПОС)

Разработанная методика на выработанных нефтяных залежах отличается тем, что на залежи закачка потокоотклоняющих составов ПОС проводится массированно, одновременно в нагнетательные скважины участка (с охватом более 50 % от всего нагнетательного фонда), а также предварительной закачкой оторочки поверхностно-активного вещества, повышением концентрации химических реагентов в ходе закачки, снижением расхода закачки ПОС, корректировкой объема закачки ПОС по достижению целевого давления закачки [1]. Методика включает в себя регулирование — снижение проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрискважинное потокоотклонение. Различия между единичными закачками ПОС (стандартным подходом) и МВПОС представлены в табл. 1. Согласно разработанной методике проведения МВПОС [1, 3] рекомендуется:

- 1) провести геолого-промысловый анализ и анализ разработки залежи, выделить участки (литофациальные зоны), степень охвата участка (литофациальной зоны)

Таблица 1. Различия между единичными закачками ПОС и массированным воздействием ПОС
Table 1. Differences between single injections of flow deflection compositions (FDC) and massive injection with FDC

Единичные закачки ПОС	Массированное воздействие ПОС (МВПОС)
Закачки ведутся в одиночные нагнетательные скважины	Закачки ПОС ведутся во все нагнетательные скважины выделенной литофациальной зоны. Охват нагнетательного фонда ПОС более 50 %
Закачки ведутся по мере формирования «кинжального» прорыва нагнетаемой воды (при росте обводненности на 20 % за 1 месяц)	Закачки ПОС ведутся одновременно в выделенные нагнетательные скважины участка
Закачка ПОС повторяется после окончания эффекта на реагирующих (добывающих скважинах) при росте обводненности до значений, предшествующих предыдущей обработки	Повторная массированная закачка ведётся после окончания эффекта на всех реагирующих (добывающих скважинах), не более чем через 15 месяцев

системой техногенных трещин, для нагнетательных скважин каждого участка (литофациальной зоны) по ее геолого-геофизическим характеристикам и степени охвата техногенными трещинами выбрать тип и объем ПОС согласно уточненной методике Земцова Ю.В., а закачку ПОС вести массированно, одновременно во все нагнетательные скважины, участвующие в вытеснении нефти в пределах каждого из выделенных участков (литофациальных зон). При этом охват нагнетательного фонда закачками ПОС должен составлять не менее 50 %.

- 2) остановить нагнетательную скважину не менее чем за 24 часа перед обработкой, в результате чего в ходе последующей закачки реагента создается большая репрессия в высокопроницаемом пропластке, что обеспечит поступление в него большей части ПОС (повышение селективности).
- 3) прокачать пачку ПАВ, который направлен на снижение поверхностного натяжения между породой и закачиваемым составом (увеличение глубины проникновения реагента).
- 4) при закачке ПОС провести тестовую закачку с минимальной концентрацией активного вещества (табл. 2), задачей которой является оценка поглотительной способности коллектора, темпа роста давления закачки (оценка ФЕС, структурирование гелеобразующего экрана в высокопроницаемых интервалах пласта и трещинах ГРП).
- 5) закачку ПОС начинать с высокой скорости ($8 \text{ м}^3/\text{час}$), тем самым продвигая первые пачки реагента в высокопроницаемые зоны и закупоривая их. Далее скорость закачки рекомендуется снизить (до $4 \text{ м}^3/\text{час}$), что приведёт к проникновению состава в поры значительно меньшего диаметра (повышение охвата воздействием).
- 6) концентрацию активного вещества ПОС с ростом закачиваемого объема последовательно повышать, тем самым увеличивая вязкость системы, что позволит составу проникать в интервалы с меньшей проницаемостью (повышение охвата воздействием).
- 7) в ходе закачки регулировать объем ПОС, ориентируясь по углу роста тренда давления нагнетания, которое должно при окончании закачки приблизиться к значению рабочего давления нагнетания воды. Это приведёт к снижению поглотительной способности не только высокопроницаемых интервалов пласта,

но и средне- и низкопроницаемых (повышение охвата воздействием, достижение наиболее эффективного перераспределения профиля приёмистости пласта). Данный опыт реализован на скв.1Н месторождения «К»: по последним двум закачкам ПОС, проведённым в октябре 2017 года (на рис. 1 — 1-я закачка ПОС) и в марте 2018 года (на рис. 1 — 2-я закачка ПОС) видно, что после проведения последней закачки ПОС в марте 2018 года в объеме 2004 м^3 (табл. 3) имеется потенциал к увеличению объема закачки, то есть для достижения давления стационарной закачки воды (давление водовода) необходимо закачать 3100 м^3 состава.

НАИБОЛЬШАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПО ЭМУЛЬСИОННО-СУСПЕНЗИОННЫМ И ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫМ СОСТАВАМ ПОЛУЧЕНА ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОГО ОБЪЕМА И ДОЛИ МЕЛКОДИСПЕРСНОГО КОЛЬМАТАНТА.

- 8) по результатам МВПОС участков (литофациальных зон) оценить реакцию добывающего фонда снижением обводненности продукции за счет воздействия, определить доминирующие геологические и технологические факторы, влияющие на реакцию добывающего фонда скважин, провести по участкам (литофациальным зонам) поскважинную корректировку типов ПОС, их объемов и режимов нагнетания для каждого участка (литофациальной зоны) и повторно выполнить массированную закачку потокоотклоняющих составов.
- 9) корректировку режимов последующего, единовременного массированного воздействия по результатам предыдущего воздействия выполнить с применением геолого-гидродинамического моделирования, а процесс повторять циклически с периодом, равным периоду действия эффекта от каждой единовременной массивированной обработки.
- 10) повторные МВПОС выполнить в две стадии, причем в период первой стадии улучшают энергетическое состояние по участкам (литофациальным зонам), с увеличением пластового давления до значений не ниже гидростатического путем повышения компенсации отбора закачкой и остановки добывающего фонда скважин с обводненностью добываемой продукции, близкой к предельной (98–99 %).

Таблица 2. Рекомендуемые химические реагенты закачиваемых ПОС для условий Западной Сибири
Table 2. Recommended chemical reagents of injected FDC for the conditions of Western Siberia fields

Группа составов	Составы	Диапазон концентрации, %		
		Основные реагенты	ПАВ	Мелкодисперсный наполнитель
Эмульсионная	ЭС	нефть 15–25 % алдинол 4 % CaCl 4 %	-	-
	ЭСС	нефть 15–25 % алдинол 4 % CaCl 4 %	-	мел 1–5 % мука 1–5 %
Полимерная	ГОС	Полиакриламид (ПАА) 0,3–0,7 % Ацетат хрома (АХ) 0,03–0,07 %	1 %	-
Полимер-дисперсная	ГОС-1АС	ПАА 0,3–0,7 % АХ 0,03–0,07 %	100 %	мел 1–5 % мука 1–5 %
Термотропная	ТермоГОС	10 %	-	-
	EW-225R	10 %	-	-
	COT-12	10–12 %	-	-
	Sixell	марка А 0,1–0,2 % марка Б1 3 % марка Б2 7 %	-	-
Осадкообразующая	PB-3П-1МС	10 %	-	-

Таблица 3. Параметры закачки ПОС на скважине № 1Н месторождения «К»
Table 3. Parameters of FDC injection at well 1N of the K field

Объект	Даты обработки	Состав	Объем закачки, м ³	Дополнительная добыча нефти, т/скв-опер.	Прокачка порового объема ПОС, %	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	Конечное давление закачки, атм	Давление водовода, атм
AB ₁ ³ , AB ₂	22.01.2015	ЭСС	350	6940	0,11	128,20	110	110
	16.04.2016	ЭСС	300	1231	0,10	210,31	105	130
	12.12.2016	ЭСС	300	827	0,10	253,70	110	120
	14.05.2017	ГОС	500	999	0,16	271,34	115	130
	07.10.2017	ГОС-1АС	702	987	0,23	287,89	125	140
	11.05.2018	БГОС-1АС	2004	1822	0,65	308,18	95	135

ПРОВЕДЕНИЕ МВПОС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «К». ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ

На месторождении «К» МВПОС реализовывались ежегодно (в период 2016–2018 годов) и последовательно на 3 участках: северный, центральный и южный, в течение 1–2 месяцев. Сначала на северном, после работы проводились на центральном и закончились на южном участках. Нагнетательные скважины пилотных участков были обработаны ПОС эмульсионного, полимерного и полимер-дисперсного видов воздействия. Подбор типов составов осуществлялся по критериям Ю.В. Земцова (табл. 4) [2]. Данные группы ПОС являются среднетемпературными, что соответствует начальной пластовой температуре пласта АВ₁₋₂ месторождения «К». При выборе составов уделялось внимание приемистости скважины:

эмульсионные составы применялись при приемистости скважины до 150 м³/сут, был также опыт применения полимерных составов при приёмистости скважины до 150 м³/сут, однако реологические свойства состава регулировались за счет низкой концентрации полиакриламида (ПАА) (до 0,5 %) и сшивателя (до 0,05 %). Полимер-дисперсные составы применялись с повышенным объемом закачки (до 2000 м³, при стандартных 700–900 м³). Объем составов подбирался по опыту предыдущих закачек ПОС с учетом потенциала достижения давления нагнетания ПОС, соответствующего рабочему давлению закачки в эту скважину воды. В случае, если закачка ПОС в скважину проводилась впервые, объем состава подбирался из среднеарифметического значения. Сопровождение технологии закачки ПОС осуществлялось согласно разработанной методики.

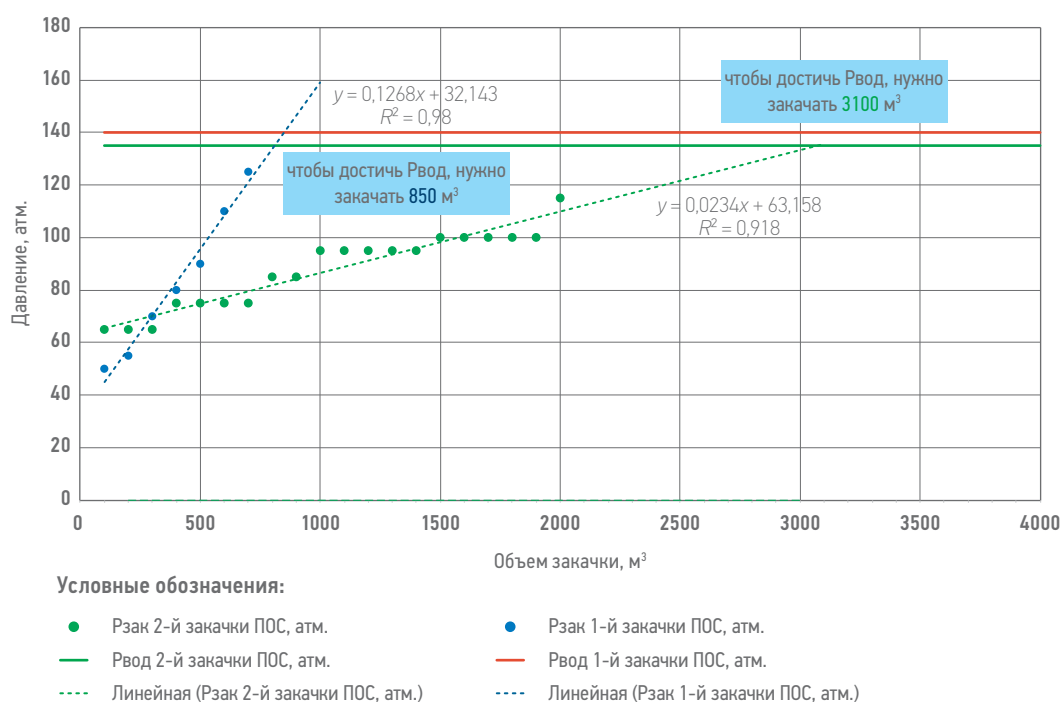


Рис. 1. График прогнозирования роста давления водовода при закачке ПОС в октябре 2017 года и в марте 2018 года в скв.1Н месторождения «К» (В.Ю. Хорюшин)

Fig. 1. Graph of the forecast of the increase in the pressure of the conduit during the injection of FDC in October 2017 and in March 2018 in the well 1N of the K field (Vadim Yu. Khoryushin)

На **рис. 2** представлены результаты реализации МВПОС на месторождении «К», причем стоит отметить, что наибольшая эффективность по эмульсионно-суспензионным (ЭСС) и полимер-дисперсным составам (ГОС-1АС) получена за счет увеличения закачиваемого объема (с 290 до 340 м³ и с 750 до 900 м³, соответственно) и доли мелкодисперсного коагулянта в виде мела и древесной муки (преобладание повышенного содержания древесной муки).

Учитывая занимаемые поровые объемы ЭСС и ГОС-1АС (**табл. 5**), последний показывает большие значения прокачки порового объема зоны дренирования скважины, следовательно, его закачка позволит

создать большой потокоотклоняющий экран.

В связи с тем, что применение МВПОС подразумевает создание массивного потокоотклоняющего экрана, авторы считают целесообразным проанализировать эффективность МВПОС полимер-дисперсного состава. Особенность полимер-дисперсного состава заключается в том, что между закачками ПАА со сшивателем осуществляется закачка оторочек мелкодисперсного наполнителя (мела и древесной муки), которые, в зависимости от концентрации, снижают проницаемость высокопроводящих каналов и трещин авто-ГРП, а также проникают в оторочки сшитого ПАА в пласте и армируют

Таблица 4. Граничные и оптимальные значения критериев выбора вида МУН с применением составов различного типа.

Область применения технологий: пределы (min-max) и оптимальные значения (opt) критериев [2]

Table 4 . The boundary and optimal values of the criteria for choosing the type of EOR methods with the use of compositions of various types. Scope of technology application: limits (min-max) and optimal values (opt) of criteria [2]

Критерий	Эмульсионные	Полимерные	Полимер-дисперсно-волокнистые	Термотропные	Силикатные	Осадко-образующие	Нефтеотмывающие
Пластовая температура, °С	10–100 (65)	10–125 (70)	10–95 (75)	60–125 (85)	40–150 (70)	10–150 (80)	10–90 (70)
Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	150–500 (300)	150–1000 (400)	250–2000 (750)	100–600 (300)	200–700 (300)	250–1500 (400)	50–500 (150)
Обводненность участка, %	10–90 (70)	40–90 (80)	70–98 (90)	40–95 (80)	60–98 (80)	70–98 (90)	10–90 (70)
Степень выработки, % от НИЗ	20–80 (50)	30–90 (60)	50–95 (80)	40–80 (50)	40–80 (60)	40–80 (60)	30–90 (50)
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	50–700 (200)	20–800 (250)	50–2000 (500)	20–800 (250)	20–500 (200)	20–700 (200)	10–500 (150)

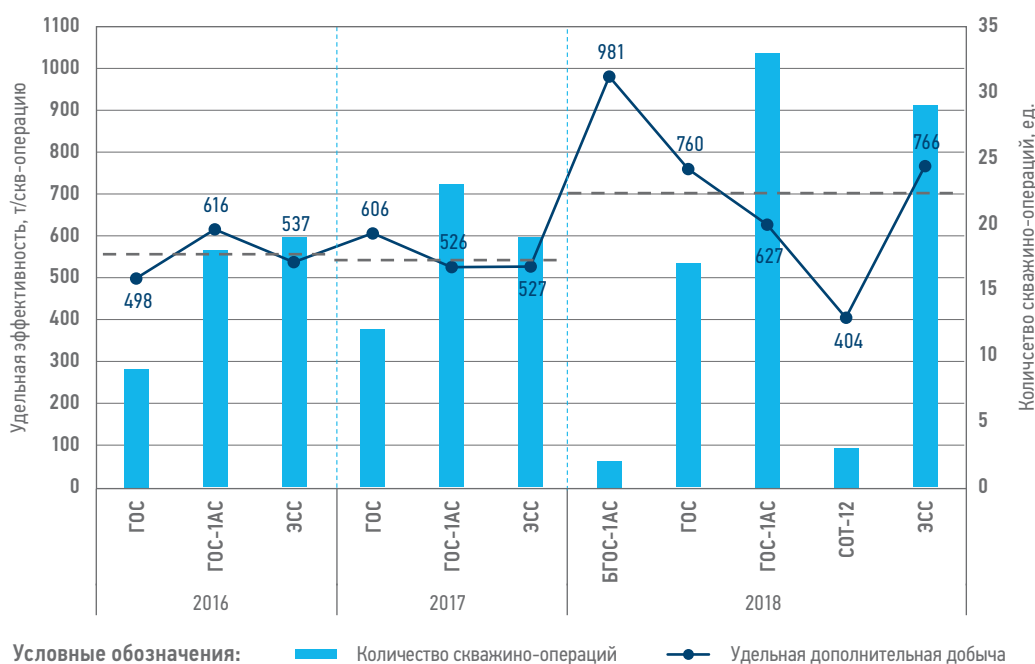


Рис. 2. Результаты реализации МВПОС в разрезе технологий на месторождении «К» (В.Ю. Хорюшин)
Fig. 2. Results of the implementation of massive injection with FDC in the context of technologies at the K field (Vadim Yu. Khoryushin)

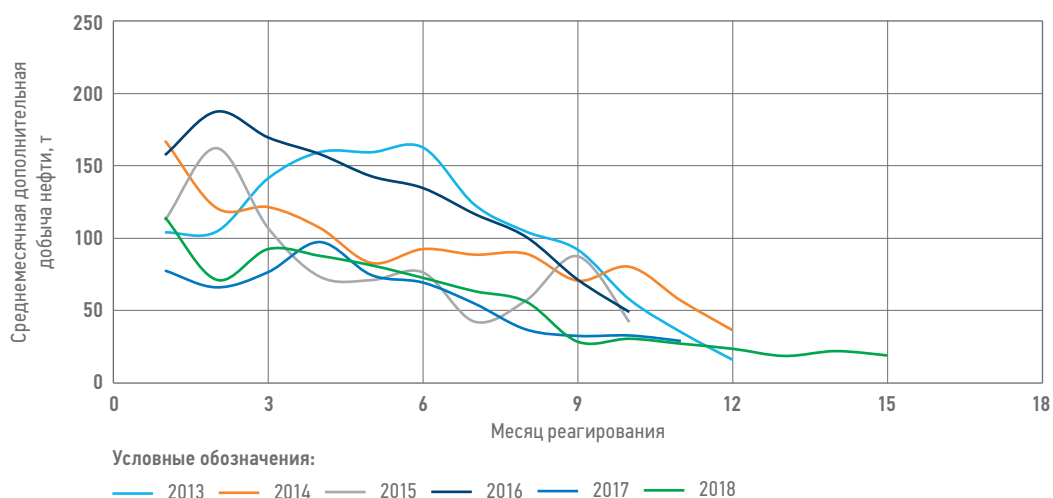


Рис. 3. Месячная добыча нефти от закачки состава ГОС-1АС в нагнетательные скважины объекта АВ₁₋₂ месторождения «К» (В.Ю. Хорюшин)
Fig. 3. Monthly oil production after injection of the GOS-1AS composition into injection wells of the AV₁₋₂ deposit of the K field (Vadim Yu. Khoryushin)

Таблица 5. Результаты прокачки порового объема зоны дренирования скважин при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ месторождения «К»
Table 5. The results of injection the pore volume of the well drainage zone during the massive injection with FDC at the AV₁₋₂ deposit of the K field

Период	Эмульсионно-суспензионная				Полимер-дисперсная			
	Количество операций, шт.	Средний объём закачки, м ³	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объема зоны дренирования скважины, %	Количество операций, шт.	Средний объём закачки, м ³	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Прокачка порового объема зоны дренирования скважины, %
2016	19	289	1643	0,052	18	756	2006	0,128
2017	19	300	1772	0,068	23	693	1387	0,117
2018	29	338	1429	0,066	33	895	1571	0,155

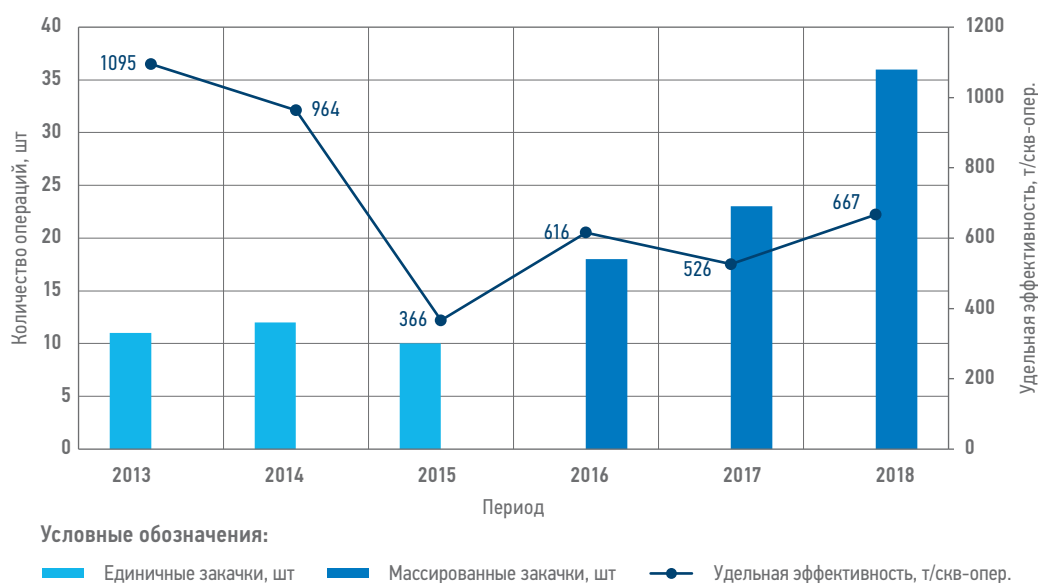


Рис. 4. Результаты эффективности полимер-дисперсных составов при реализации МВПОС на объекте АВ₁₋₂ месторождения «К» (В.Ю. Хорюшин)

Fig. 4. Results of the effectiveness of polymer-dispersed compositions in the implementation of MVPOS at the АВ₁₋₂ deposit of the K field (Vadim Yu. Khoryushin)

потокоотклоняющий экран. За счет эффекта армирования повышается устойчивость к физической деструкции потокоотклоняющего экрана. Данный состав имеет самый продолжительный срок действия — до 9 месяцев, в отдельных случаях эффект длится до 19 месяцев (рис. 3).

Как видно из рис. 4 удельная эффективность закачки полимер-дисперсных составов в период единичных закачек снижалась с 1095 до 366 т/скв-опер., объемы закачки варьировались от 600 до 750 м³. При реализации МВПОС на месторождении «К» с 2016 года регулировались массовая концентрация ПАА и сшивателя (увеличение концентрации с шагом 0,1 и 0,01 % до 0,7 и 0,07 %, соответственно); скорость закачки ПОС (снижение расхода ПОС с 8 до 5 м³/час), увеличивался объем закачки при недостижении давления нагнетания ПОС рабочего давления закачки воды. Синергетический эффект от реализации полимер-дисперсных составов и методики проведения МВПОС заключается в стабилизации, а затем и росте удельной

эффективности полимер-дисперсных составов до 667 т/скв-опер.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

- 1) В результате проведения МВПОС на объекте АВ₁₋₂ месторождения «К» в 2016 году при увеличении коэффициента охвата закачками ПОС в нагнетательных скважинах наблюдается стабилизация, а затем и рост удельной эффективности от мероприятия (рост удельной эффективности с 576 до 702 т/скв-опер.).
- 2) Максимальную эффективность показали проведения МВПОС с использованием эмульсионно-суспензионного (ЭСС) и полимер-дисперсного составов (ГОС-1АС).
- 3) Синергетический эффект от реализации полимер-дисперсных составов (ГОС-1АС) и проведения МВПОС показали стабилизацию, а затем и рост удельной эффективности полимер-дисперсных составов до 667 т/скв-опер.

Список литературы

1. Способ разработки нефтяной залежи: пат. 2721619 Рос. Федерация / Аретьев С.В., Макиенко В.В., Мухутдинов Л.И., Мальшанов Е.Н., Осыка А.В., Мазитов Р.Ф., Хорюшин В.Ю., Сенцов А.Ю., Сабанчин О.В., Прокофьев Д.А., Демянченко Н.А.: заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». — № 2019118345; заявл.: 13.06.2019; опубл. 21.05.2020.
2. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. — 2015. — №7. — С. 11–21.
3. Хорюшин В.Ю. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения / В.Ю. Хорюшин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2017. — № 9. — С. 86–94.

1. Method of oil deposit development pat. 2721619 Russian Federation / Arefyev S.V., Makiyenko V.V., Mukhutdinov L.I., Malshakov E.N., Osyka A.V., Mazitov R.F., Khoryushin V.Yu., Sentsov A.Yu., Sabanchin O.V., Prokofiev D.A., Demyanenko N.A.: the applicant and the patent holder of LLC LUKOIL-Western Siberia. — No. 2019118345; application: 13.06.2019; publ. 21.05.2020. (In Russ.)
2. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Review of physico-chemical MOONS used in Western Siberia and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions // *Oil. Gas. Innovations*, 2015, no. 7, pp. 11–21 (In Russ.)
3. Khoryushin V. Yu. An integrated approach to the implementation of methods for leveling the profile of well pick-up. The experience of massive impact of flow-bending technologies on the channel deposits of the object AV1-2 of the Kechimovsky field / V. Y. Khoryushin et al. // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no. 9, pp. 86–94 (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Грибанов — общее руководство работой, анализ материалов.

В.Ю. Хорюшин — разработка методики, подбор скважин-кандидатов, составов и разработка дизайнов закачки, сопровождение реализации проекта, анализ материалов, написание статьи.

А.А. Хайруллин — анализ материалов, написание статьи.

Vasiliy A. Gribanov — general management of work, analysis of materials.

Vadim Yu. Khoryushin — development of methodology, selection of candidate wells, compositions and development of injection designs, project implementation support, analysis of materials, writing an article.

Azat A. Khairullin — analysis of materials, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Василий Александрович Грибанов — заместитель генерального директора по геологии и разработке, концептуальному проектированию — главный геолог ООО «Меретояханефтегаз», Россия, г. Тюмень
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.
e-mail: Gribanov.VA@gazprom-neft.ru

Вадим Юрьевич Хорюшин* — Начальник отдела — руководитель проекта «Реновация» ООО «Меретояханефтегаз», Россия, г. Тюмень
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.
e-mail: Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Азат Амирович Хайруллин — кандидат технических наук, доцент Высшей нефтяной школы, ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.
e-mail: khayrullin.azat@mail.ru

Vasiliy A. Gribanov — Deputy General Director for Geology and Development, Conceptual Design — Chief geologist of Meretoyakhaneftgaz LLC
14, 50 let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Gribanov.VA@gazprom-neft.ru

Vadim Yu. Khoryushin* — Head of Department — Renovation Project Manager of Meretoyakhaneftgaz LLC
14, 50 let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Azat A. Khairullin — Cand. Sci. (Eng.), Assistant professor Higher Oil School, Yugra State University
16, Chekhov str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: khayrullin.azat@mail.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АПРОБАЦИЯ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ В ТОНКОЙ ТРУБКЕ

А.В. Кобяшев, А.А. Пятков*, А.В. Дубровин, Е.А. Громова, В.А. Захаренко

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

© Коллектив авторов,
2023



Электронный адрес: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Введение. Базовым методом определения минимального давления смешимости (МДС) нефти и газа является проведение эксперимента по вытеснению нефти газом в тонкой трубке. Результатом эксперимента является набор зависимостей коэффициента вытеснения от прокачанного порового объема газа при различных давлениях. Для корректного прогнозирования режима смешимости в условиях пласта необходимо выполнить адаптацию численной модели на результаты экспериментов.

Цель. Целью работы является определение оптимальных подходов к моделированию эксперимента по вытеснению нефти газом в тонкой трубке и набора данных, необходимых для достижения высокой точности адаптации.

Материалы и методы. Материалы: результаты экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке. Методы: численное моделирование с использованием гидродинамических симуляторов Eclipse 300 и Eclipse 100.

Результаты. Наилучшую сходимость с экспериментальными данными модель смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа показывает при режимах несмешивающегося вытеснения и полной смешимости. Применение данной модели для выполнения прогнозных расчетов целесообразно при условии полной смешимости нефти и газа в пласте. Более корректным является подход к адаптации, основанный на модификации функций K_{ro} , K_{rg} , Scr от межфазного натяжения при использовании композиционной модели. Помимо данных типовых исследований, в данном случае необходимо использовать результаты ВПТ-теста.

Заключение. В работе рассмотрены варианты адаптации результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке, основанные на использовании модели black oil и композиционной модели. Показано, что вариант адаптации, основанный на модификации функций K_{ro} , K_{rg} , Scr от межфазного натяжения позволяет добиться наиболее точного совпадения расчетных данных с фактическими. При этом для настройки PVT-модели пластовых флюидов данные типовых исследований пластовых флюидов необходимо дополнить результатами ВПТ-тестов. Установлены границы применимости модели Тодда–Лонгстаффа.

Ключевые слова: модель тонкой трубки, минимальное давление смешимости, композиционное моделирование, модель Тодда–Лонгстаффа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Громова Е.А., Захаренко В.А. Апробация подходов к моделированию вытеснения нефти газом в тонкой трубке. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):157–162. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-157-162>

Статья поступила в редакцию 14.03.2023

Принята к публикации 15.05.2023

Опубликована 29.09.2023

APPROBATION OF APPROACHES TO MODELLING OIL DISPLACEMENT BY GAS IN A SLIM-TUBE

Alexander V. Kobyashev, Alexander A. Pyatkov*, Alexander V. Dubrovin, Evgenia A. Gromova, Vladimir A. Zakharenko

“Tyumen petroleum research center” LLC, RF, Tyumen

E-mail: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Background. The basic method for determining the minimum mixing pressure (MMP) of oil and gas is to conduct an experiment on the displacement of oil by gas in a slim-tube. The result of the experiment is a set of dependencies of the displacement coefficient on the pumped pore volume of gas at different pressures. In order to correctly predict the mixing mode in reservoir conditions, it is necessary to adapt the numerical model to the experimental results.

Aim. The aim of the work is to determine the optimal approaches to modeling an experiment on oil displacement by gas in a slim-tube and a set of data necessary to achieve high accuracy of adaptation.

Materials and methods. Materials: results of experiments on oil displacement by gas in a slim-tube. Methods: numerical simulation using hydrodynamic simulators Eclipse 300 and Eclipse 100.

Results. The Todd–Longstaff model of miscible displacement shows the best convergence with experimental data under the modes of immiscible displacement and full miscibility. The use of this model to perform predictive calculations is advisable under the condition of complete miscibility of oil and gas in the reservoir. A more correct

approach to adaptation is based on the modification of the functions of K_{ro} , K_{rg} , Scr from interfacial tension when using a composite model. In addition to the data of standard studies, in this case, it is necessary to use the results of the VIT test.

Conclusion. The paper considers options for adapting the results of laboratory experiments on the displacement of oil by gas in a slim-tube, based on the use of the black oil model and the composite model. It is shown that the adaptation option based on the modification of the K_{ro} , K_{rg} , Scr functions from interfacial tension makes it possible to achieve the most accurate coincidence of the calculated data with the actual ones. At the same time, in order to configure the PVT model of reservoir fluids, the data of typical studies of reservoir fluids must be supplemented with the results of VIT tests. The limits of applicability of the Todd–Longstaff model are established.

Keywords: slim-tube model, minimum mixing pressure, compositional modeling, Todd–Longstaff model

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

For citation: Kobayashv A.V., Pyatkov A.A., Dubrovin A.V., Gromova E.A., Zakharenko V.A. Approbation of approaches to modelling oil displacement by gas in a slim-tube. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):157–162. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-157-162>

Manuscript received 14.03.2023

Accepted 15.05.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Базовым методом определения минимального давления смесимости (МДС) нефти и газа является проведение эксперимента по вытеснению нефти газом в тонкой трубке [1]. Результатом эксперимента является набор зависимостей коэффициента вытеснения от прокачанного порового объема газа при различных давлениях. Для определения МДС строится зависимость коэффициента вытеснения нефти на момент достижения прокачки через трубку одного-двух поровых объемов газа от давления. МДС оценивается из расчета достижения коэффициента вытеснения 0,9. Для корректного прогнозирования режима смесимости в условиях пласта необходимо выполнить адаптацию численной модели на результаты экспериментов. Точность адаптации, помимо качества исходных данных, настройки уравнения состояния и функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП), зависит от количества расчетных блоков сетки [2]. В работе [3] авторы сравнивали

точности получаемых результатов и скорости счета модели — 500, скорость фильтрации для обеспечения оптимального расчетного шага по времени должна находиться на уровне $5 \text{ см}^3/\text{час}$. Кроме того, было установлено, что вид относительных фазовых проницаемостей оказывает влияние на результаты моделирования преимущественно в области несмешивающегося вытеснения. В аналогичной работе [4] на основе более 10 экспериментов показана высокая степень совпадения фактических данных с рассчитанными на Eclipse 300. В среднем расхождение значений МДС не превышало 5 %. В работе [5] авторы, используя собственный композиционный симулятор, установили, что для более точного воспроизведения динамики вытеснения нефти в тонкой трубке необходимо учитывать зависимость функций относительных фазовых проницаемостей нефти и газа от значения межфазного натяжения. Отличительной особенностью публикации является использование комплексного подхода к численному моделированию массообменных процессов, заключающегося в настройке PVT-модели на результаты типовых исследований пластовых флюидов, VIT-тестов и экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке, а также в определении метода гидродинамического моделирования, позволяющего описывать процессы взаимодействия нефти и газа в широком интервале смесимости.

УЧЕТ ЗАВИСИМОСТИ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ОТ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПОВЫШАЕТ ТОЧНОСТЬ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ В ТОНКОЙ ТРУБКЕ.

динамику коэффициента вытеснения, рассчитанную на композиционном симуляторе Eclipse 300, с экспериментальными данными. В результате были сформированы следующие рекомендации по моделированию эксперимента в тонкой трубке: оптимальное количество расчетных блоков с точки зрения

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью работы является определение оптимальных подходов к моделированию эксперимента по вытеснению нефти газом

в тонкой трубке и набора данных, необходимых для достижения высокой точности адаптации.

ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА

Для определения МДС попутного нефтяного газа (ПНГ) были выполнены эксперименты по вытеснению нефти модельным газом из тонкой трубки при различных давлениях [6]. Параметры тонкой трубки: внутренний диаметр — 3 мм, длина — 24,5 м, пористость — 39 %, проницаемость — 6 мкм². Трубка заполнена стеклянной дробью. Диаметр дробы составляет 75–150 мкм и удовлетворяет условию минимизации пристенного эффекта: диаметр шариков не должен превышать 1/10 внутреннего диаметра трубки [8]. Содержание компонент C₂–C₄ модельного газа — 20 % моль. Эксперимент проводился при давлениях 17, 30, 40 МПа. Помимо вытеснения нефти модельным газом также был выполнен эксперимент по вытеснению нефти сухим газом (содержание компонента C₁ — 100 % моль) при давлении 17 МПа. Режим вытеснения во всех экспериментах — 6 см³/час. Для воспроизведения динамики коэффициента вытеснения использовались коммерческие программные продукты

Eclipse 300 и Eclipse 100 (для расчетов с моделью смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа). Создание PVT-модели пластовых флюидов для расчетов на композиционной модели выполнялось в симуляторе PVT-Nova. Основой данных для настройки PVT-модели послужили результаты типовых исследований пластовых флюидов. 1D-модель тонкой трубки состоит из 500 ячеек.

ВАРИАНТ АДАПТАЦИИ, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОДЕЛИ BLACK OIL

Рассмотрим подход к адаптации, основанный на использовании модели смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа. В модели вводится эмпирический параметр ω , значение которого лежит между 0 и 1. Значение $\omega = 1$ описывает случай полной смешимости, $\omega = 0$ описывает случай несмешивающегося вытеснения, промежуточные значения ω описывают случаи частичной смешимости нефти и газа. Для модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для смешивающегося вытеснения использовалась опция MSFN (ключевое слово в Eclipse). На рис. 1 приведены фактические и расчетные динамики коэффициентов

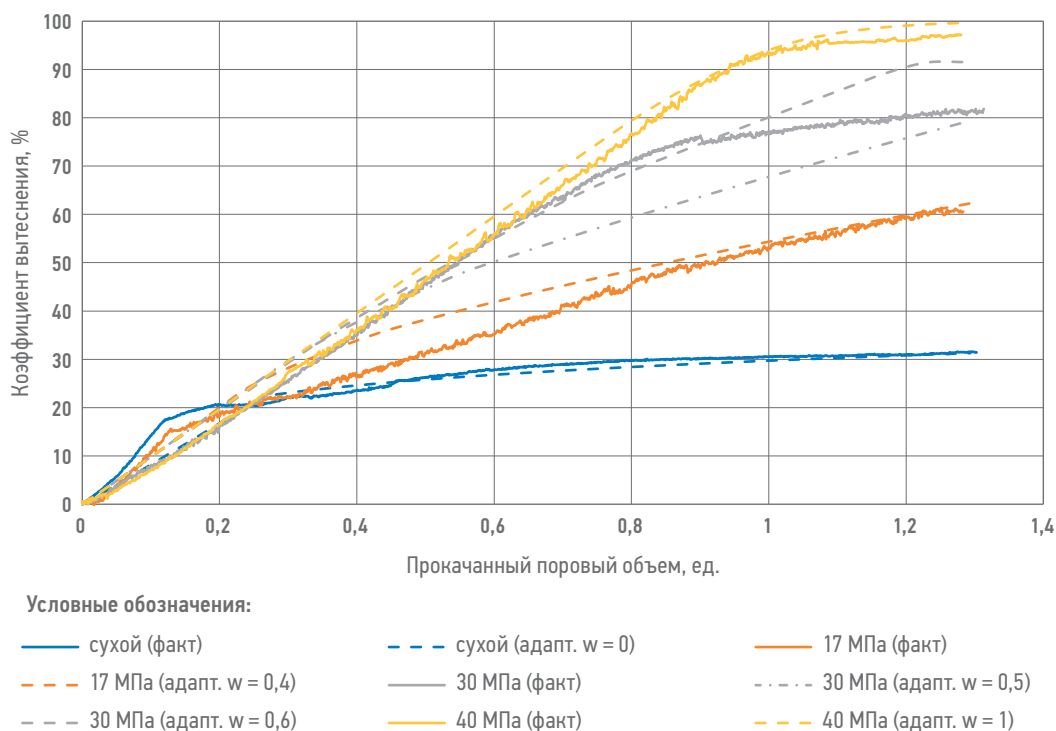


Рис. 1. Фактическая и расчетная динамика коэффициента вытеснения нефти газом с использованием модели смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа. Составлено авторами

Fig. 1. Actual and calculated dynamics of the oil displacement coefficient by gas using the Todd–Longstaff mixing displacement model. Prepared by the authors

вытеснения нефти газом. Для модели смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа приведен набор кривых с разным значением параметра смесимости ω . При этом $\omega = 1$ соответствует вытеснению нефти модельным газом при давлении эксперимента 40 МПа, $\omega = 0$ соответствует вытеснению нефти сухим газом при давлении эксперимента 17 МПа. Промежуточные значения ω соответствуют случаям частичной смесимости (вытеснение нефти модельным газом при давлениях 17 и 30 МПа соответственно). Из **рис. 1** видно, что модель смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа показывает хорошую сходимость с результатами экспериментов в областях несмешивающегося вытеснения и полной смесимости. В областях частичной смесимости данная модель показывает расхождения с фактическими данными.

ВАРИАНТ АДАПТАЦИИ, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОМПОЗИЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Рассмотрим подход к адаптации, основанный на модификации зависимостей относительной фазовой проницаемости нефти (K_{ro}), относительной фазовой проницаемости газа (K_{rg}), критических насыщенностей (S_{cr}) от значений межфазного натяжения (опция MISCIBLE в Eclipse 300). Расчет относительных фазовых проницаемостей и критических насыщенностей нефти и газа в Eclipse 300 происходит по следующим зависимостям:

$$K_r = F(\sigma) K_r^{imm} + (1 - F(\sigma)) K_r^{mis}, \\ S_{cr} = F(\sigma) S_{cr}^{imm},$$

где K_r — относительная фазовая проницаемость; K_r^{imm} — относительная фазовая проницаемость при несмешивающемся вытеснении; K_r^{mis} — относительная фазовая проницаемость при смешивающемся вытеснении (по умолчанию смешивающиеся ОФП принимаются линейными: $K_r = S_r$);

Таблица 1. Зависимость параметра F от значения межфазного натяжения σ
Table 1. Parameter F vs. Interfacial Tension σ

σ , Н/м	F
0	0,001
0,001	0,1
0,002	0,15
0,0025	0,97
0,003	1

S_{cr} — критическая насыщенность; S_{cr}^{imm} — критическая насыщенность при несмешивающемся вытеснении; $F(\sigma)$ — параметр, зависящий от значения межфазного натяжения. Параметр $F(\sigma)$ рассчитывается в Eclipse 300 по следующей формуле:

$$F(\sigma) = (\sigma / \sigma_0)^N,$$

где σ_0 — опорное значение межфазного натяжения; N — параметр, по умолчанию равный 0,25. Однако в Eclipse 300 существует возможность табличного задания параметра $F(\sigma)$.

В **таблице 1** приведена искомая зависимость, полученная в процессе адаптации. Значения межфазного натяжения для различных давлений эксперимента были получены из результатов VIT-теста [7].

На **рис. 2** представлена фактическая и расчетная динамика коэффициента вытеснения. Сплошные линии соответствуют фактическим данным. Штрихованные линии соответствуют расчетным данным, полученным в процессе адаптации с использованием опции MISCIBLE. Штрихпунктирные линии соответствуют расчетным данным, полученным в процессе адаптации без использования опции MISCIBLE.

Из **рис. 2** видно, что подход к адаптации, основанный на модификации параметра $F(\sigma)$, позволяет добиться корректного воспроизведения фактических коэффициентов вытеснения нефти газом в тонкой трубке во всех интервалах смесимости (в том числе и для случая закачки сухого газа). Расчеты без использования опции MISCIBLE не позволяют добиться высокого качества адаптации для всех режимов вытеснения нефти газом. Так, при попытке настройки режимов вытеснения нефти модельным газом при давлениях 30 и 40 МПа модель показывает завышенные результаты для варианта закачки сухого газа и варианта закачки модельного газа при давлении 17 МПа.

Таким образом, подход к адаптации результатов экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке, основанный на модификации зависимостей K_{ro} , K_{rg} , S_{cr} от межфазного натяжения, является наиболее корректным из рассмотренных.

ВЫВОДЫ

1. Наилучшую сходимость с экспериментальными данными модель смешивающегося вытеснения Тодда–Лонгстаффа показывает при режимах несмешивающегося вытеснения и полной смесимости. Применение данной модели для выполнения прогнозных расчетов целесообразно

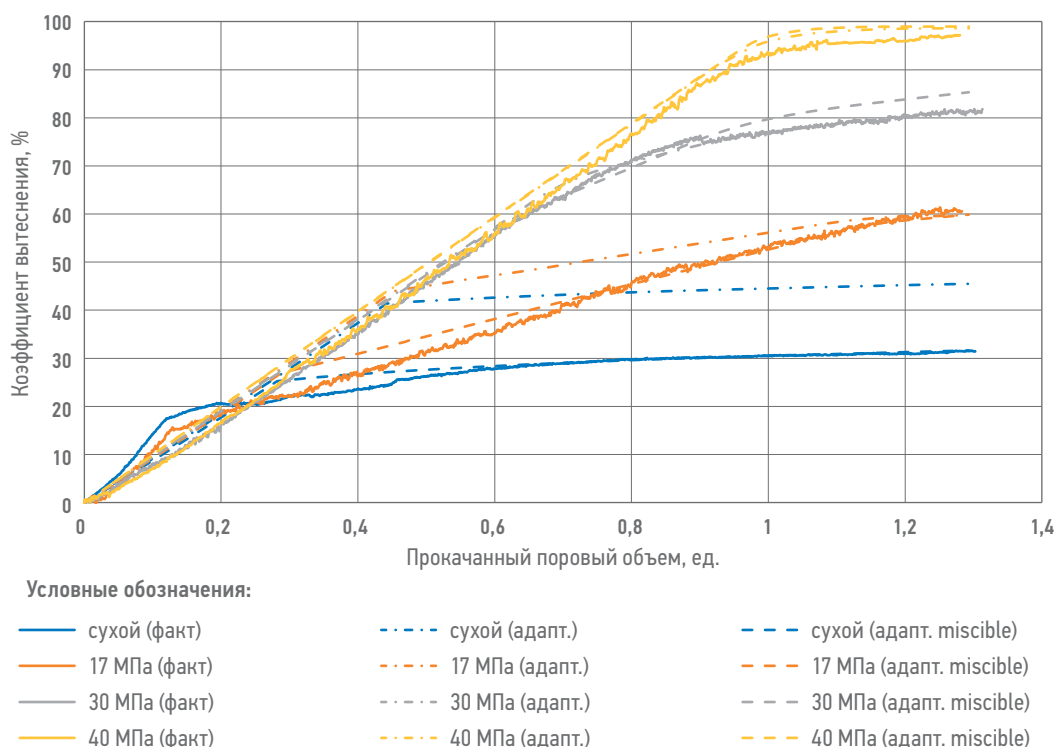


Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика коэффициента вытеснения нефти газом. Составлено авторами
Fig. 2. Actual and calculated dynamics of the oil displacement coefficient by gas. Prepared by the authors

- при условии полной смесимости нефти и газа в пласте.
2. Более корректным является подход к адаптации, основанный на модификации функций K_{ro} , K_{rg} , Scr от межфазного

натяжения при использовании композиционной модели. Помимо данных типовых исследований, в данном случае необходимо использовать результаты ВТ-теста.

Список литературы

1. Ahmadi K., Jons R.T. Multiple-Mixing-Cell Method for MMP Calculations // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver. — 21–24 September, 2008. — P. 733–742.
2. Salari Sardai F., Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery // Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. — 2017. № 424. — P. 1–17. <https://doi.org/10.1002/apj.2067>
3. Domagoj Vulin, Marko Gacina, Valentina Bilicic. Slim-tube simulation model for carbon dioxide enhanced oil recovery // The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin. — 2018. — P. 37–49. <https://doi.org/10.17794/rgn.2018.2.4>
4. Jaferi S., Ashoori S., Alaskari G. Determination of the minimum miscibility pressure using the eclipse 300 simulator and compare it with the laboratory results // Int. J. Petrochem. Sci. Eng. — 2019. — № 4(3). — P. 97–107. <https://doi.org/10.15406/ipcse.2019.04.00109>
5. Nutakki R. at all. Experimental Analysis, Modelling, and Interpretation of Recovery Mechanisms in Enriched-Gas Processes // Society of Petroleum Engineers. — P. 411–423. Dallas, TX, October 6–9, 1991.
6. Кобышев А.В. и др. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. — 2021. — № 4. — С. 35–38. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-4-35-38>
7. Кобышев А.В. Экспериментальное и численное определение параметров смесимости при обосновании газового воздействия на примере Северо-Даниловского месторождения / А.В. Кобышев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 5. — С. 75–89. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-5-75-89>
8. Dullien F.A. Porous Media, Fluid Transport and Pore Structure // London: Academic Press, 1979.

References

1. Ahmadi K., Jons R.T. Multiple-Mixing-Cell Method for MMP Calculations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2008, Denver, September 21–24. — P. 733–742.
2. Salari Sardai F. and Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*. 2017, no. 424. — P. 1–17. <https://doi.org/10.1002/apj.2067>
3. Vulin D., Gacina M., Bilicic V. Slim-tube simulation model for carbon dioxide enhanced oil recovery *The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin*. 2018, pp. 37–49. <https://doi.org/10.17794/rgn.2018.2.4>
4. Jaferi S., Ashoori S., Alaskari G. Determination of the minimum miscibility pressure using the eclipse 300 simulator and compare it with the laboratory results. *International Journal of Petrochemical Science & Engineering*. 2019, no. 4, pp. 97–107. <https://doi.org/10.15406/ipcse.2019.04.00109>
5. Nutakki R. at al Experimental Analysis, Modelling, and Interpretation of Recovery Mechanisms in Enriched-Gas Processes. *Society of Petroleum Engineers*. — P. 411–423. 1991, Dallas, TX, October 6–9.

6. Kobayashv A.V. et al. Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field. *Exposition Oil Gas*. 2021, no. 4, pp. 35–38 (In Russian). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-4-35-38>
7. Kobayashv A.V. A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental and numerical determination of miscibility parameters when justifying gas injection. *Oil and Gas Studies*. 2022, pp. 75–89. (In Russian). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-5-75-89>
8. Dullien F.A. *Porous Media, Fluid Transport and Pore Structure*. London, Academic Press, 1979. 396 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Кобяшев — разработал концепцию статьи, разработал дизайн экспериментов, оказал экспертную поддержку на всех этапах работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Пятков — принял участие в разработке концепции статьи, подготовил текст статьи, выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил этап работ по гидродинамическому моделированию, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.В. Дубровин — выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил этап работ по гидродинамическому моделированию.

Е.А. Громова — выполнила анализ экспериментальных данных, выполнила этап работ по созданию PVT — модели пластовых флюидов.

В.А. Захаренко — выполнил анализ экспериментальных данных, выполнил редактирование текста статьи.

Alexander V. Kobayashv — developed the concept of the article, developed the design of experiments, provided expert support at all stages of the work, finally approved the published version of the article.

Alexander A. Pyatkov — participated in the development of the concept of the article, prepared the text of the article, performed the analysis of experimental data, performed the stage of work on hydrodynamic modeling, finally approved the published version of the article.

Alexander V. Dubrovin — performed the analysis of experimental data, performed the stage of work on hydrodynamic modeling.

Evgenia A. Gromova — performed the analysis of experimental data, completed the stage of work on the creation of a PVT model of reservoir fluids.

Vladimir A. Zakharenko — performed the analysis of experimental data, edited the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Вячеславович Кобяшев — главный менеджер, ООО «ТННЦ»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: AVKobayashv@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57200390853

Александр Александрович Пятков* — кандидат физико-математических наук, главный специалист, ООО «ТННЦ»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57189490972

Александр Владимирович Дубровин — менеджер, ООО «ТННЦ»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: avdubrovin@tnnc.rosneft.ru

Евгения Александровна Громова — кандидат технических наук, эксперт, ООО «ТННЦ»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Владимир Александрович Захаренко — главный специалист, ООО «ТННЦ»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57213150807

Alexander V. Kobayashv — General manager, "Tyumen petroleum research center" LLC
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.
e-mail: AVKobayashv@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57200390853

Alexander A. Pyatkov* — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Senior engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.
e-mail: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57189490972

Alexander V. Dubrovin — Manager, "Tyumen petroleum research center" LLC
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.
e-mail: avdubrovin@tnnc.rosneft.ru

Evgenia A. Gromova — Cand. Sci. (Techn.), Expert, "Tyumen petroleum research center" LLC
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.
e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Vladimir A. Zakharenko — Senior engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.
e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru
Scopus ID: 57213150807

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ПРОПУСКОВ ДАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА СКВАЖИН АЛГОРИТМАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2023



К.А. Печко^{1,*}, А.А. Чупров², А.А. Афанасьев², М.В. Симонов²

¹Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Задача интерполяции пропущенных данных является важной для интегрированного моделирования активов, так как точность и достоверность моделирования напрямую зависят от качества входных данных. Если в модели отсутствуют некоторые данные, то это может приводить к невозможности моделирования на этот временной шаг. Таким образом, задача интерполяции пропущенных данных является важной и ее решение позволяет повысить точность и достоверность прогнозов.

Цель. Целью работы является разработка подхода по улучшению качества данных для интегрированного моделирования активов (ИМА).

Материалы и методы. В качестве исходных данных рассматриваются необходимые для моделирования скважин в рамках ИМА данные из технологического режима скважин. Данные табличного вида содержат пропуски, что уменьшает объем данных, доступных для моделирования.

Результаты. В работе показан метод заполнения пропусков алгоритмами машинного обучения на примере реального месторождения. Полученные результаты подтверждены тестами с проверкой уровня статистической значимости. Отсутствующие на многие даты показания газового фактора были спрогнозированы моделями машинного обучения.

Заключение. В результате проведенной работы объем выборки был увеличен на 98 %. Для разрабатываемых моделей машинного обучения такой прирост положительно сказался на предсказательной способности, точность предсказаний увеличилась в среднем на 41 %. Данная техника может быть полезной и для классических методов моделирования, для которых требуются данные для адаптации.

Ключевые слова: технологический режим скважин, обработка данных, интегрированное моделирование, машинное обучение, решающие деревья

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Печко К.А., Чупров А.А., Афанасьев А.А., Симонов М.В. Интерполяция пропусков данных технологического режима скважин алгоритмами машинного обучения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):163–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-163-166>

Статья поступила в редакцию

Принята к публикации

Опубликована 29.09.2023

WELL DATA PREPROCESSING USING MACHINE LEARNING ALGORITHMS

Konstantin A. Pechko^{1,*}, Artem A. Chuprov², Aleksandr A. Afanasiev², Maksim V. Simonov²

¹Research and Educational Center "Gazpromneft-Polytech", RF, Saint Petersburg

²Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

The task of interpolating missing data is important for integrated asset modeling, since the accuracy and reliability of modeling directly depend on the quality of the input data. If the model is missing some data, then this may lead to the impossibility of modeling for this time step. Thus, the problem of interpolation of missing data is important and its solution improves the accuracy and reliability of forecasts.

Aim. The aim of the work is to improve the quality of data for integrated asset modeling (IMA).

Materials and methods. The data from the technological regime of wells, necessary for well modeling within the framework of IMA, are considered as initial data. The table view data contains gaps (missed values), which reduces the amount of data available for modeling.

Results. The paper shows a method for filling gaps with machine learning algorithms on the example of a real field. Missing GOR readings for many dates were predicted by machine learning models.

Conclusions. As a result of the work, an algorithm for interpolating data was proposed to identify one case of infection. This step can increase the amount of data without gaps and significantly improve the quality of the models. In this problem, we were able to increase the amount of data for training models by 98 % in this way, which meets the requirements for the maximum work model by an average of 41 %.

Keywords: VFP table, Integrate model, machine learning, decision tree, gradient boosting

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

For citation: Pechko K.A., Chuprov A.A., Afanasiev A.A., Simonov M.V. Well data preprocessing using machine learning algorithms. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):163–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-163-166>

Manuscript received

Accepted

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Данные технологического режима скважин являются важным источником данных для построения и адаптации моделей в нефтегазовой отрасли. Зачастую качество таких

чувствительны к данным, и поэтому задача обработки особенно актуальна.

СБОР ДАННЫХ

На месторождениях существует регламентированный порядок фиксации параметров скважин. Измерения могут производиться специальными датчиками (телеметрия) или непосредственно оператором. Оба варианта имеют возможность утери показаний на определенную дату. Для телеметрии это может быть связано с зависанием, неисправностью датчика, а в случае измерений оператором возникает дополнительная погрешность, связанная с человеческим фактором.

Описанные выше сложности могут приводить к пропускам в данных. При отсутствии хотя бы одного параметра теряется возможность обучать разработанную нами модель скважины на эту дату [2]. В предлагаемом подходе проблема решается интерполяцией пропущенных значений. Гипотеза заключается в том, что рассматриваемая методика повысит предсказательную способность разработанных моделей машинного обучения.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

В данной работе были интерполированы данные, в которых пропущен только один из параметров, так как, интерполируя большее число параметров возможно потерять точность и сильно снизить качество каждого из замеров.

Как видно из гистограммы на **рис. 1**, газовый фактор — это наиболее часто отсутствующий признак в данных с одним пропуском, что связано с меньшей частотой замеров данного параметра по сравнению с остальными.

ПРЕПРОЦЕССИНГ

Для интерполяции применялся алгоритм машинного обучения «Дерево решений» [3]. В качестве входных данных использовались

МЕТОД ЗАПОЛНЕНИЯ ПРОПУСКОВ ДАННЫХ АЛГОРИТМАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПОЗВОЛИЛ ПОВЫСИТЬ ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНУЮ ТОЧНОСТЬ МОДЕЛЕЙ В СРЕДНЕМ НА 41 %.

документов негативно сказывается на предсказательной способности построенных моделей. Человеческий фактор является причиной наличия пропусков в данных, выбросов и прочих шумов. В данной работе строятся интегрированные модели месторождений из статистических моделей с применением машинного обучения [1]. Команда Центра компетенций по развитию интегрированного моделированию активов Научно-технического центра «Газпром нефти» в задачах построения ИМА из статистических моделей-компонент столкнулась с проблемой корректности исходных данных. Такие модели особенно



Рис. 1. Гистограмма признаков данных с только одним отсутствующим значением, нарисовано при помощи Python (К.А. Печко)

Fig. 1. Histogram of data features with only one missing value. Drawn with Python (Konstantin A. Pechko)

известные признаки (дебит жидкости, обводненность, забойное и устьевое давления), а в качестве выходного — интерполируемая величина (газовый фактор). Обучение модели для интерполяции пропущенных данных происходило на подвыборке, где известны все 5 величин.

Результаты интерполяции можно увидеть при сравнении двух гистограмм распределения данных по числу пропущенных значений на **рис. 2**.

Для работы модели во входных данных не должно быть пропусков (первый столбец на диаграммах). Видно, что полных данных без пропусков изначально было довольно мало и сравнимо с количеством данных с одним пропуском. Таким образом, после интерполяции размер выборки без пропусков увеличился почти в два раза (на 98 %).

В результате данной интерполяции точность работы моделей в среднем выросла на 41 %. Стоит заметить, что из 18 тестируемых скважин лишь на 5 из них интерполяция не привела к увеличению точности, что может быть связано с плохим качеством исходных данных. Для проверки гипотезы об улучшении работы моделей на интерполированных данных был проведен *t*-тест. Этот тест позволяет сравнить выборки с точностью моделей до и после интерполяции данных на предмет статистически значимых отличий. Для этого вычисляется *t*-статистика:

$$t = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}}},$$

где в числителе стоит разность средних значений каждой из выборок, а в знаменателе — сумма дисперсий, нормированных на объемы выборок.

Далее с помощью этой статистики и специальных табличных данных определяется *p*-value — уровень значимости различия между выборками. Обычно, для строгой проверки берут значение $p = 0,001$ [4]. Таким образом, при значении *p*-value ниже этого порогового значения гипотезу считают принятой.

В результате проведенных экспериментов $p\text{-value} \approx 2e^{-4}$, что подтверждает статистическое улучшение с очень высокой вероятностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы был предложен алгоритм интерполяции данных для случая одного пропуска в параметрах. Этот шаг может заметно увеличить объем данных

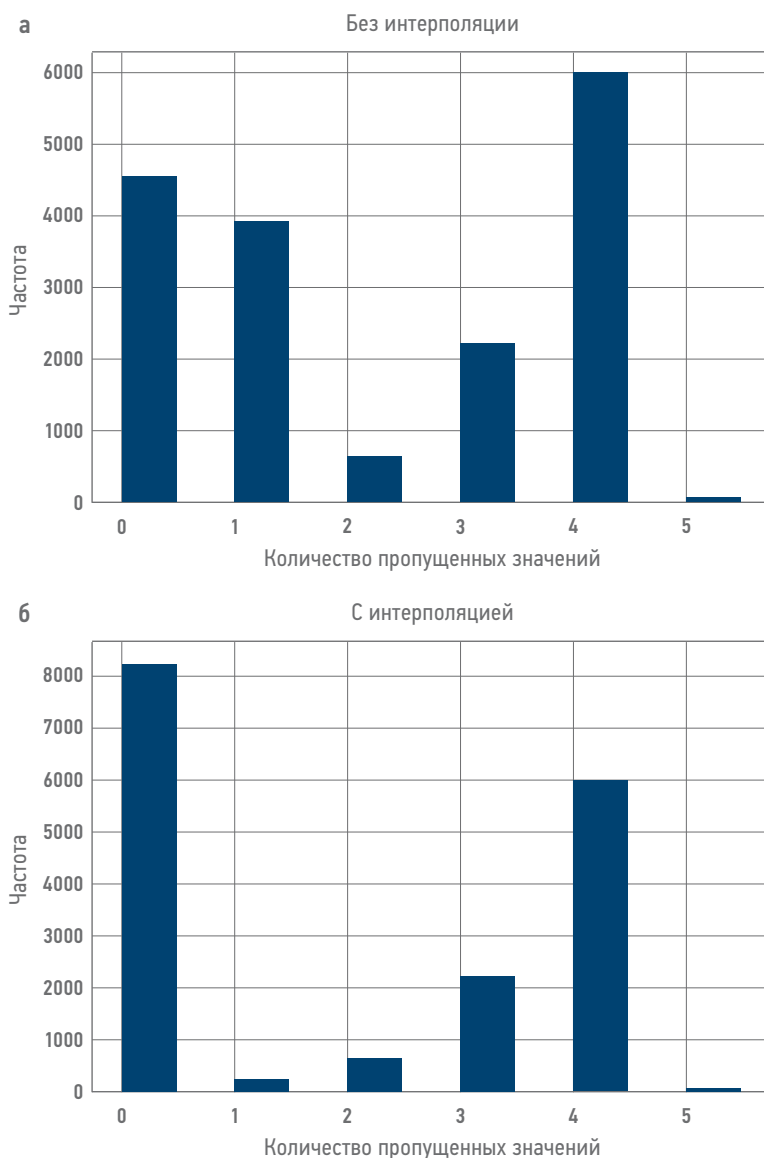


Рис. 2. а) гистограмма исходных данных; б) гистограмма после интерполяции, нарисовано при помощи Python (К.А. Печко)

Fig. 2 а) Histogram of the original data; б) Histogram of the data after interpolation. Drawn with Python (Konstantin A. Pechko)



Рис. 3. Увеличение точности моделей машинного обучения. Нарисовано при помощи Python (К.А. Печко)

Fig. 3. Increasing the accuracy of machine learning models. Drawn with Python (Konstantin A. Pechko)

без пропусков и улучшить качество работы моделей. В данной задаче получено увеличение объема данных на 98 %, что привело к улучшению точности работы моделей

в среднем на 41 %. Описанный в статье подход может быть применен в различных задачах интерполяции данных как для метамоделирования, так и для классического ИМА.

Список литературы

1. Печко КА, Сенькин ИС, Белоногов ЕВ. Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(2). — С. 114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>
2. Роберт Косова, Евгений Хжафай, Алтын Каррики. Отсутствующие данные в нефтяной промышленности и методы импутации с использованием Spss: влияние на оценку запасов. https://www.researchgate.net/publication/358922022_Missing_Data_In_The_Oil_Industry_And_Methods_Of_Imputations_Using_Spss_The_Impact_On_Reserve_Estimation
3. Куинлан Дж.Р. Индукция деревьев решений // Машинное обучение. — 1986. — Т. 1. — С. 81–106.
4. Дуглас Х. Джонсон. Незначительность проверки статистической значимости // Журнал управления дикой природой. — Wiley-VCH, 1999. — Вып. 3. — №. 63. — С. 763–772.

References

1. Pechko K.A., Senkin I.S., Belonogov E.V. Well modeling using machine learning methods for integrated modeling // PRONEFT. Professionally about oil, 2022, no. 7(2), pp. 114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>
2. Robert Kosova, Evgeni Xhafaj, Altin Karriqi. Missing Data In The Oil Industry And Methods Of Imputations Using Spss: The Impact On Reserve Estimation. https://www.researchgate.net/publication/358922022_Missing_Data_In_The_Oil_Industry_And_Methods_Of_Imputations_Using_Spss_The_Impact_On_Reserve_Estimation
3. Quinlan J. R. Induction of decision trees // *Machine learning*, 1986, vol. 1, pp. 81–106.
4. Douglas H. Johnson. The Insignificance of Statistical Significance Testing // *Journal of Wildlife Management*, Wiley-VCH, 1999, vol. 3, no. 63, pp. 763–772.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.А. Печко — разработал концепцию статьи, активно участвовал в подготовке текста статьи, в тестировании алгоритмов, оказывал экспертную поддержку.

А. А. Чупров — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование моделей.

А.А. Афанасьев — оказал экспертную поддержку в области интегрированного моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.В. Симонов — руководил работой, контролировал качество и сроки выполняемых работ.

Konstantin A. Pechko — developed the article concept, took an active part in the preparation of the text, took a part in model testing and provided expert support.

Artem A. Chuprov — prepared the text, developed the programming part, performed data processing and model testing.

Aleksandr A. Afanasiev — provided expert support in integrated modeling, approved the final version of the article.

Maksim V. Simonov — work management, quality control and timing of work performed.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Анатольевич Печко* — главный специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» 191186, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 71.
e-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Артем Андреевич Чупров — практикант, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Artem.Chuprov@skoltech.ru

Александр Андриянович Афанасьев — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Simonov.MV@gazpromneft-ntc.ru

Konstantin A. Pechko* — Chief specialist, Research and Educational Center «Gazpromneft-Polytech» 71, Moika River emb., 191186, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Artem A. Chuprov — Trainee, Gazprom-neft STC LLC 75–79, liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Artem.Chuprov@skoltech.ru

Aleksandr A. Afanasiev — Chief specialist, Gazprom-neft STC LLC 75–79, liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom-neft STC LLC 75–79, liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Simonov.MV@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ УСТАНОВКИ SNUBBING UNIT

© Коллектив авторов,
2023



**С.В. Тишкевич¹, И.А. Котов^{2,*}, Ф.И. Бреднев², А.И. Свищёв², С.В. Зименков²,
Л.Н. Сабитов³**

¹ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

Электронный адрес: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Первая промышленная революция случилась после внедрения механизации на производстве. Символом второй стала конвейерная сборка. Третья прошла под лозунгом смещения центра формирования добавленной стоимости из производства в сферу продаж и дизайна. Четвертая промышленная революция связана с бурно развивающимися технологиями. Сегодня можно с уверенностью говорить о технологиях, которые кардинально изменят мир через 5–10 лет.

Старая парадигма систем разработки месторождений нефти и газа, которая господствовала на протяжении прошлого столетия, базировалась на максимизации издержек на процессы их добычи. Новая парадигма — это концепция ценностей, моделей постановки проблем и их технических решений, направленных на динамичное развитие и рост капитализации компании в режиме реального времени.

Цель. Главный технологический вызов — проведение работ на скважинах с аномально высоким пластовым давлением без глушения. Поиск новых подходов и прорывных технологий в области текущего и капитального ремонта скважин.

Материалы и методы. На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако работа с аномально высокими пластовыми давлениями требует иных, высокотехнологичных методов. Глушение скважин — первый подготовительный этап перед началом цикла «жизни» скважины или уже в процессе добычи перед плановыми ремонтами и одна из самых дорогих статей затрат ввиду особенностей продуктивного горизонта — аномально высоких пластовых давлений. В данной статье предложен к рассмотрению материал о перспективной мобильной установке для ремонта скважин под давлением без проведения глушения.

Результаты. Предложенный метод ремонта скважин позволит сократить потери нефти при подготовке скважин к КРС, предотвратить разрушение эксплуатационной колонны вследствие длительного нахождения неисправной скважины под давлением, снизить стоимость ремонта, достичь проектного коэффициента охвата вытеснением за счет сокращения количества скважин аварийного фонда в ликвидацию, а также снизить число инцидентов HSE (Здоровье, Безопасность и Окружающая среда), сократить риски газонефтеводопроявлений.

Заключение. Новая высокотехнологичная мобильная установка Snubbing Unit значительно сократит затраты на глушение скважин и позволит вывести сегмент ТКРС на новый уровень.

Ключевые слова: текущий и капитальный ремонт скважин, глушение, аномально высокие пластовые давления, опытно-промышленные испытания, Snubbing Unit, нефть и газ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тишкевич С.В., Котов И.А., Бреднев Ф.И., Свищёв А.И., Зименков С.В., Сабитов Л.Н. Применение высокотехнологичной установки Snubbing Unit. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):167–172. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-167-172>

Статья поступила в редакцию 05.05.2023

Принята к публикации 07.06.2023

Опубликована 29.09.2023

APPLICATION OF HIGH-TECH INSTALLATION SNUBBING UNIT

**Sergey V. Tishkevich¹, Ivan A. Kotov^{2,*}, Filipp I. Brednev², Aleksandr I. Svishchev²,
Sergey V. Zimenkov², Linar N. Sabitov³**

¹Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

²Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

³Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

The first industrial revolution happened after the introduction of mechanization in production. The conveyor assembly became the symbol of the second one. The third was held under the slogan of shifting the center of value-added formation from production to sales and design. The fourth industrial Revolution is associated with rapidly developing technologies. Today we can confidently talk about technologies that will change the world in 5–10 years. The old paradigm of oil and gas field development systems, which prevailed over the past century, was based on maximizing the costs of their production processes. The new paradigm is a new concept of

values, problem-setting models and their technical solutions aimed at the dynamic development and growth of the company's capitalization in real time.

Purpose. The main technological challenge is to carry out work on wells with abnormally high reservoir pressure without jamming. Search for solutions to new approaches and breakthrough technologies in the field of routine and major well repairs.

Materials and methods. Now, various technological solutions have been tested and approaches to each type of wells have been identified that allow regulating the technological process. However, working with abnormally high reservoir pressures requires high-tech methods. Silencing of wells is the first preparatory stage before the start of the "life" cycle of a well or already in the production process before scheduled repairs, and one of the most expensive cost items in view of the features of the productive horizon — abnormally high reservoir pressures. In this article, the material on a promising mobile installation for repairing wells under pressure, without jamming, is proposed for consideration.

Results. The proposed method of well repair will reduce oil losses during the preparation of wells for cattle, prevent the destruction of the production column as a result of a long-term presence of a faulty well under pressure, reduce the cost of repairs, achieve the design displacement coverage factor by reducing the number of emergency fund wells in liquidation, as well as reduce the number of HSE (health and safety executive) incidents, reduce the risks of gas and oil production.

Conclusion. Thus, the new high-tech mobile installation Snubbing Unit will significantly reduce the cost of silencing wells and will take the current and major repairs of oil and gas wells to a new level.

Keywords: kill-fluid, jamming, routine and major well repairs, abnormally high reservoir pressures, pilot tests, Snubbing Unit, oil and gas

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

For citation: Tishkevich S.V., Kotov I.A., Brednev F.I., Svishchev A.I., Zimenkov S.V., Sabitov L.N. Application of high-tech installation Snubbing Unit. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):167–172. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-167-172>

Manuscript received 05.05.2023

Accepted 07.06.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

Учёные и инженеры-конструкторы нефтегазовой отрасли продолжительное время работали над созданием универсальной установки для ремонта скважин, с помощью которой непрерывный процесс ремонта был бы значительно проще и при этом сопутствующие затраты были бы существенно снижены либо совсем исключены, например жидкость глушения. Snubbing Unit дословно переводится как обрезающий узел, это значит, что спускоподъемные операции проводятся путём свинчивания и развинчивания колонны бурильных труб или насосно-компрессорных труб под давлением в отличие от предшественника мобильной установки Coil Tubbing.

На данный момент перед Компанией стоит задача адаптации новых технологических решений для повышения эффективности операций текущего, капитального ремонта скважин (ТКРС) и освоения за счет автоматизации процессов и повышения уровня HSE (Здоровье, Безопасность и Окружающая среда). Необходимость достижения сложных геологических целей приводит к росту числа высокотехнологичных скважин, освоение и ремонт которых требуют соответствующего уровня развития технологий. В рамках четвертой промышленной революции технологии во многих отраслях производства шагнули далеко вперед, и нефтяная промышленность не является исключением. Нефтяные компании, в том числе «Газпром нефть», держат курс на развитие высокоинтеллектуальных проектов и модернизацию действующих технологий. Проект Snubbing Unit не является исключением. Данная статья позволит обосновать применение высокотехнологичной установки Snubbing Unit в условиях АВПД и в дальнейшем реализовать в дочерних обществах Компании.

ЦЕЛИ

Целью статьи является описание эффектов от применения установки Snubbing Unit. Проект призван сократить потери нефти

ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТА СКВАЖИН С АВПД ВОЗМОЖНО БЕЗ ГЛУШЕНИЯ И ДЕМОНТАЖА ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ НА УСТАНОВКЕ SNUBBING UNIT.

Дополнительным преимуществом является большая грузоподъемность, что, в свою очередь, позволяет проводить ремонтные работы на глубоких скважинах, осложненных anomalously высокими пластовыми давлениями (АВПД). Кроме того, глушение этих скважин не обязательно и ремонт может быть выполнен без демонтажа фонтанной арматуры.

при подготовке скважин к текущему и капитальному ремонту, предотвратить разрушение эксплуатационной колонны вследствие длительного нахождения неисправной скважины под давлением, снизить стоимость ремонта, достичь проектного коэффициента охвата вытеснением за счет сокращения перехода аварийного фонда в ликвидацию, а также снизить число инцидентов HSE и сократить риски газонефтеводопроявлений (ГНВП).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако работа с АВПД требует высокотехнологичных методов. Глушение скважин — первый подготовительный этап перед началом цикла «жизни» скважины или уже в процессе добычи перед плановыми ремонтами и одна из самых дорогих статей затрат ввиду особенностей продуктивного горизонта — АВПД [1]. В данной статье предложен к рассмотрению материал о перспективной мобильной

установке для ремонта скважин под давлением без проведения глушения. Рассмотрим пример основного узла установки Snubbing Unit (рис. 1). На рис. 1 изображены основные узлы, позволяющие выполнять спускоподъемные операции в полуавтоматическом режиме. Установка характеризуется модульным дизайном, в котором основной блок, мачта и блок превенторов имеют блочно-рамное исполнение для облегчения логистики, в том числе и в труднодоступных регионах. Телескопическая мачта может быть выдвинута на необходимую высоту. Возможно проведение как автономных работ, так и вспомогательное использование установки совместно с буровым станком и подъемником текущего и капитального ремонта скважин. Установка укомплектована гидравлическим ротором, что позволяет производить вращение колонны труб и полностью соответствует требованиям к работе под давлением. На рис. 2 изображены ступени контроля внутритрубного давления, их можно разделить на три этапа. Первый этап — противоаварийный алгоритм. Если установить аварийный клапан не удастся, необходимо с помощью срезного

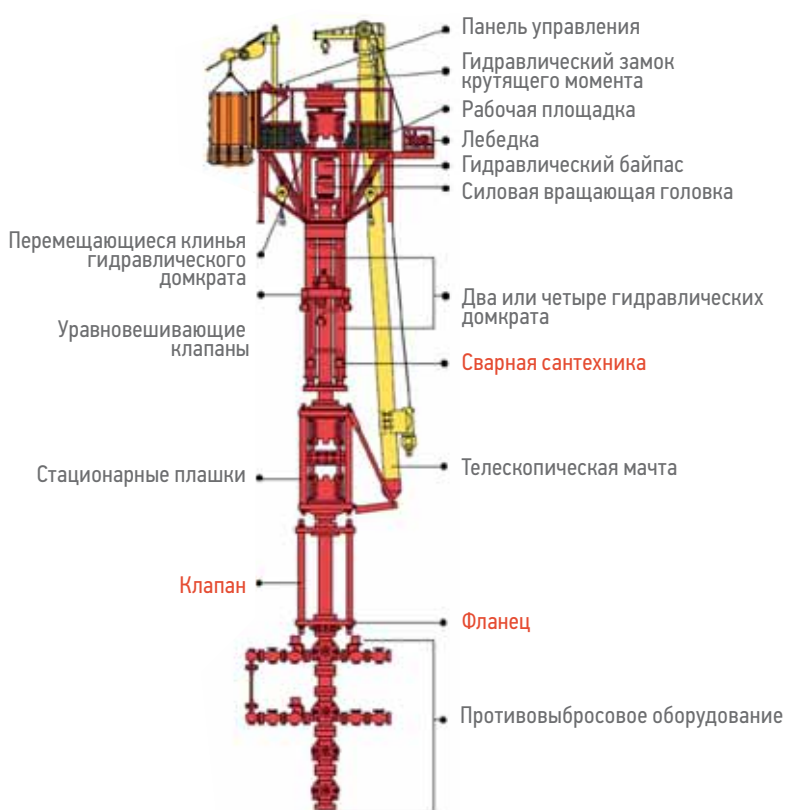


Рис. 1. Оборудование установки Snubbing Unit
(составлено И.А. Котовым, А.И. Свищёвым)
Fig. 1. Equipment of the Snubbing Unit installation
(prepared by Ivan A. Kotov, Aleksandr I. Svishchev)

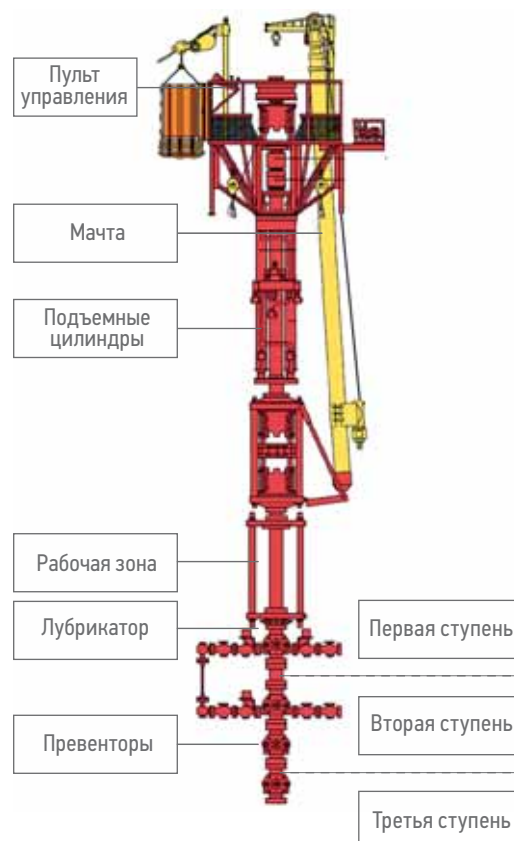


Рис. 2. Контроль внутритрубного давления
(составлено И.А. Котовым, А.И. Свищёвым)
Fig. 2. In-pipe pressure monitoring
(prepared by Ivan A. Kotov, Aleksandr I. Svishchev)

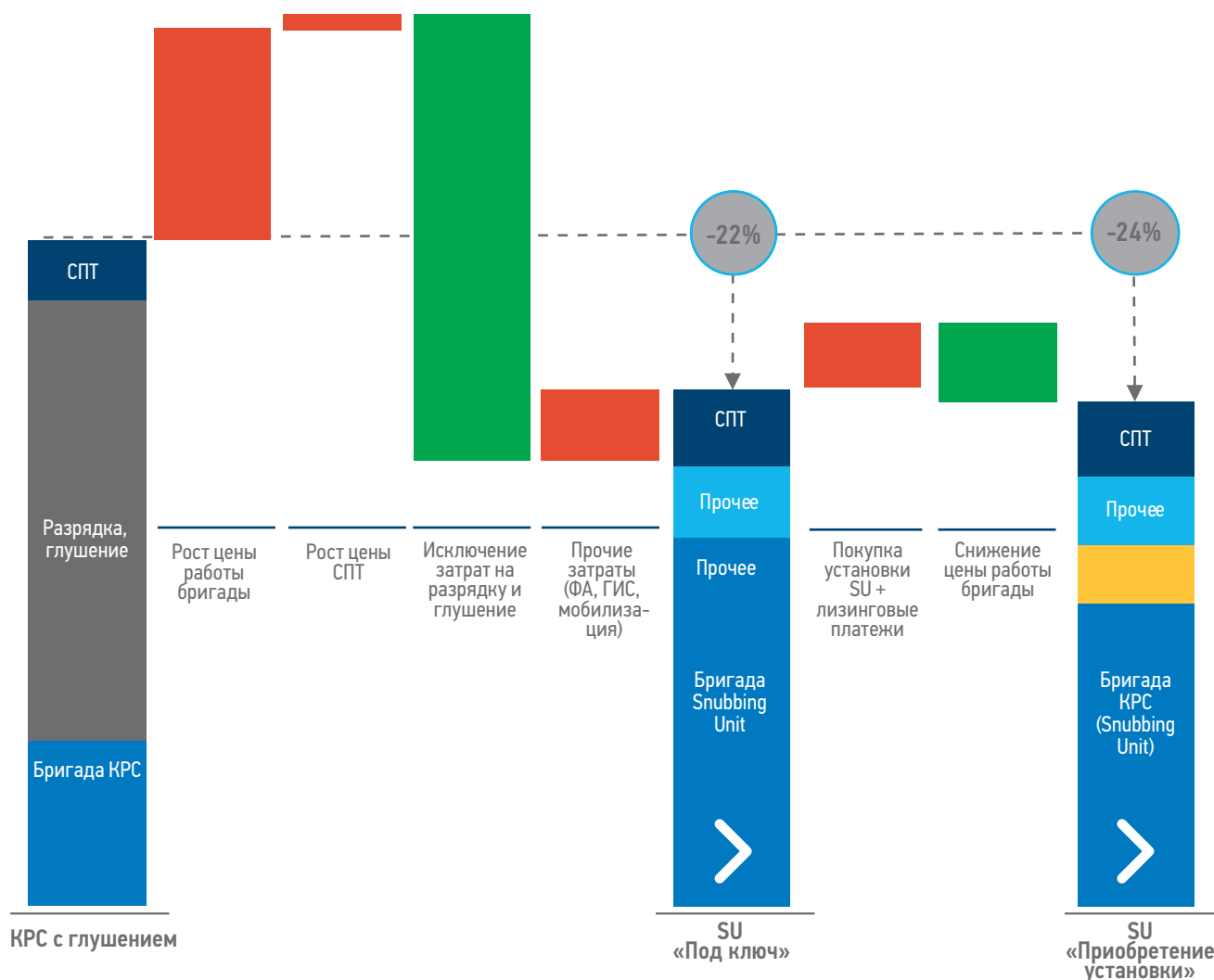


Рис. 3. Пример факторного анализа совокупной стоимости владения (составлено И.А. Котовым, А.И. Свищёвым, Л.Н. Сабитовым)
Fig. 3. Example of factor analysis of the total cost of ownership (prepared by Ivan A. Kotov, Aleksandr I. Svishchev, Linar N. Sabitov)

превентора срезать колонну и закрыть скважину.

Второй этап — индикация герметичности.

После перекрытия с помощью пробки, в колонну закачивается вода, в случае появления протечки своевременно устанавливается аварийный клапан.

Третий этап — перекрытие внутритрубного пространства. В зависимости от назначения и условий строительства скважины выбирают вариант перекрытия внутритрубного пространства: пробка в НКТ, пакер в НКТ, обратный клапан и другие механизмы контроля давления.

На рис. 3 изображен пример факторного анализа совокупной стоимости владения установкой Snubbing Unit. Из графика видно, что совокупное снижение затрат на разрядку и глушение ориентировочно будет значительным. Дополнительный эффект может быть получен при оказании услуги

с применением отдельного сервиса специализированной техники.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Применение высокотехнологичной установки Snubbing Unit потенциально позволит исключить затраты на жидкости глушения скважин с АВПД.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате решения поставленных задач, дальнейшего внедрения и организации производства необходимо провести опытно-промышленные испытания, по результатам которых можно будет подтвердить экономический эффект и приступить к этапу тиражирования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ТКРС — текущий и капитальный ремонт скважин;

АВГД — аномально высокое пластовое давление;

ССВ — совокупная стоимость владения

Список литературы

1. Юшин Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море. С. 10–127.

2. Техника и технологии для работы на скважинах под давлением без глушения. Jereh Group.

References

1. Yushin E.S. *Equipment and technology of current and capital repairs of oil and gas wells on land and at sea*. P. 10–127.

2. Equipment and technologies for working on wells under pressure without jamming.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.А. Котов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принимал участие в факторном анализе совокупной стоимости владения. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.В. Тишкевич — принял активное участие в организации и координации работ.

А.И. Свищёв — оказал экспертную поддержку в области применения высокотехнологичной установки Snubbing Unit, построения графики факторного анализа, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Л.Н. Сабитов — подготовил текст статьи, принимал участие в факторном анализе совокупной стоимости владения. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.В. Зименков — подготовил внутреннюю экспертизу статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ф.И. Бреднев — подготовил внутреннюю экспертизу статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Ivan A. Kotov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took part in the factor analysis of the total cost of ownership. He agrees to take responsibility for all aspects of the work, finally approved the published version of the article.

Sergey V. Tishkevich — took an active part in organizing and coordinating the work.

Aleksandr I. Svishchev — provided expert support in the field of using a high-tech Snubbing Unit, plotting factor analysis, and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Linar N. Sabitov — prepared the text of the article, participated in the factor analysis of the total cost of ownership. He agrees to take responsibility for all aspects of the work, finally approved the published version of the article.

Sergey V. Zimenkov — prepared an internal examination of the article. He agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Filipp I. Brednev — prepared an internal examination of the article. He agrees to take responsibility for all aspects of the work, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Александрович Котов* — руководитель проектов, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Ivan A. Kotov* — Project manager, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Сергей Викторович Тишкевич — директор программ внутрискважинных работ, ПАО «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5, литер А.
e-mail: Tishkevich.SV@gazprom-neft.ru

Александр Игоревич Свищёв — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная
Реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Svishchev.AI@gazprom-neft.ru

Линар Наилевич Сабитов — главный специалист по сопровождению текущего и капитального ремонта скважин, ООО «Газпромнефть-Хантос»
628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина,
д. 56.
e-mail: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

Сергей Владимирович Зименков — эксперт по текущему и капитальному ремонту скважин, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная
реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Zimenkov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Филипп Игоревич Бреднев — директор программ технологического развития, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная
реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Brednev.FI@gazpromneft-ntc.ru

Sergey V. Tishkevich — Director of downhole work programs, Gazprom-neft PSC
3–5 letter A, Pochtamtskaya str., 190000, Saint
Petersburg, Russia.
e-mail: Tishkevich.SV@gazprom-neft.ru

Aleksandr I. Svishchev — Head of the direction, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Svishchev.AI@gazprom-neft.ru

Linar N. Sabitov — Chief specialist in maintenance of current and capital repairs of wells, Gazpromneft-Khantos STC LLC
56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

Sergey V. Zimenkov — Expert on current and major well repairs, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Zimenkov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Filipp I. Brednev — Director of Technological Development Programs, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Brednev.FI@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ УДАЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В.В. Евсеев^{1,*}, П.М. Никитин², Д.Д. Крепостнов³

¹АО «ТомскНИПИнефть», РФ, Томск

²ООО «РН-ЦЭПИТР», РФ, Тюмень

³ПАО «НК «Роснефть» РФ, Москва

Электронный адрес: EvseevVV@tomsknpi.ru

Введение. Данная статья является обобщением исследовательских и промысловых работ ПАО «НК «Роснефть», посвященных различным аспектам применения систем удаления фильтрационных корок буровых растворов.

Цель. Статья показывает основные проблемные моменты и указывает путь их преодоления для максимизации технологического и экономического эффекта от применения брейкерных систем на месторождениях углеводородного сырья. Работа над этой статьей стала возможна благодаря слаженным действиям специалистов из ряда дочерних обществ компании «Роснефть», которым удалось совместить инженерные подходы мировых практик, а также собственные разработки и методологии Компании.

Материалы и методы. В работе рассмотрены системы удаления фильтрационных корок буровых растворов различной химической природы.

Результаты. На основании проведенных лабораторных исследований и промысловых работ показано, что применение систем удаления фильтрационных корок буровых растворов может не дать предполагаемой эффективности с точки зрения достижения потенциальной продуктивности скважин. Данное обстоятельство может быть вызвано различными факторами, начиная от физико-химических свойств пластовых флюидов и технологических жидкостей и заканчивая особенностями применения технологии удаления фильтрационных корок. Для максимизации эффекта от применения брейкерных систем и устранения неопределенностей при выборе технологии, рекомендуется перед проведением работ подбирать технологические жидкости к каждому конкретному объекту разработки, а также оценивать готовность кустовой площадки к процедуре замещения с бурового раствора на брейкерный состав, при этом сравнивая аналогичные технологии от разных производителей по унифицированным лабораторным тестам, зафиксированным в соответствующих регламентах.

Заключение. Ключевым фактором достижения технологической и экономической эффективности будет применение факторного анализа по выявлению истинной потенциальной продуктивности новых скважин для сравнения с фактическими показателями вводимых в разработку новых скважин. При этом очевидно, что применение брейкерных систем для горизонтальных скважин без ГРП является мощным инструментом приближения фактических показателей продуктивности скважин к потенциальным. Это возможно благодаря слаженным действиям групп специалистов из смежных областей: буровиков, геологов и технологов. Важным шагом к систематизации данного процесса является создание регламента, всесторонне раскрывающего методологию достижения эффективности применения брейкерных систем на месторождениях добычи углеводородного сырья.

Ключевые слова: буровой раствор, брейкер, фильтрационная корка, коэффициент восстановления проницаемости, пластовые флюиды, продуктивный горизонт

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Евсеев В.В., Никитин П.М., Крепостнов Д.Д. Проблемы и перспективы применения систем удаления фильтрационных корок буровых растворов на месторождениях добычи углеводородного сырья. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):173–178. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-173-178>

Статья поступила в редакцию 26.04.2023

Принята к публикации 30.05.2023

Опубликована 29.09.2023

PROBLEMS AND PROSPECTS OF APPLICATION OF BREAKERS SYSTEM FILTER CAKE OF
RESERVOIR DRILLING FLUIDS IN HYDROCARBON PRODUCTION FIELDS

Vladimir V. Evseev^{1,*}, Pavel M. Nikitin², Dmitriy D. Krepostnov³

¹TomskNIPIneft, RF, Tomsk

²RN-TSEPI TR LLC, RF, Tyumen

³Rosneft Oil Company, RF, Moscow

E-mail: EvseevVV@tomsknpi.ru

Introduction. This article is a generalization of the research and field work, devoted to various aspects of the use of systems for removing filtration crusts of drilling fluids.

Purpose. The article shows the main problematic points and indicates the way to overcome them in order to maximize the technological and economic effect of the use of breaker systems in the hydrocarbon deposits. The work on this article became possible thanks to the coordinated actions of competent specialists from a number of Rosneft Oil Company subsidiaries, who managed to combine engineering approaches of world practices, as well as the Company's own developments and methodologies.

Materials and methods. The paper considers systems for removing filtration crusts of drilling fluids of various chemical nature.

Results. Based on the conducted laboratory studies and field work, it is shown that the use of systems for removing filtration crusts of drilling fluids may not give the expected efficiency in terms of achieving the potential productivity of wells. This circumstance can be caused by various factors, ranging from the physico-chemical properties of reservoir fluids and process fluids and ending with the peculiarities of the use of filtration crusts removal technology. To maximize the effect of the use of breaker systems and eliminate uncertainties in the choice of technology, it is recommended to select process fluids for each specific development object before carrying out work, as well as to assess the readiness of the bush site for the replacement procedure from drilling mud to a breaker composition, while comparing similar technologies from different manufacturers according to unified laboratory tests fixed in the relevant regulations.

Conclusion. A key factor in achieving technological and economic efficiency will be the use of factor analysis to identify the true potential productivity of new wells for comparison with the actual indicators of new wells being put into development. At the same time, it is obvious that the use of bracket systems for horizontal wells without hydraulic fracturing is a powerful tool for approximating actual well productivity indicators to potential ones. This is possible thanks to the coordinated actions of groups of specialists from related fields: drillers, geologists and technologists. An important step towards the systematization of this process is the creation of regulations that comprehensively disclose the methodology for achieving the effectiveness of the use of breaker systems in hydrocarbon production fields.

Keywords: drilling mud, filter cake breakers system, filter cake, formation damage, well fluids, production well

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

For citation: Evseev V.V., Nikitin P.M., Krepostnov D.D. Problems and prospects of application of breakers system filter cake of reservoir drilling fluids in hydrocarbon production fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):173–178. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-173-178>

Manuscript received 26.04.2023

Accepted 30.05.2023

Published 29.09.2023

ВВЕДЕНИЕ

При вводе в работу новых добывающих скважин, заканчиваемых без проведения гидравлического разрыва пласта, существуют риски получения неоптимальных дебитов жидкости за счет ухудшения степени гидродинамической связи пласта со скважиной, а также в условиях фильтрового заканчивания существует риск преждевременной закупорки фильтра частицами фильтрационной корки. Для скважин, заканчиваемых

противопесчаных фильтров дополнительным фактором возможного снижения продуктивности является преждевременная кольматация фильтра как на этапе спуска его в скважину, так и при выводе скважины на режим.

ЦЕЛЬ

Показать основные проблемные моменты и предложить путь их преодоления для максимизации технологического и экономического эффекта от применения брейкерных систем на месторождениях углеводородного сырья.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для удаления фильтрационных корок буровых растворов в настоящее время применяются различные составы. Наиболее простым из них является раствор соляной кислоты. Однако ее применение имеет ряд недостатков. Для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием

РАЗРАБОТКА РЕГЛАМЕНТА ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ
БРЕЙКЕРНЫХ СИСТЕМ ПОЗВОЛИТ ОЦЕНИТЬ
ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ
ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕСТОВ И ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА.

открытым забоем, ключевым будет являться качество вскрытия объекта разработки, в первую очередь степень проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и полнота удаления фильтрационной корки бурового раствора. Для скважин с применением

глинистых минералов, особенно из группы смектитов, ее применение может быть неэффективным, вплоть до обратного эффекта — потери проницаемости пласта по нефти. К тому же кислотные составы не позволяют равномерно удалить фильтрационную корку по стволу, имеют высокую коррозионную агрессивность. В связи с этим сервисные компании предлагают ряд альтернатив, и на сегодня можно выделить несколько различных подходов к разрушению фильтрационной корки бурового раствора:

- комплексные составы на основе хелатообразующих агентов с энзимами для воздействия как на кольматант, так и на полимерную группу фильтрационной корки;
- использование органических кислот и/или предшественников органических кислот на основе эфиров муравьиной кислоты, способных при взаимодействии с водой гидролизироваться с выделением кислоты для разложения биополимеров и карбоната кальция. Данное направление также перспективно с точки зрения контроля времени реакции;
- комплексные окислители и внутренние окислители. Влияют на разрыхление фильтрационной корки. Позволяют контролировать время реакции посредством регулирования водородного показателя среды.

Несмотря на большой накопленный опыт применения систем удаления фильтрационных корок в мировой практике и в российских добывающих компаниях, существует целый ряд сложностей в применении брейкерных составов. Их можно разделить на 3 группы проблем, связанных с:

- оценкой эффективности применения;
- техническими и технологическими сложностями установки и размещения брейкера;
- качеством входного контроля партий химических реагентов.

В силу специфики применения брейкерных составов, заключающейся в их использовании до стадии освоения скважины, остро стоит проблема оценки эффективности применения. Для скважин, вводимых из бурения, отсутствуют данные по работе скважин на псевдоустановившемся режиме, а запускные дебиты, рассчитанные по скважинам окружения, в силу неоднородности коллектора, неопределенностей в оценке пластового давления и других факторов могут быть рассчитаны с большой погрешностью. Данная погрешность с равной вероятностью может быть как со знаком плюс, так и со знаком минус, соответственно эффект от применения брейкерных систем может быть

неверно интерпретирован. Отлично сработавшая технология может быть скрыта завышенным плановым дебитом скважины и наоборот. Одним из немногих вариантов контроля эффективности работы состава является проведение после обработки пласта ГДИС по оценке пластового давления, скин-фактора и других параметров с последующим факторным анализом по выявлению наиболее вероятного потенциального дебита новых скважин. Оптимальным является выделение опытного участка на месторождении с проведением подобного анализа на скважинах, вводимых в работу с применением брейкерных систем и без них. Данный подход позволяет скорректировать потенциальный дебит скважин и, с учетом фактических дебитов, выявить реальную эффективность, с последующей оценкой целесообразности применения брейкерных составов.

Следующей важной проблемой является отсутствие стандартизованного перечня требований к технологиям, включая список лабораторных тестов, служащих для подтверждения правильности выбора той или иной системы удаления фильтрационных корок бурового раствора в каждом конкретном случае. В настоящее время применяются следующие тесты.

1. Определение коррозионной агрессивности. Оптимальным является применение в качестве купонов для тестов образцов, изготовленных из материала используемых фильтров/хвостовиков и т.д.
2. Определение совместимости с пластовыми флюидами.
3. Определение разрушающей способности брейкерного состава по типу Crash Test.
4. Определение коэффициента восстановления проницаемости керна по нефти ($K_{\text{восст}}$) после воздействия бурового раствора и брейкерного состава.

Тесты №1 и 2 являются базовыми, стандартными тестами для любых технологических жидкостей, используемых в нефтепромысловом деле. Тест №3 не стандартизован. Общий принцип изложен в [1–3]. Пример результатов тестирования в мобильной полевой лаборатории, доукомплектованной фильтр-прессом высокого давления и высокой температуры (НРПТ фильтр-пресс), приведен на рис. 1. Видно, что брейкер растворил полисахаридную часть корки — добавление йода не дает синий окрас.

Проблемным местом данного теста является то, что керамические диски, выпускаемые для фильтр-прессов НРПТ, имеют ограниченный сортамент по пористости и проницаемости. Так, самым низкопроницаемым диском является диск с проницаемостью (по воздуху)



Рис. 1. Вид исходной фильтрационной корки бурового раствора (а), после выдержки в брейкерном составе (б) и после тестирования на остатки полисахаридной составляющей (в) (АО «ТомскНИПИнефть»)

Fig. 1. View of the original filter cake of the drilling fluid (a), after exposure to the breaker composition (б) and after testing for the remains of the polysaccharide component (в) (TomskNIPIneft)

в 400 мД, что делает его неактуальным для подавляющего большинства разрабатываемых на сегодня в России месторождений нефти. Вторым важным фактором является то, что в керамических дисках выдержана средняя пористость, что также искажает результаты тестов, так как керн реальной породы продуктивного горизонта может быть существенно неоднороден. Таким образом, для низкопроницаемых пластов при соответствии пористости и проницаемости реальным пластовым условиям предпочтительно использовать, например, диски, изготовленные из керна рассматриваемых месторождений. Фильтрационная корка при этом может существенно отличаться от той, что получается на керамическом диске завышенной проницаемости.

Тест №4 дает интегральное понимание о влиянии технологических операций с применением различных технологических жидкостей на проницаемость пород коллектора. При этом итоговый результат учитывает все виды возможного влияния: проникновение фильтрата в пласт, неполный отрыв фильтрационной корки, проникновение частиц фильтрационной корки в керн, соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой жидкости. В работе [4] показано, что для высокопроницаемого пласта основной вклад в потерю продуктивности скважины вносят концентрация твердых частиц в фильтрате и доля удержанных в поровом пространстве компонентов бурового раствора. При этом вклад соотношения вязкости фильтрата бурового раствора и пластового флюида незначителен. Следует отметить, что в работе [4] использовались близкие значения вязкостей фильтрата бурового раствора и нефти в пластовых условиях: 0,8 и 0,85 мПа·с соответственно. При этом оценивалось влияние данных параметров, не превышающее 5 % отклонения от данных величин. В работе [5] показано, что для терригенных коллекторов соотношение вязкостей фильтрата и нефти может играть ключевую роль в недостижении планового дебита

скважин. При соотношении вязкости нефти и фильтрата, близким к 1:1, брейкерный состав работает хорошо, при соотношении 50:1 результаты сильно меняются. При этом природа брейкерного состава играет значительно меньшую роль. Ключевую же роль играет работа капиллярных сил в низкопроницаемой породе и соотношение вязкостей флюидов.

- Одним из аргументов за применение брейкерных составов является наличие в технологиях заканчивания скважин противопесчаных фильтров. В случае применения фильтра скважинного, вне зависимости от конструктивного исполнения и размера ячейки, с целью исключения кольтматации фильтрационной коркой при вызове притока, обработка призабойной зоны комплексными брейкерными системами является обязательным этапом заканчивания скважины (рис. 2). При этом условием для безаварийного и максимально эффективного размещения брейкерного состава в продуктивном интервале является наличие комплекса дополнительного оборудования, позволяющего осуществлять циркуляцию жидкости через башмак обсадной колонны.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Учитывая вышеизложенное, для максимизации эффекта от применения брейкерных систем и устранения неопределенностей при выборе технологии рекомендуется разработать стандарт, предусматривающий исходя из характеристик продуктивных горизонтов и свойств пластовых флюидов:

- необходимый и достаточный перечень унифицированных лабораторных исследований с подробным указанием методик проведения тестов;
- перечень наиболее приемлемых технических и технологических решений для различных конструкций скважин;
- методику факторного анализа по выявлению истинного потенциального дебита

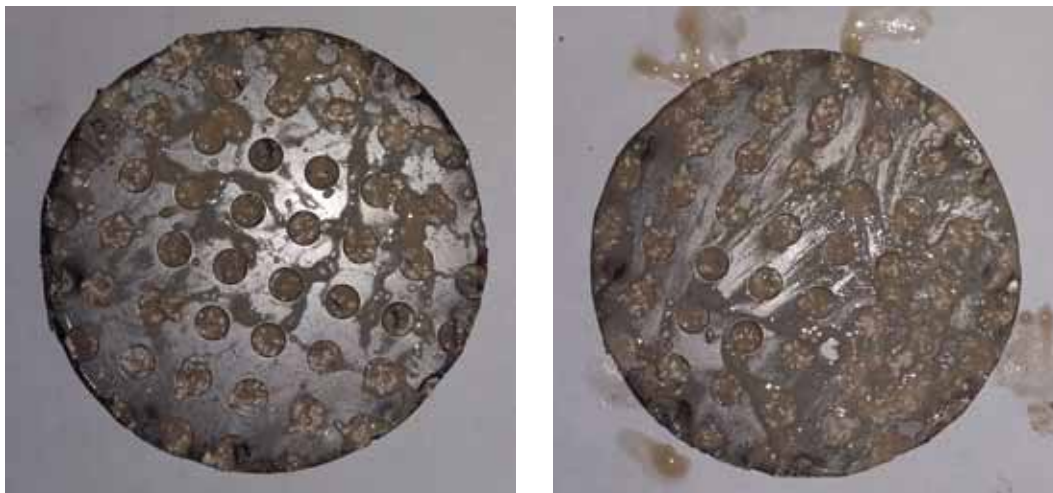


Рис. 2. Пример закупорки фильтровых элементов. Отсутствие течения жидкости (авторство ООО «РН-ЦЭПИТР»)
Fig. 2. Example of blockage of filter elements. No fluid flow (authorship «RN-TSEPiTR» LLC)

новой скважины для технологической и экономической оценки эффективности применения брейкерных систем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Очевидно, что применение брейкерных систем для горизонтальных скважин без ГРП является мощным инструментом

приближения фактических дебитов скважин к потенциальным. Это возможно благодаря слаженным действиям групп специалистов из смежных областей: буровиков, геологов и технологов. Важным шагом к систематизации данного процесса является создание регламента, всесторонне раскрывающего методологию достижения эффективности применения брейкерных систем на месторождениях добычи углеводородного сырья.

Список литературы

1. Терещук МС., Никитин ПМ. Обработка призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым забоем брейкерным составом // *EZY-FLOW*. — 2018. — №3. — С. 44–45. <https://burneft.ru/archive/issues/2018-03/44>
2. Brad Todd, Rob Murphy. Laboratory Device for Testing of Delayed-Breaker Solutions on Horizontal Wellbore Filter Cakes / SPE 68968-MS. — Halliburton Energy Services, Inc. — May 2001.
3. Matthew Law, George W. Chao, Hafeez Ab Alim, Elsamma Samuel, Aziz Ejan, Abdul Hameed Mohsen, Mathew Samuel. A Step Change in Open Hole Gravel Packing Methodology: Drilling Fluid Design and Filter Cake Removal Method / SPE 105758-MS. — Schlumberger Well Services, Schlumberger Well Services MEA Client Support Laboratory.
4. Макарова А.А. и др. Анализ чувствительности динамики очистки скважины и околоскважинной зоны к параметрам пласта, перфорации и свойствам бурового раствора. Нефтяное хозяйство, 2015. — №3. — С. 79–83;
5. Евсеев В.В., Поджорытов А.Н., Серебряков А.А. Проблемы выбора системы удаления фильтрационных корок буровых растворов с учетом специфики пластовых флюидов и свойств продуктивного горизонта // Нефть. Газ. Новации. 2021. — №2. — С. 52–55.

References

1. Tereshchuk M.S., Nikitin P.M. Processing of the bottom-hole zone of the borehole when finishing with an open face with a breker composition // *EZY-FLOW*. — 2018. — No. 3. — pp. 44–45. <https://burneft.ru/archive/issues/2018-03/44>
2. Brad Todd, Rob Murphy. Laboratory Device for Testing of Delayed-Breaker Solutions on Horizontal Wellbore Filter Cakes / SPE 68968-MS. — Halliburton Energy Services, Inc. — May 2001.
3. Matthew Law, George W. Chao, Hafeez Ab Alim, Elsamma Samuel, Aziz Ejan, Abdul Hameed Mohsen, Mathew Samuel. A Step Change in Open Hole Gravel Packing Methodology: Drilling Fluid Design and Filter Cake Removal Method / SPE 105758-MS. — Schlumberger Well Services, Schlumberger Well Services MEA Client Support Laboratory.
4. Makarova A.A. et al. Analysis of the sensitivity of the dynamics of the cleaning of the well and the near-well zone to the parameters of the formation, perforation and properties of the drilling mud. *Oil Industry*, 2015. — No. 3. — pp. 79–83.
5. Evseev V.V., Podjorytov A.N., Serebryakov A.A. Problems of choosing a system for removing filtration crusts of drilling fluids taking into account the specifics of reservoir fluids and the properties of the productive horizon. *Oil Gas. Innovations*. 2021. — No. 2. — pp. 52–55.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.В. Евсеев — разработка концепции статьи, подготовка текста статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

П.М. Никитин — подготовка текста статьи.

Д.Д. Крепостнов — концепция статьи.

Vladimir V. Evseev — development of the concept of the article, preparation of the text of the article. He agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel M. Nikitin — preparation of the text of the article.

Dmitriy D. Krepostnov — article concept.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Викторович Евсеев* — начальник отдела технологического контроля, АО «ТомскНИПИнефть»
634027, Россия, г. Томск, пр. Мира, д. 72.
e-mail: EvseevVV@tomsknpi.ru

Павел Михайлович Никитин — старший менеджер сектора инжиниринга заканчивания, ООО «РН-ЦЭПИТР»
625000, Россия, г. Тюмень, ул. Первомайская, д. 6.
e-mail: pmnikitin@ceptr.rosneft.ru

Дмитрий Дмитриевич Крепостнов — руководитель проекта управления технологий и инжиниринга, ПАО «НК «Роснефть»
107045, Россия, г. Москва, ул. Дубининская, д. 31А.
e-mail: d_krepostnov@rosneft.ru

Vladimir V. Evseev* — Head of the Process Control Department of JSC "TomskNIPIneft"
72, Mira Ave., 634027, Tomsk, Russia.
e-mail: EvseevVV@tomsknpi.ru

Pavel M. Nikitin — Senior manager of the Completion Engineering Sector, LLC "RN-TSEPiTR"
6, Pervomayskaya str., 625000, Tyumen, Russia.
e-mail: pmnikitin@ceptr.rosneft.ru

Dmitriy D. Krepostnov — Project manager of the Technology and Engineering Department, Rosneft Oil Company
31A, Dubininskaya str., 107045, Moscow, Russia.
e-mail: d_krepostnov@rosneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ЦЕПОЧЕК ПОСТАВОК В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

© Д.О. Шкляев, 2023



Д.О. Шкляев

ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: shklyaev.do@gazprom-neft.ru

Введение. Имитационное моделирование прочно вошло в рабочий процесс управления цепочками поставок в мире. Вертикально интегрированные нефтяные компании (далее — ВИНК) РФ также эпизодически применяют инструменты имитационного моделирования при проектировании цепочек поставок.

Цель. Представить на примерах возможность и эффективность применения инструментов имитационного моделирования при планировании и выстраивании нефтяной логистики. Статья содержит теоретический анализ возможности применения инструментов имитационного моделирования и практический обзор методов повышения эффективности с помощью применения имитационного моделирования при решении управленческих задач логистики в нефтяной отрасли.

Материалы и методы. Методика исследования базировалась на анализе публикационной активности в базе данных Scopus, WoS по соответствующим тематическим запросам.

Результаты. В результате применения имитационного моделирования можно добиться решения множества задач, связанных с выстраиванием цепочек поставок в нефтяной отрасли.

Заключение. Результаты проведенного исследования позволяют сделать вывод о том, что моделирование логистических процессов в нефтяной отрасли может быть успешно осуществлено с помощью имитационного моделирования. Это подтверждают и теоретические исследования, и практические разработки. Безусловным преимуществом использования имитационного моделирования является возможность построения модели в 3D до начала фактического инвестирования в факторы производства (перевалочные терминалы, транспортные средства и пр.). При этом к настоящему времени применение имитационного моделирования при решении возникающих задач в нефтяной логистике является скорее исключением, чем правилом. Важно расширять сферы и частоту его использования в целях экономии средств и повышения качества принимаемых решений.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, имитационное моделирование, логистика, управление цепями поставок, агентное моделирование

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Шкляев Д.О. Имитационное моделирование как инструмент обеспечения эффективности планирования цепочек поставок в нефтяной отрасли. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(3):179–185. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-179-185>

Статья поступила в редакцию 19.06.2023

Принята к публикации 07.07.2023

Опубликована 29.09.2023

SIMULATION AS A TOOL FOR EFFICIENT SUPPLY CHAIN PLANNING IN THE OIL INDUSTRY

Daniil O. Shklyaev

Gazprom-neft PJSC, RF, Saint Petersburg

E-mail: shklyaev.do@gazprom-neft.ru

Background. Simulation has become an integral part of supply chain management. Oil companies use simulation tools from time to time when designing supply chains.

Aim. To provide examples of the possibility and effectiveness of using simulation in planning oil logistics. The article includes a theoretical analysis of the possibility of using simulation and practical review of the effectiveness of using simulation in solving logistic problems in the oil industry.

Methods. The research methodology represents an analysis of publication activity in Scopus, WoS.

Results. As a result, it is possible to achieve a solution to any problems related to building supply chains in the oil industry.

Conclusion. As a result of the study, it is possible to state that the modeling of logistics processes in the oil industry can be successfully implemented using simulation. This is confirmed by both theoretical studies and practical developments. The undoubted advantage of using simulation, in this case, is the ability to build a model in 3D, before actually investing in production factors (terminals, vehicles, etc.). At the same time, using simulation in solving problems in oil logistics is the exception rather than the rule. It is important to expand the scope and frequency of its application in order to save money and improve the quality of decision-making.

Keywords: oil industry, simulation, logistics, supply chain management, agent modeling

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

For citation: Shklyayev D.O. Simulation as a tool for efficient supply chain planning in the oil industry. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(3):179–185. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-179-185>

Manuscript received 19.06.2023

Accepted 07.07.2023

Published 29.09.2023

ЛОГИСТИКА В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Эффективность и бесперебойность логистических процессов — это, как правило, не самый заметный, но ключевой элемент в бизнесе нефтегазовой компании. Любой сбой в нефтяной логистике может нанести серьезный ущерб не только компании и ее репутации, но и государству, например в случае отсутствия моторного топлива на автозаправочных станциях в том или ином регионе. Под нефтяной логистикой будем понимать управление потоками и запасами, возникающими на всех стадиях и звеньях организационно-технологической цепи производства и поставок нефти и нефтепродуктов для удовлетворения нужд потребителей с оптимальными издержками.

Проблемам транспортировки нефти и нефтепродуктов в российской и зарубежной литературе посвящено немало работ, в которых достаточно широко освещены теоретические аспекты данной тематики. Так, например, в работах Коршака А.А. [8] и Щербанина Ю.А. [16, 17] дано описание основных отличительных характеристик различных видов транспорта при транспортировке нефти и нефтепродуктов и рассмотрены их преимущества и недостатки. В настоящее время в нефтяной отрасли используются практически все логистические технологии, которые возникли и были разработаны по мере развития экономики в целом и усложнения технико-технологических систем производства продукции в частности.

АГЕНТНЫЙ ПОДХОД ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МОЖНО УСПЕШНО ПРИМЕНЯТЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ЛОГИСТИКИ.

Вместе с тем в нефтегазовой отрасли имеются и свои особенности.

- 1) Нефтяная отрасль производит до 180 различных материалов, полуфабрикатов, конечных товаров. Продукция отрасли представлена в трех фазах — газообразной,

жидкой и твердой. В процессе производства конечный продукт может переходить из одной фазы другую, меняя свои химические свойства. Таким образом, используемые в процессе передвижения материального потока от скважины до конечного потребителя логистические технологии разнообразны. В связи с этим службы логистики непрерывно перестраиваются под перевозку того или иного вида груза.

- 2) Службы управления логистикой нефтяных компаний формируют логистические схемы совместно со строительными, буровыми, перерабатывающими предприятиями, монополистами в сфере транспортного обеспечения. В отличие от служб управления логистикой, работающих в крупных мегаполисах, службам управления логистикой в нефтяной отрасли зачастую приходится принимать решения, не имея сети дорог, складов.

Для решения управленческих задач в нефтяной логистике могут и должны применяться цифровые инструменты. Одним из таких инструментов является имитационное моделирование.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЦЕПЯМИ ПОСТАВОК

Методы и инструменты моделирования чрезвычайно популярны, и множество публикаций отечественных и зарубежных исследователей посвящены раскрытию понятия моделирования, классификации и характеристикам моделей, примерам применения в различных областях знаний, например [1, 2, 4, 7, 9, 10, 13, 17, 18, 22, 23, 25]. В работах [3, 5, 6, 14] рассматриваются основы и типизация видов имитационного моделирования и их применение в управлении, приводится хронология проводимых исследований в области имитационного моделирования, раскрываются понятия «агентное моделирование», «системная динамика» и пр.

В настоящее время самым популярным методом имитации и технологией распределенного искусственного интеллекта, безусловно, является агентное моделирование [11]. Агентный подход предполагает, что поведение системы образуется из взаимосвязей множества агентов, каждый из которых обладает определенными особенностями поведения.

На текущий момент существует большое количество программ, в которых возможно создавать и проводить эксперименты на имитационных моделях. Одной из таких программ является продукт AnyLogic. Базовая концепция AnyLogic заключается в том, что модель описывается набором взаимодействующих и параллельно функционирующих активностей. Применение техник имитационного моделирования обеспечивает:

- визуализацию бизнес-процессов, возможности проводить анализ узких мест в динамике;
- возможность сбора и анализа количественных показателей эффективности бизнес-процессов;
- выполнение реинжиниринга, сравнение по количественным показателям вариантов «как есть» и «как должно быть»;
- оптимизацию бизнес-процессов.

Имитационные модели всегда динамические, что позволяет исследовать поведение моделируемого бизнес-процесса как развивающегося процесса по определенной траектории в течение некоторого периода модельного времени, предсказывать будущие состояния, тенденции развития с учетом их взаимодействия и влияния факторов внешней среды в условиях неопределенности [12].

Таблица 1. Обзор научных источников в области применения имитационного моделирования при решении проблем управления цепями поставок
Table 1. Review of scientific sources on simulation in solving supply chain management problems

№	Автор/авторы	Концептуальные положения	Вывод, сделанный для решения задач текущего исследования
1	Parunak H.V.D. [21]	Переход к управлению цепями поставок означает, что производственная система географически распределена, а децентрализация логистических объектов уменьшает «узкие» места в коммуникациях и позволяет различным функциональным частям компании продолжать работу во время сбоев. Конкурентоспособность теперь все больше зависит от частой корректировки работы системы с целью отслеживания требований клиентов. Способность агентно-ориентированных моделей работать с динамически изменяющимися структурами означает, что теперь компьютерные модели могут быть применимы для управления системами, которые ранее требовали обширного внимания руководства. Повышенная сложность, с которой могут работать агенты, также расширяет круг операционных проблем, к которым они могут быть применимы	Агентно-ориентированное моделирование может быть применимо для решения задач менеджмента
2	Macal C., North M. [20]	В агентно-ориентированных моделях цепей поставок агентами являются фирмы, принимающие решения о поставках, заказах материалов, хранении, доставке, расширении мощностей. В таких моделях агенты сотрудничают и коллективно выполняют задачу цепи поставок. Развитие инструментов моделирования, доступность данных о взаимодействии агентов, а также достижения в области ИИ сделали возможным применимость агентно-ориентированных моделей в различных секторах экономики	Агентно-ориентированное моделирование может быть применимо для решения управленческих проблем цепей поставок в различных секторах экономики
3	В.С. Лукинский, Е.Г. Серова [11]	С помощью имитационного моделирования можно описать сложные нелинейные взаимодействия, например, оценить последствия реализации различных сценариев, возникающих при управлении цепями поставок, смоделировать поведение экономических субъектов цепочки поставок в кризисной ситуации, сформировать политику компании в области развития логистических функций при перспективном планировании и выбрать средства повышения эффективности логистической деятельности при текущем планировании. Суть применения имитационного моделирования в логистике заключается в получении качественных и количественных результатов. Качественные выводы позволяют обнаружить неизвестные ранее свойства исследуемой сложной системы управления (например, структура, динамика развития, устойчивость, целостность). Количественные выводы в основном носят характер прогноза некоторых будущих или объяснение прошлых значений переменных, характеризующих исследуемую реальную систему	Благодаря применению имитационного моделирования при решении задач логистики можно добиться качественных и количественных результатов
4	Koen Haziel van Dam [19]	1) Имеется определенная мотивация в разработке имитационных моделей, которые могут отражать поведение компании в динамике с учетом различной степени неопределенностей. 2) Разработана агентно-ориентированная модель для повышения эффективности управления цепями поставок в нефтяной отрасли, которая позволяет менеджеру оценить влияние конкретного решения на производительность цепи поставок и определить последствия сбоев в работе цепи на производительность цепи поставок. 3) Многие элементы модели, включая транспортную инфраструктуру, были использованы повторно на базе имеющихся моделей (интермодальный грузовой узел)	Автор исследовал агентно-ориентированное моделирование применительно к цепи поставок в нефтяной отрасли. При проведении моделирования были задействованы элементы из ранее созданных моделей. Таким образом, продемонстрировано, что агентно-ориентированная имитационная модель может быть использована повторно для решения управленческих задач цепей поставок в нефтяной отрасли

Следует отметить и недостатки/сложности, сопутствующие применению имитационного моделирования в нефтяной отрасли. Так, к сложностям относятся:

- необходимость в подготовке качественных и выверенных исходных данных для моделирования (вводные параметры, выбранный вид вероятностного распределения и пр.);
- необходимость обеспечения корректной логики работы модели;
- необходимость в приемлемой с точки зрения визуализации отрисовки 3D-моделей.

В **таблице 1** представлен краткий обзор литературы в области применения имитационного моделирования при решении проблем управления цепями поставок (в том числе и в нефтяной отрасли).

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ РЕШЕНИИ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ЗАДАЧ В НЕФТЯНОЙ ЛОГИСТИКЕ

Для практики нефтяной логистики известны примеры разработки имитационных моделей. *Вывоз нефти с месторождения.* Была разработана схема вывоза нефти с использованием имитационного моделирования. Нефть с данного месторождения поступает по трубопроводу к морскому терминалу, откуда перевозится до потребителей на арктических танкерах. Главная проблема при организации морских перевозок — тяжелые ледовые условия, затрудняющие судоходство, так как большую часть времени движение судов может происходить по каналу в неподвижном припайном льду толщиной более двух метров, а в открытой части Северного Ледовитого океана дрейфующие льды в некоторые месяцы полностью покрывают акваторию моря. Для создания надежной системы морской транспортировки необходимо было решить следующие задачи:

- разработать постоянную схему вывоза нефти: на данном этапе требовалось определить необходимое количество судов, а также понять, потребуется ли привлечение ледоколов; также необходимо было провести расчеты затрат на топливо для танкеров и затрат на фрахт ледоколов в годы с ледовыми условиями разной тяжести;
- спроектировать временную схему вывоза нефти: необходимо было определить пропускную способность системы в переходный период на время использования танкеров малой грузоподъемности и их последующей заменой на танкеры большей грузоподъемности;

- определить необходимую вместимость берегового резервуарного парка: провести расчет минимального объема берегового хранилища нефти, достаточного для всего периода освоения месторождения.

Для решения указанных выше задач Крыловским государственным научным центром было разработано решение для проектирования морских транспортных систем — программный комплекс «МТС-модель».

В составе данного решения под единым интерфейсом были объединены модули судостроительных расчетов, ГИС-среда и логистическая имитационная модель, построенная в AnyLogic. Это позволило при расчетах одновременно учитывать характеристики судов, логику транспортных операций и природные условия.

Суда в системе были представлены как агенты. Модель учитывала принципы взаимодействия танкеров с ледоколами и логику выбора скорости судна в зависимости от наполненности хранилища, тяжести ледовых условий, положения других судов, температуру воздуха и прочих факторов.

В результате применения технологии имитационного моделирования была спроектирована схема вывоза нефти с месторождения с учетом динамики движения судов, смерзания ледового канала и наполнения хранилищ. В ходе проекта был определен объем берегового хранилища, достаточный в ледовых условиях разной степени тяжести. С помощью модели было оценено необходимое количество ледовых каналов, рассчитаны ориентировочные даты их прокладки и определены объемы и сроки ледокольной поддержки танкеров. Также была спланирована работа транспортной системы по временной схеме — с использованием малых танкеров слабого ледового класса.

Морской порт. Одной из классических моделей погрузо-разгрузочного процесса на морском виде транспорта является погрузка-загрузка на выносных причалах. Подобная модель работы может быть воссоздана в среде AnyLogic. Пример такой модели представлен ниже.

Данная модель состоит из:

- танкеров для перевозки нефти и нефтепродуктов;
- буксиров, устанавливающих танкеры под погрузку;
- железнодорожных эстакад для погрузки и разгрузки нефти и нефтепродуктов;
- резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Пример этой модели показан на **рис. 1**.

Данная модель работает следующим образом (см. табл. 2).

Расширенное изображение модели в 3D представлено на рис. 2.

Вышеописанная модель может быть использована для определения:

- целевой пропускной способности подводящей трубопроводной инфраструктуры;
- целевой конфигурации резервуарного парка с учетом плановых объемов перевалки топлив;
- целевой пропускной способности и конфигурации отгрузочных железнодорожных эстакад;
- потребного количества и целевой конфигурации морского флота.

Модель может быть адаптирована и тиражирована на любые подобные физические процессы, связанные с перевалкой нефти/нефтепродуктов с морского транспорта на железнодорожный.

Модель цепочки поставок. Имеются и более укрупненные примеры использования агентного моделирования: модель цепочки поставок нефти.

Агентами являются танкеры, резервуары (для нефти), нефтепроводы, нефтеперерабатывающие заводы, нефтепродуктопроводы, резервуары (для нефтепродуктов) и бензовозы. У каждого из них есть свои уникальные параметры.

Агенты в модели работают следующим образом.

1. Танкер с нефтью подходит к берегу, выгружает нефть в резервуары.
2. После этого нефть транспортируется трубопроводным транспортом на нефтеперерабатывающий завод.
3. По итогам переработки нефти производится ряд нефтепродуктов: бензин, авиакеросин, дизельное топливо. После этого нефтепродукт транспортируется по нефтепродукто-

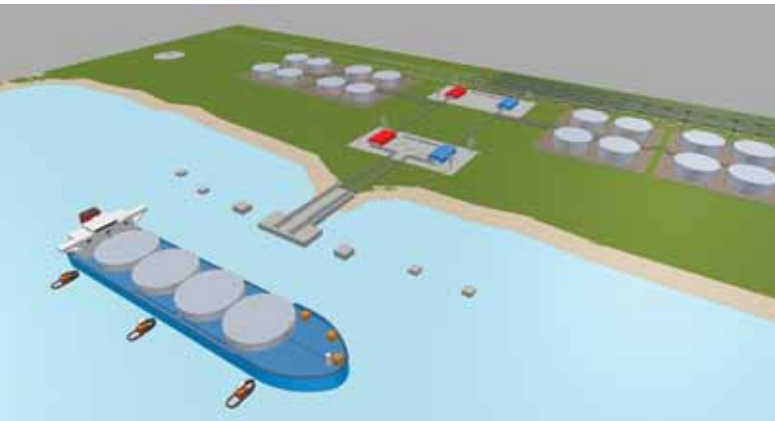


Рис. 1. Визуальное изображение морского терминала. Рисунок подготовлен автором в имитационной среде/программном обеспечении AnyLogic
Fig. 1. Visual representation of the marine terminal. This figure is made in AnyLogic by author

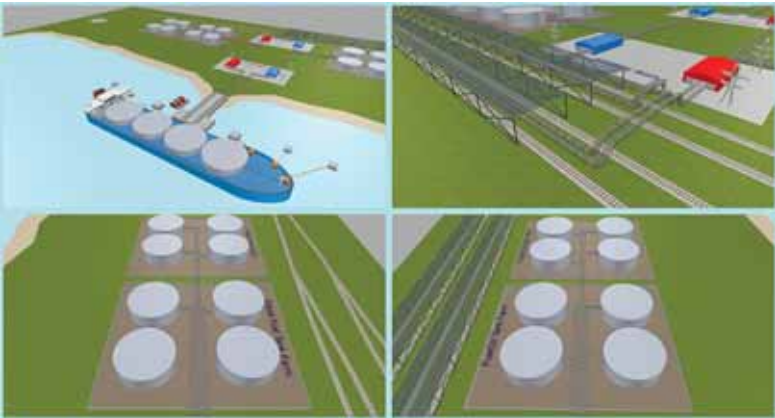


Рис. 2. Расширенное визуальное изображение морского терминала. Рисунок подготовлен автором в имитационной среде/программном обеспечении AnyLogic
Fig. 2. Extended visual representation of the marine terminal. This figure is made in AnyLogic by author

проводам к резервуарам (для продуктов), откуда продавцы бензовозами транспортируют нефтепродукт в конечный пункт назначения (например, на заправочную станцию).

Таблица 2. Описание работы модели
Table 2. Description of the model

№	Элемент	Описание
1	Погрузка-разгрузка нефти и нефтепродуктов ж/д транспортом	<p>Включает:</p> <ul style="list-style-type: none">• двухстороннюю железнодорожную эстакаду для отгрузки светлых нефтепродуктов;• двухстороннюю железнодорожную эстакаду для отгрузки темных нефтепродуктов;• 4 состава, которые могут отгружаться одновременно. <p>Каждый состав может перевозить только один вид топлива. Каждый состав прибывает на определенную ж/д эстакаду в зависимости от типа перевозимой продукции. Вместимость составов и время между прибытием можно изменить во время моделирования</p>
2	Хранение	<p>Резервуары могут хранить две группы нефтепродуктов: темные и светлые нефтепродукты. Резервуары могут перерабатывать четыре различных типа топлива: дизельное топливо, бензин, мазут и сырую нефть. Имеется четыре резервуарных парка, по одному на каждый вид топлива. Каждый резервуар для хранения может содержать только один вид топлива. Каждый резервуар имеет две разные системы трубопроводов: одна для отгрузки топлива, а другая — для прокачки топлива в резервуар для хранения</p>
3	Танкеры и буксиры	<p>Танкер подходит к причалу (с помощью буксиров) и остается у причала до полного опорожнения танков. Каждый танк может содержать только один вид топлива. По завершении выгрузки танкер «вытаскивают» из причала буксирами. Затем он отправляется от терминала. Количество танков, перевозимых танкером, и вместимость танка возможно изменить</p>

Вышеописанная модель позволяет определить:

- целевую конфигурацию резервуарного парка с учетом плановых объемов перекачки топлив;
- потребное количество бензовозов для доставки топлив до конечного потребителя.

Модель может быть адаптирована и тиражирована на любые процессы, связанные с выстраиванием региональной цепочки поставок с задействованием морского, трубопроводного и автомобильного видов транспорта.

Кроме того, имитационное моделирование может быть применено и при проектировании автозаправочных станций. Более подробно информация представлена в прочих работах автора [15, 24].

ВЫВОДЫ

В результате проведенного исследования можно утверждать, что логистические процессы в нефтяной отрасли могут быть успешно спрогнозированы с помощью имитационного моделирования.

Это подтверждают и теоретические исследования, и практические разработки.

В качестве примера программного обеспечения, используемого для моделирования, в исследовании применялась среда AnyLogic. В практической части работы рассмотрен пример имитационной модели для вывоза нефти, пример работы морского отгрузочного терминала, пример функционирования цепи поставок.

Безусловным преимуществом использования имитационного моделирования является возможность построения модели в 3D, до начала фактического инвестирования в факторы производства (перевалочные терминалы, транспортные средства и пр.), что среди прочего облегчает восприятие материалов топ-менеджментом компаний.

Вместе с тем в данной статье показаны лишь некоторые примеры применения имитационного моделирования. К настоящему времени задействование имитационного моделирования при решении возникающих задач в нефтяной логистике является, скорее, исключением, чем правилом. Важно расширять сферы и частоту его применения в целях экономии денежных ресурсов и улучшения качества принимаемых решений.

Список литературы

1. Антонов А.В. Системный анализ. Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк., 2004. — 454 с.
2. Боев В.Д., Кирик Д.И., Сыпченко Р.П. Компьютерное моделирование: пособие для курсового и дипломного проектирования. — Санкт-Петербург: ВАС, 2011. — 348 с.
3. Борщев А.В. Практическое агентное моделирование и его место в арсенале аналитика // Exponenta PRO. — 2004. — № 7–8 (3–4). — С. 38–47.
4. Емельянов В.В., Ясиновский С.И. Имитационное моделирование систем. — Москва: МГТУ имени Н.Э. Баумана, 2009. — 583 с.
5. Каталевский Д.Ю. Основы имитационного моделирования и системного анализа в управлении: учебное пособие; 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом «Дело» РАНХиГС, 2015. — 496 с.
6. Карпов Ю.Г. Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5. — СПб.: БХВ-Петербург, 2005. — 400 с.
7. Кобелев Н.Б., Половинков В.В., Девятков В.В. Имитационное моделирование. — Москва: ИНФРА-М, 2013. — 368 с.
8. Коришак А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа: учеб. пособие. — Ростов н/Д.: Феникс, 2015. — 365 с.
9. Кричевский М. Л., Серова Е.Г. Бизнес-анализ и принятие управленческих решений на основе данных и моделей. Теория, практика, инструменты. — Санкт-Петербург: Профессиональная литература, 2016. — 336 с.
10. Лукинский В.С. Модели и методы теории логистики: Учебное пособие. 2-е изд. — Санкт-Петербург: Питер, 2008. — 448 с.
11. Лукинский В.С., Серова Е.Г. Методы и инструменты интеллектуального анализа данных в цифровой логистике и управлении цепями поставок // Логистика и управление цепями поставок. — 2018. — № 87 (4). — С. 73–80.
12. Лычкина Н.Н. Имитационное моделирование экономических процессов. — Москва: Академия Айти, 2005. — 164 с.
13. Садовничий В.А., Анаев А.А., Коротаев А.В., Малков С.Ю. Моделирование и прогнозирование мировой динамики. — Москва: ИСПИ РАН, 2012. — 360 с.
14. Серова Е.Г. Имитационное моделирование в современном менеджменте // Сборник докладов Третьей всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности, Имитационное моделирование. Теория и практика. — 2007. — С. 215–220.
15. Сумятина В.О., Шкляев Д.О. Имитационное моделирование как инструмент для моделирования процесса погрузо-разгрузочных операций с нефтепродуктами // Сборник трудов Девятой всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности Имитационное моделирование. Теория и практика. — 2019. — С. 559–665.
16. Щербанин Ю.А. Транспортно-логистическое обеспечение и международные перевозки углеводородного сырья: Учеб. пособие. — 2-е изд., доп. — М.: ИНФРА-М, 2012. — 288 с.
17. Щербанин Ю.А. Логистика и трейдинг в нефтегазовой отрасли. В 2 книгах. Кн. 1. Основы логистики. Закупки и поставки в нефтегазовых логистических системах. — Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. — 279 с.
18. Albright S.C., Zappe C. J., Winston W.L. Data Analysis, Optimization, and Simulation Modeling. Canada, Cengage Learning, 2011, 1061 p.
19. Koen Haziel van Dam. Capturing socio-technical systems with agent-based modeling 32. Netherlands, Next Generation Infrastructures Foundation, 2009, 254 p.
20. Macal C., North M. Tutorial on agent-based modeling and simulation. [Journal of Simulation]. 2010, no. 4, Pp. 151–162.
21. Parunak H.V.D. Industrial and Practical Applications of DAH. [Multiagent Systems: A Modern approach to Distributed Artificial Intelligence]. 1999. Pp. 377–421.

22. Pidd M. *Computer Simulation in Management Science* 5th Edition. Wiley, 2004, 312 p.
 23. Serova E. The Role of Agent Based Modelling in the Design of Management Decision Processes. *Journal Information Systems Evaluation*. 2013, no. 16, pp 74–84.
 24. Serova E., Shklyayev D. Systems of distributed artificial intelligence for analysis of oil product transportation processes: evidence from Russia. [International Journal of Simulation and Process Modelling]. 2021, no. 2/3, pp. 106–115. <https://doi.org/10.1504/IJSPM.2021.10041319>
 25. Sterman J. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. McGraw Hill, 2000, 1008 p.
- References**
1. Antonov A.V. *System analysis. Textbook for universities*. — Moscow: Higher school, 2004. — 454 p.
 2. Boev V.D., Kirik D.I., Syptchenko R.P. *Computer modeling: a guide for course and diploma design*. — St. Petersburg: VAS, 2011. — 348 p.
 3. Borshchev A.V. Practical agent-based modeling and its place in the analyst's arsenal // *Exponenta PRO*. — 2004. — No. 7–8 (3–4). — P. 38–47.
 4. Emel'yanov V.V., Yasinovskii S.I. *Simulation modeling of systems*. — Moscow: MSTU named after N.E. Bauman, 2009. — 583 p.
 5. Katalievskii D.YU. *Fundamentals of simulation modeling and system analysis in management: textbook*; 2nd ed., revised and additional — Moscow: Publishing house «Delo» RANEPa, 2015. — 496 p.
 6. Karpov YU.G. *Simulation modeling of systems. Introduction to modeling with AnyLogic 5*. — St. Petersburg: BHV-Petersburg, 2005. — 400 p.
 7. Kobelev N.B., Polovnikov V.V., Devyatkov V.V. *Simulation modeling*. — Moscow: INFRA-M, 2013. — 368 p.
 8. Korshak A.A. *Fundamentals of transport, storage and processing of oil and gas: textbook*. — Rostov on Don: Phoenix, 2015. — 365 p.
 9. Krichevskii M. L., Serova E. G. *Business analysis and management decisions based on data and models. Theory, practice, tools*. — St. Petersburg: Professional Literature, 2016. — 336 p.
 10. Lukinskii V.S. *Models and methods of the theory of logistics: Textbook*. 2nd ed. — St. Petersburg: Peter, 2008. — 448 p.
 11. Lukinskii V.S., Serova E.G. Methods and tools for data mining in digital logistics and supply chain management // *Logistika i upravlenie tsepyami postavok*. — 2018. — No. 87 (4). — pp. 73–80
 12. Lychkina N.N. *Simulation modeling of economic processes*. — Moscow: IT Academy, 2005. — 164 p.
 13. Sadovnichii V.A., Akaev A.A., Korotaev A.V., Malkov S.YU. *Modeling and forecasting of world dynamics*. — Moscow: ISPI RAN, 2012. — 360 p.
 14. Serova E.G. Simulation modeling in private management // *Sbornik dokladov Tret'ei vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii po imitatsionnomu modelirovaniyu i ego primeneniyu v nauke i promyshlennosti, Imitatsionnoe modelirovanie. Teoriya i praktika*. — 2007. — P. 215–220.
 15. Sumyatina V.O., Shklyayev D.O. Simulation modeling as a tool for modeling the process of loading and unloading operations with petroleum products // *Sbornik trudov Devyatoi vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii po imitatsionnomu modelirovaniyu i ego primeneniyu v nauke i promyshlennosti Imitatsionnoe modelirovanie. Teoriya i praktika*. — 2019. — P. 559–665.
 16. Shcherbanin YU.A. *Transport and logistics support and a ban on the import of hydrocarbons: Proc. allowance*. — 2nd ed., add. — Moscow: INFRA-M, 2012. — 288 p.
 17. Shcherbanin YU.A. *Logistics and trading in the oil and gas industry. In 2 books*. Book. 1. Fundamentals of logistics. Purchases and deliveries to oil and gas logistics resources. — Moscow: Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina, 2015. — 279 p.
 18. Albright S.C., Zappe C. J., Winston W.L. *Data Analysis, Optimization, and Simulation Modeling*. Canada, Cengage Learning, 2011, 1061 p.
 19. Koen Haziel van Dam. *Capturing socio-technical systems with agent-based modeling* 32. Netherlands, Next Generation Infrastructures Foundation, 2009, 254 p.
 20. Macal C., North M. Tutorial on agent-based modeling and simulation. [Journal of Simulation]. 2010, no. 4. Pp. 151–162.
 21. Parunak H.V.D. *Industrial and Practical Applications of DAIH*. Multiagent Systems: A Modern approach to Distributed Artificial Intelligence. 1999. Pp. 377–421.
 22. Pidd M. *Computer Simulation in Management Science*. 5th Edition. Wiley, 2004, 312 p.
 23. Serova E. The Role of Agent Based Modelling in the Design of Management Decision Processes. *Journal Information Systems Evaluation*. 2013, no. 16, pp 74–84.
 24. Serova E., Shklyayev D. Systems of distributed artificial intelligence for analysis of oil product transportation processes: evidence from Russia. *International Journal of Simulation and Process Modelling*. 2021, no. 2/3, pp. 106–115. <https://doi.org/10.1504/IJSPM.2021.10041319>
 25. Sterman J. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. McGraw Hill, 2000, 1008 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.О. Шкляев — сбор данных, анализ материалов, написание статьи, взаимодействие с редакцией.

Daniil O. Shklyayev — data collection, analysis of materials, writing an article, interaction with editors.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR


Даниил Олегович Шкляев — руководитель направления сопровождения новых проектов продуктового кластера «Перспективное развитие» дирекции логистики и операций с нефтью, ПАО «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: shklyayev.do@gazprom-neft.ru

Daniil O. Shklyayev — Manager, New Projects Support, Logistics and Crude Oil Operations Directorate, PJSC «Gazprom нефть»
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: shklyayev.do@gazprom-neft.ru

Программа конференции:

- Пленарная сессия
- 25 технических сессий
- 5 круглых столов
- 2 часа с экспертом
- Специальная сессия

Регистрация открыта!



**РОССИЙСКАЯ
ОТРАСЛЕВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
(РОЭК)**

3–5 октября 2023
ЦМТ, Москва

ООО «Геомодель-Развитие»

на правах рекламы

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СИ.

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