

ISSN 0016-7762 (Print)
ISSN 2618-8708 (Online)

2025

Том 67, № 3
Vol. 67, #3



НОВАТЭК

PROCEEDINGS OF HIGHER
EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY AND EXPLORATION

ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ:
РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

3

ГЕОЛОГИЯ
И РАЗВЕДКА

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
ГЕОЛОГИЯ
И РАЗВЕДКА
Научно-методический журнал

Том 67, № 3
2025

Журнал издается с января 1958 г.
Периодичность: 4 раза в год

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRU)

PROCEEDINGS OF HIGHER EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS

GEOLOGY
AND
EXPLORATION

Scientific methodological journal

Vol. 67, No. 3
2025

The journal has been published since 1958
Frequency: Quarterly

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

В журнале «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» публикуются статьи, содержащие результаты теоретических и экспериментальных исследований, выполненных в вузах и научно-исследовательских учреждениях, геолого-разведочных предприятиях, а также в порядке личной инициативы авторов. Печатаются обзорные статьи, освещающие современное состояние актуальных проблем геологической науки и геолого-разведочной практики, материалы научных конференций, симпозиумов и совещаний. Журнал пропагандирует передовой производственный опыт.

Журнал «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» за более чем 60 лет своей деятельности утвердил себя как одно из ведущих и авторитетных научных периодических изданий в области наук о Земле. Он действительно участвует в решении научно-технических проблем, пропагандирует новейшие достижения и укрепляет авторитет вузовской и отраслевой науки в области геологии, способствует повышению уровня подготовки высококвалифицированных инженерных, научных и педагогических кадров.

Главный редактор

Керимов Вагиф Юнус оглы, заслуженный геолог Российской Федерации, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный геолого-разведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Заместители главного редактора

Кузнецов Николай Борисович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, Геологический институт Российской академии наук, г. Москва, Россия

Попов Юрий Анатольевич, доктор физико-математических наук, профессор, Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, Россия

Члены редакционной коллегии

Гаранин Виктор Константинович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Минералогический музей имени А.Е. Ферсмана РАН, г. Москва, Россия

Дроздов Дмитрий Степанович, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН, г. Тюмень, Россия

Дронов Андрей Викторович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН, г. Москва, Россия

Игнатьева Маргарита Николаевна, доктор экономических наук, профессор, Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Леонов Михаил Георгиевич, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН, г. Москва, Россия

Маслов Андрей Викторович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Россия

Марин Юрий Борисович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Петров Владислав Александрович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, директор Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва, Россия

Плечов Павел Юрьевич, доктор геолого-минералогических наук, директор, Минералогический музей имени А.Е. Ферсмана, г. Москва, Россия

Самсонов Александр Владимирович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва, Россия

Семинский Константин Жанович, доктор геолого-минералогических наук, Институт земной коры Сибирского отделения РАН, г. Иркутск, Россия

Тихоцкий Сергей Андреевич, академик РАН, доктор физико-математических наук, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва, Россия

Толстов Александр Васильевич, заслуженный геолог Российской Федерации, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Акционерная компания АЛРОСА (ПАО), Республика Саха (Якутия), г. Мирный, Россия

Фридовский Валерий Юрьевич, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, Институт геологии алмаза и благородных металлов Сибирского отделения РАН, г. Якутск, Россия

Серов Сергей Геннадьевич, ответственный секретарь, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Иностранцы члены редакционной коллегии

Амро Мухамед Муса, PhD, директор Института бурения и добычи, Технический университет «Горная академия Фрайберг», г. Фрайберг, Германия

Баосун Ма, PhD, профессор, профессор и руководитель аспирантов, Университет Сунь Ятсена, г. Гуанчжоу, Китай

Вердоа Массимо, PhD, профессор, Университет Генуи, г. Генуя, Италия

Гулиев Ибрагим Саид оглы, академик НАН Азербайджана, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Етирмишли Гурбан Джалал оглы, член-корреспондент НАН Азербайджана, доктор геолого-минералогических наук, генеральный директор Республиканского центра сейсмологической службы, Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Фулун Нин, PhD, профессор, профессор и руководитель аспирантов Национального центра международных совместных исследований по глубокому бурению и разработке месторождений полезных ископаемых, Китайский геологоразведочный университет, г. Ухань, Китай

Хуанг Шаопенг, PhD, профессор, Сианьский университет Цзяотун, г. Сиань, Китай; Шэньчжэньский университет, г. Шэньчжэнь, Китай; приглашенный научный сотрудник, Университет Мичигана, г. Энн-Арбор, США

Шестопалов Юрий Викторович, доктор физико-математических наук, профессор, кафедра электроники, математики и естественных наук, Университет Евле, г. Евле, Швеция

Эпельбаум Лев Виленович, Dr. Sci. (Geophys.), профессор кафедры геофизики, Тель-Авивский университет, г. Тель-Авив, Израиль

Редакционный совет

Председатель редакционного совета

Панов Юрий Петрович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, ректор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Члены редакционного совета

Гусев Павел Николаевич, главный редактор, газета «Московский комсомолец», г. Москва, Россия (по согласованию)

Игнатов Пётр Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Машковцев Григорий Анатольевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского, г. Москва, Россия (по согласованию)

Мустаев Рустам Наильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Назарова Зинаида Михайловна, заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, доктор экономических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Трубецкой Климент Николаевич, академик РАН, доктор технических наук, профессор, Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В. Мельникова Российской академии наук, г. Москва, Россия

История издания журнала	Издается с января 1958 г.
Периодичность	4 раза в год
Префикс DOI	https://doi.org/10.32454/
ISSN print	0016-7762
ISSN online	2618-8708
Свидетельство о регистрации средства массовой информации	ПИ №ФС77-59165 от 18.09.2014 г. (Роскомнадзор)
Учредитель и издатель	ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
Редакция	ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Серов Сергей Геннадьевич (ответственный секретарь) 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия +7 (495) 255-15-10, доб. 2289 https://www.geology-mgri.ru E-mail: journal-geology@mgri.ru
Тираж	100 экз.
Дата выхода в свет	30.09.2025
Типография	Отпечатано в ООО «Издательство «Триада»: 9, оф. 514, Чайковского пр., г. Тверь 170034, Россия
Копирайт	© Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2024
Стоимость одного выпуска	Свободная цена
Условия распространения материалов	Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License
Индексация	Журнал включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по пяти научным специальностям: 1.6.7. Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение (геолого-минералогические науки); 1.6.9. Геофизика (технические науки); 1.6.10. Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения (геолого-минералогические науки); 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки); 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (геолого-минералогические науки). Белый список (ЕГПНИ), РИНЦ, DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat. Включен в Ulrich's Periodicals Directory.

FOCUS AND SCOPE

Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration publishes original scientific articles presenting significant results of theoretical and experimental studies carried out by researchers from universities, research institutions and exploration companies, as well as by independent investigators. The Journal publishes review articles on topical issues of geological science and mineral resource exploration practice, along with the materials of such scientific events as conferences, workshops and roundtables. The Journal is also aimed at promoting advanced industrial experience.

During more than 60 years of its existence the Journal *Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration* has established itself as one of the leading and reputable scientific periodicals of the country in the field of Earth sciences. The Journal effectively participates in solving of scientific and technical problems, promoting the latest progresses and strengthens the authority of university and industry research in geology. It helps to improve the preparation of highly qualified engineers, scientists and teachers.

Editor-in-Chief

Vagif Y. Kerimov, Honored Geologist of the Russian Federation, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Deputy Editors-in-Chief

Nikolay B. Kuznetsov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Deputy Director for research, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Yuri A. Popov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

Editorial Board

Viktor K. Garanin, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Fersman Mineralogical Museum, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Dmitry S. Drozdov, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Researcher, Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

Andrey V. Dronov, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Margarita N. Ignatyeva, Dr. Sci. (Economics), Prof., Ural State Mining University, Yekaterinburg, Russia

Mikhail G. Leonov, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Andrey V. Maslov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russia

Yuriy B. Marin, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Vladislav A. Petrov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Director, Institute of Geology of ore deposits, petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Pavel Yu. Plechov, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, Fersman Mineralogical Museum, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander V. Samsonov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Konstantin Zh. Seminsky, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

Sergey A. Tikhotskiy, Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Director, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander V. Tolstov, Honored Geologist of the Russian Federation, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., ALROSA Public Joint Stock Company, Mirny, Yakutia, Russia

Valeriy Yu. Fridovsky, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, Diamond and Precious Metal Geology Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia

Sergey G. Serov, executive secretary, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Foreign members of the Editorial Board

Moh'd M. Amro, PhD, Director of Institute of Drilling Technology and Fluid Mining, Technical University Bergakemie Freiberg, Freiberg, Germany

Ma Baosong, PhD, Prof., research supervisor of doctoral students, Sun YatSen University, Guangzhou, China

Massimo Verdoya, PhD, Prof., Università degli Studi di Genova, Genoa, Italy

Ibrahim S. Guliev, Academician of the NAS of Azerbaijan, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan

Gurban J. Yetirmishli, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS), Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), General director of Republican Seismic Survey Center of ANAS head of seismology division, Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan

Ning Fulong, PhD, Prof., research supervisor of doctoral students at the National Center for International Research on Deep Earth Drilling and Resource Development, China University of Geosciences, Wuhan, China

Shaopeng Huang, PhD, Prof., Shenzhen University, Institute of Deep Earth Sciences and Green Energy, Shenzhen, China; Adjunct Research Scientist, Department of Earth and Environmental, University of Michigan, Ann Arbor, USA

Yury V. Shestopalov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Department of Electronics, Mathematics and Natural Sciences, University of Gävle, Gävle, Sweden

Lev V. Eppelbaum, Dr. Sci. (Geophys.), Prof., Department of Geophysics, Tel Aviv University, Tel-Aviv, Israel

Editorial Council

Chairman of the Editorial Council

Yuri P. Panov, Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, Rector, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Members of the Editorial Council

Pavel N. Gusev, Editor-in-Chief, Moskovskii Komsomolets newspaper, Moscow, Russia

Petr A. Ignatov, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Grigoriy A. Mashkovtsev, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, All-Russian Scientific Research Institute of Mineral Resources named after N.M. Fedorovsky, Moscow, Russia

Rustam N. Mustaev, Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Associate Professor, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Zinaida M. Nazarova, Honored Worker of the Higher School of the Russian Federation, Dr. Sci. (Economics), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Kliment N. Trubetskiy, Academician of the Russian Academy of Science, Dr. Sci. (Engineering), Prof., Academician N.V. Melnikov Institute of Problems of Integrated Development of Mineral Resources of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Founded	The journal has been published since January, 1958
Frequency	quarterly
DOI Prefix	https://doi.org/10.32454/
ISSN print	0016-7762
ISSN online	2618-8708
Mass Media Registration Certificate	PI No. FS 77-59165 issued 18.09.2014 by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology and Mass Media (Roskomnadzor)
Founder and Publisher	Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
Editorial Office	Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Sergey G. Serov (executive secretary) 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia +7 (495) 255-15-10, ext. 2289 https://www.geology-mgri.ru E-mail: journal-geology@mgri.ru
Circulation	100 copies
Publication date	30.09.2025
Printing House	"Triada" publishing house: 9, Tchaikovsky Ave, office 514, Tver 170034, Russia
Copyright	© Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration
Price	Flexible
Distribution	The content is distributed under the Creative Common License CC BY
Indexation	The journal is included in the list of peer-reviewed scientific publications in which the main scientific results of dissertations for the degree of Candidate of sciences, for the degree of Doctor of Sciences in five scientific specialties should be published: 1.6.7. Engineering geology, permafrost and soil science (geological and mineralogical sciences); 1.6.9. Geophysics (technical sciences); 1.6.10. Geology, prospecting and exploration of solid minerals, minerogeny (geological and mineralogical sciences); 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences); 2.8.3. Mining and oil and gas field geology, geophysics, surveying and subsurface geometry (geological and mineralogical sciences). The White List (EGPNI), Russian Science Citation Index (eLIBRARY.RU), DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat, Ulrich's Periodicals Directory.

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

- 8 III ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

- 14 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНА УМКИЛИР
Д.Л. ГЕНДЕЛЬ
- 24 ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА
Т.И. ГАТАУЛЛИН, А.Ю. СМИРНОВ, Е.В. КРЮЧКОВА
- 36 ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ХОРОШО ИЗУЧЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИБРЕЖНО-КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА
Е.А. ПОТАПОВА, А.А. ЕВДОЩУК, Р.Р. ШАКИРОВ
- 44 ТИПИЗАЦИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ
А.К. ШАТЫРОВ, У.С. СЕРИКОВА
- 51 СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В АТМОСФЕРНЫХ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
А.Г. ХОХОЛКОВ, А.В. ЧАШКОВ, В.С. КОРЫТОВ
- 60 «ЗОЛОТОЙ КЛЮЧ» К РАЗРАБОТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ — ОПТИМИЗИРОВАННЫЙ ГЕОЛОГО-ИНЖЕНЕРНЫЙ ДИЗАЙН ГРП FRSMART
ФУ ЮНЦЯН, ЯН ЛИФЭН, ВАН СИНЬ, ЛЮ ЧЖЭ, ФАНЬ МЭН, ВАН ГАН, ЮАНЬ ЛИШАНЬ, ЛЮ ХАО, У СИНЬ, ХУ ШИМЭН

ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

- 74 ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
А.Н. ШАНДРЫГИН, З.Р. САПТАРОВА, Т.А. МУРТАЗИН, З.Д. КАЮМОВ, В.А. СУДАКОВ, С.А. УСМАНОВ, Г.Д. ХАШАН, А.Н. КОЗЛОВ
- 86 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПОЛЯЦИИ МЕТОДОМ ОБРАТНО ВЗВЕШЕННЫХ РАССТОЯНИЙ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА ЛАТЕРАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ ВСКРЫВАЕМОГО РАЗРЕЗА
И.Е. РОМАНЕНКО, П.В. ШПАКОВ, Н.А. ШАДЧНЕВ, В.В. ЖУК, Н.К. КАЮРОВ, Е.В. ШКУНОВ
- 97 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН И ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА
И.О. ХОДАКОВ
- 105 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ
У.С. СЕРИКОВА, А.К. ШАТЫРОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

- 112 ЧАСТОТНО-ЗАВИСИМАЯ БАЛАНСИРОВКА АМПЛИТУД КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МОВ-ОГТ 3D В СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ
В.В. СОКОЛОВСКИЙ, Ю.Н. ДОЛГИХ, Д.В. ГУЛЯЕВ
- 128 РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА АЗИМУТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ИМИДЖЕРА ПЛОТНОСТИ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН
Г.В. КАЗАНЦЕВ
- 140 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ НАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
М.Ю. КЕМАЕВ, А.Р. РАХИМОВ, И.В. БЛИНОВ
- 150 ВЫДЕЛЕНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГЛУБИННОГО МНОГОПЛАСТОВОГО КАРТОГРАФА В ВЫСОКОМ РАЗРЕШЕНИИ
А.А. РАСКАЗОВ, Е.П. АГЕЕВА, П.В. БЫБИН

ГЕОЭКОЛОГИЯ

- 158 ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ, ПО ВЫПОЛНЕНИЮ АЗЕРБАЙДЖАНОМ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА И ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ
М.Г. МЕХТИЕВ, Ф.Н. КАРИМОВ, Э.И. АЛИЕВ

NEWS

- 8 III ANNUAL CONFERENCE “THE POTENTIAL OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA: RESOURCES AND TECHNOLOGIES”

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- 14 **GEOLOGY AND HYDROCARBON POTENTIAL OF THE UMKILIR BASIN**
DANIL L. GENDEL
- 24 **ORGANIZATION OF WELL DEVELOPMENT WITH MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING**
TIMUR I. GATAULLIN, ARTEM Yu. SMIRNOV, EKATERINA V. KRYUCHKOVA
- 36 **SEARCH FOR OVERLOOKED DEPOSITS IN THE WELL-STUDIED DEPOSITS OF COASTAL-CONTINENTAL GENESIS**
ELENA A. POTAPOVA, ALEXANDR A. EVDOSHCHUK, RAVIL R. SHAKIROV
- 44 **TYPIFICATION OF MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS FOR THE FORMATION OF SAKHALIN OIL AND GAS DEPOSITS**
ANAR K. SHATYROV, ULYANA S. SERIKOVA
- 51 **COMPARISON OF IRREDUCIBLE WATER SATURATION MEASUREMENTS UNDER AMBIENT AND RESERVOIR CONDITIONS**
ALEXEY G. KHOKHOLKOV, ANATOLIY V. CHASHKOV, VITALY S. KORYTOV
- 60 **“GOLDEN KEY” TO DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS: FRSMART GEO-ENGINEERING INTEGRATED FRACTURING DESIGN SOFTWARE**
FU YONGQIANG, YANG LIFENG, WANG XIN, LIU ZHE, FAN MENG, WANG GANG, YUAN LISHAN, LIU HAO, WU XI, HU SHIMENG

GEOLOGICAL EXPLORATION TECHNIQUE

- 74 **OPTIMIZATION OF CYCLING PROCESS PLANNING AT GAS CONDENSATE FIELDS USING NEURAL NETWORK APPROACH**
ALEXANDER N. SHANDRYGIN, ZALINA R. SAPTAROVA, TIMUR A. MURTAZIN, ZUFAR D. KAYUMOV, SERGEY A. USMANOV, VLADISLAV A. SUDAKOV, ALEXEY N. KOZLOV
- 86 **GEOLOGICAL SIMULATION DURING THE DRILLING PROCESS BASED ON INTERPOLATION BY INVERSE DISTANCE WEIGHTING TO ACCOUNT FOR THE LATERAL VARIABILITY OF THE SECTION BEING DEVELOPED**
ILYA.E. ROMANENKO, PAVEL V. SHPAKOV, NIKOLAY A. SHADCHNEV, VLADISLAV V. ZHUK, NIKITA K. KAIUROV, EVGENIY V. SHKUNOV
- 97 **INCREASING THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF GAS CONDENSATE FIELDS BY OPRIMIZING WELL ARRANGEMENT PATTERNS AND GAS PRODUCTION ELEMENTS**
ILYA O. KHODAKOV
- 105 **FEATURES OF GEOLOGICAL EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF SAKHALIN SHELF HYDROCARBON DEPOSITS**
ULYANA S. SERIKOVA, ANAR K. SHATYROV

GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

- 112 **FREQUENCY-DEPENDENT AMPLITUDE BALANCING AS AN APPROACH TO IMPROVING THE QUALITY AND RESOLUTION OF 3D REFLECTION SEISMIC SURVEY DATA IN SEVERE SURFACE AND SUBSURFACE CONDITIONS**
VLADIMIR V. SOKOLOVSKY, YURI N. DOLGIKH, DENIS V. GULYAEV
- 128 **RESULTS OF THE INTEGRATED ANALYSIS OF AZIMUTHAL DENSITY IMAGER DATA AND SEISMIC DATA FOR WELL GEOSTEERING**
GLEB V. KAZANTSEV
- 140 **EXPERIENCE IN APPLYING NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING WHILE DRILLING FOR RESERVOIR SATURATION ASSESSMENT IN ACHIMOV DEPOSITS**
MAXIM Y. KEMAEV, AIDAR R. RAKHIMOV, ILYA V. BLINOV
- 150 **FAULTS IDENTIFICATION BASED ON HIGH-RESOLUTION MULTILAYER MAPPING WHILE DRILLING SERVICE**
ANATOLIY A. RASSKAZOV, EKATERINA P. AGEEVA, PETR V. BYBIN

GEOECOLOGY

- 158 **ASSESSMENT OF AZERBAIJAN'S ACTIVITIES RELATED TO IMPLEMENTATION OF KYOTO PROTOCOL AND PARIS AGREEMENT**
MAHARRAM G. MEHDIYEV, FAKHRADDIN N. KERIMOV, EHTIBAR I. ALIYEV

III ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

3—4 июня 2025 г. в Тюмени состоялась III ежегодная конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии», организованная Компанией НОВАТЭК.

Геологическая конференция стала междисциплинарной площадкой для обсуждения и решения технологических и экономических вызовов, связанных с эффективным освоением (поиском, разведкой, разработкой, добычей) месторождений нефти и газа севера Западной Сибири. В текущем году заглавной темой конференции стали вызовы максимального использования потенциала действующих промыслов через внедрение инновационных и оптимизационных решений в области геологии, разработки и бурения. «Зрелые» месторождения севера Западной Сибири, обладающие развитой инфраструктурой и большим объемом накопленной геологической информации, являются ценным активом для сохранения стабильных уровней добычи газа и конденсата.

III конференция НОВАТЭК стала значительным событием для многих специалистов и экспертов отрасли. В конференции приняли участие более 500 специалистов из более чем 100 организаций, включая ведущие российские и зарубежные компании и научные учреждения. В работе конференции участвовали представители федеральных и региональных органов власти, делегации ФБУ «ГКЗ», ЗапСибНИИГГ, ГЕОДАТА, ИННГ СО РАН, Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского, Тюменского нефтегазового кластера, крупнейших вузов страны, представители крупных нефтегазодобывающих компаний: Газпром, Газпром нефть, ЛУКОЙЛ, Роснефть, Татнефть, НОВАТЭК, СНРС, СНОДС, СРТЕС, RИPЕD, а также сервисных организаций. В рамках 9 тематических сессий было представлено более 100 докладов по направлениям: геология, разработка, бурение, сейсморазведка, ГРП, петрофизика и другим прикладным областям.



III Ежегодная конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии»



В.А. Кудрин, заместитель Председателя Правления — директор по геологии ПАО «НОВАТЭК», председатель организационного комитета конференции:

«В текущем году в конференции приняло участие большое количество делегатов: представители федеральных и региональных органов власти, крупных вертикально интегрированных компаний, ведущие сервисные и научные организации. Конференция получила статус международной, уже второй год подряд участвуют представители китайского научно-производственного сообщества и делятся бесценным опытом разработки низкопроницаемых газовых залежей и сланцевого газа».

Главными событиями конференции стали пленарная сессия «Вторая жизнь зрелых месторождений» и круглый стол «Меры налогового стимулирования для освоения трудноизвлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа». В рамках сессий обсуждались проблемы выработанности действующих месторождений, технологические и экономические барьеры при разработке газовых ТРИЗ, механизмы донстройки налоговой системы и структура остаточных запасов газа и газового конденсата севера Западной Сибири. Представлены оценки остаточного потенциала



Надым-Пур-Тазовского региона и требования к его вовлечению: фискальная адаптация, снижение себестоимости, перенос решений из нефтяной практики. Рассмотрены параметры китайской модели субсидирования сланцевого газа как инструмент раннего запуска. Отдельно затронуты кадровые и инфраструктурные вызовы регионов.



В.В. Яковлев, первый заместитель Председателя Правления ПАО «НОВАТЭК»:

«Все сценарии энергостратегии России, включая консервативный, предполагают существенный рост добычи газа. Это требует от отрасли не просто нарастить объемы, а сделать это конкурентно, обеспечив рентабельность и возможность реинвестирования. Конкурентоспособность определяется четырьмя факторами: качеством ресурсной базы, технологической оснащенностью, операционной эффективностью и соответствием налоговой регуляторики поставленным стратегическим задачам. Надежды на масштабные открытия легких запасов в традиционных центрах добычи больше нет — задача связана с более сложной и истощенной ресурсной базой. Надым-Пур-Тазовский регион выделяется как центр с подтвержденными запасами и готовой инфраструктурой, но окно вовлечения трудноизвлекаемых ресурсов ограничено геолого-технологически. Для реализации этого потенциала в горизонте трех-пяти лет необходимы технологии и доработка налоговых механизмов».

Китайская программа по освоению сланцевого газа показывает, что работать с трудноизвлекаемыми запасами возможно при условии предварительного стимулирования. Рентабельность обеспечивалась не за счет доступности ресурсов,



а за счет комбинации управления, политики и технологий. Программа была выстроена как система, в которой взаимосвязаны пять элементов: ресурсная база, производительность, технологическая база, эффективность управления, государственная политика. Ни один из компонентов не работает изолированно — без роста объема не появляется стимул для внедрения технологий, без технологий не достигается эффективность, без государственного участия эффективность не масштабируется.

У Баочэн, главный геолог CNODC:

«Мы приехали, чтобы учиться и делиться опытом — тем скромным, что у нас уже есть. Мы готовы предоставлять помощь, ресурсы и наш сервисный потенциал, особенно в сфере изыскания и добычи трудноизвлекаемых запасов. Как говорил наш председатель Си: «Вместе мы создадим наше будущее». В Китае за 24 года добыча газа выросла в 8 раз — в основном за счет трудноизвлекаемых запасов. Главные направления повышения эффективности — геология, бурение и ГРП: от правильного определения пласта до минимизации повреждений и применения собственных технологий. А ключ к запуску отрасли в Китае — это динамическая государственная поддержка, субсидии на кубометр и готовые технологии, особенно на ранних стадиях».

Поддержание добычи на действующих промыслах зрелых месторождений — это не только технологическая задача, но и вопрос сохранения социальной устойчивости регионов. В Ямало-Ненецком автономном округе около 70% населения (более 350 тысяч человек) проживает в городах и поселках, сформированных вокруг нефтегазовых проектов. Надым-Пур-Тазовский регион, давший 21 трлн м³ накопленной добычи, к 2050 году может сократить вклад до 20% в структуре газовой добычи ЯНАО. Новыми центрами должны стать

А.В. Калинин, первый заместитель губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа:

«Когда мы опираемся на 3–5-летние инвестиционные горизонты компаний, можем потерять из вида фундаментальные долгосрочные проблемы. Цикл разработки месторождений в новых провинциях — минимум 10 лет, и логика государственного управления должна учитывать горизонты больше 10 лет. Да, Россия богата ресурсами, но структура базы со временем ухудшается — это объективная реальность. Сегодня 80% добычи газа Ямала сосредоточено в Надым-Пур-Тазе, а к 2050 году эта доля сократится до 20%, и 80% должны будут дать новые северные провинции: Ямал, Гыдан, шельф. Мы уверены, что справимся с вызовами — как уже сделали это с ТРИЗами в нефтяной отрасли, найдя налоговые ключи и сохранив добычу газа в Западной Сибири».

Региональные власти формируют долгосрочные планы трансформации инфраструктуры. Реализуется мастер-план до 2035 года с продлением до 2050-го, в котором Новый Уренгой и Ноябрьск определены как ключевые точки роста. Удержание занятости в регионе — не менее важная задача, чем удержание добычи. В условиях ограниченного времени и инвестиционных горизонтов региону предстоит реализовать проекты с совокупными вложениями более 70 миллиардов долларов и задачей добычи до 2 трлн м³. Поддержка новых проектов — это способ удержать занятость, снизить отток населения и использовать уже построенные городские структуры по максимуму.

На этом фоне критически важным становится наличие готовой технологической базы, способной обеспечить быстрый переход к освоению новых участков. Такую функцию сегодня берет на себя Тюменская область, выступающая не только промышленным, но и технологическим центром для всей нефтегазовой отрасли. Здесь

северные провинции: Гыдан, Ямал, шельф. Однако их освоение требует минимум 10 лет и сопряжено с высокой капиталоемкостью и сложной логистикой. При этом в Надым-Пур-Тазовском регионе остается до 8 трлн м³ запасов, но их экономическая эффективность — предмет отдельного баланса. Речь идет не просто о замене истощенных зон, а о выборе между потерей инфраструктуры и перезапуском региона на новых основаниях. Это фундаментальная дилемма — и экономическая, и социальная.



выстроен единый механизм быстрого реагирования на запросы недропользователей: от выявления технологических дефицитов до выпуска опытных образцов и запусков в серию. Регион не просто аккумулирует заказы и компетенции, но превращает их в рабочие решения через сетевое взаимодействие предприятий, научных организаций и вузов. Для этого создана инфраструктура, включающая технологического брокера, конструкторские цепочки, меры поддержки НИОКР и строящийся межвузовский кампус. Такой подход позволяет синхронизировать заказы и ресурсы, ускорять разработку новых продуктов и снижать затраты на входе в проект. В результате область становится точкой сборки отраслевой кооперации и пространством опережающего технологического ответа.

А.В. Пантелеев, заместитель губернатора Тюменской области:

«Кластер в Тюменской области был создан как ответ на запрос отрасли, потому что появилась большая необходимость в разработке новых технологий, которые требовались нефтегазовым компаниям. За четыре года мы объединили 203 предприятия из 26 регионов. За это время появились новые предприятия, в том числе по выпуску гибких труб и буровых систем. Эффективно работать в нефтегазовом кластере помогает модель “технологического брокера”, когда под конкретный заказ подбираются разработчики и доводится готовое решение. Уже выполнено 12 таких проектов, сейчас запускаем аналогичную модель с компанией НОВАТЭК. Знаковый проект для Тюменской области — строительство межвузовского кампуса с 15 лабораториями, где объединятся наука, образование и промышленность. Его модель работы нужно продумывать уже сейчас, потому что “завтра приходит очень быстро”. Без открытости, сотрудничества и кооперации отрасль не сможет двигаться вперед».

Долгосрочные вызовы требуют не только технологических решений, но и согласованной позиции между государством, регионами, наукой, недропользователями и сервисными компаниями. Ключевая задача — не допустить разрыва между истощением старой ресурсной базы и запуском новых проектов.

Ключ к успеху — в совместной разработке конкретных бизнес-кейсов. Решения должны формироваться в связке с сервисными



компаниями, производителями химии и материалов, а затем масштабироваться при поддержке государства.

Конференция «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии» проходит на ежегодной основе в г. Тюмени с расширением повестки на актуальные темы в области технологий разведки и разработки запасов нефти и газа, а также в области государственного регулирования вопросов добычи и освоения месторождений севера Западной Сибири.

*Организационный комитет
III ежегодной конференции
«Потенциал севера Западной Сибири:
ресурсы и технологии»*



ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАСЕЙНА УМКИЛИР

Д. Л. ГЕНДЕЛЬ

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»
7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Введение. Южное продолжение Северо-Чукотского прогиба по ретроспективным данным относилось к низкоперспективным на нефть и газ, так как ввиду низкой и неравномерной геофизической изученности мощность осадочного чехла оценивалась в 2—2,5 км. Однако в 2018—2019 гг. были выполнены геофизические и геохимические съемки. Новые данные позволили пересмотреть представления о строении южного продолжения Северо-Чукотского прогиба и его перспективности на нефть и газ.

Цель. Изучение геологического строения бассейна Умкилир как продолжения Северо-Чукотского прогиба для установления его нефтегазоносности.

Материалы и методы. Интерпретация сейсморазведки 2D, потенциальных методов, анализ динамических атрибутов, корреляция отражающих горизонтов и разломов, палеотектонический анализ, донные пробы, поверхностная геохимическая съемка.

Результаты. Детализировано строение южного продолжения Северо-Чукотского прогиба, который выделен в самостоятельный осадочный бассейн Умкилир. Установлены основные тектонические события и их возраст, проведена стратификация отражающих горизонтов. Выявлены признаки нефтегазоносности бассейна по данным сейсморазведки и геохимии.

Заключение. Бассейн Умкилир сформировался предположительно в позднеюрскую-раннемеловую эпоху после завершения киммерийской складчатости и сложен отложениями мезозойского и кайнозойского сейсмостратиграфических комплексов (ССК), разделенных региональным среднебрукским несогласием. Осадочный чехол осложнен разломами трансензионной и транспрессионной природы субмеридиональной вергентности, к которым приурочены амплитудные аномалии в кайнозойском ССК. На потенциальную нефтегазоносность бассейна указывают также наличие гидротроилита в донном осадке, газовые эманации в толще воды и их химический и изотопный состав.

Ключевые слова: Восточная Арктика, сейсморазведка, нефть и газ, тектоника, Восточно-Сибирское море, бассейн Умкилир

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Гендель Д. Л. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности бассейна Умкилир. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):14—23. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-14-23>
EDN: [AZONIL](#)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025

Принята к публикации 21.08.2025

Опубликована 30.09.2025

GEOLOGY AND HYDROCARBON POTENTIAL OF THE UMKILIR BASIN

DANIL L. GENDEL

LLC "NOVATEK Scientific and Technical Center"
7, Pozharnyykh i spasateley str., Tyumen, 625031, Russian Federation

ABSTRACT

Background. According to retrospective data, the southern continuation of the North Chukchi Trough was considered low-prospective in terms of oil and gas deposits. Indeed, due to the poor and uneven geophysical exploration, the thickness of the sedimentary cover was estimated at 2—2.5 km. However, in 2018—2019, additional geophysical and geochemical surveys were carried out. New data has allowed an improved understanding of the structure of the southern continuation of the North Chukchi Trough and its oil and gas potential.

Aim. Study of the geological structure of the Umkilir basin as a continuation of the North Chukchi Trough to establish its oil and gas potential.

Materials and methods. Interpretation of 2D seismic surveys, potential methods, analysis of dynamic attributes, correlation of reflectors and faults, paleotectonic analysis, bottom samples, surface geochemical survey.

Results. The structure of the southern continuation of the North Chukchi trough, which is identified as an independent sedimentary basin Umkilir, is clarified. The main tectonic events and their age are established, the stratification of reflectors is carried out. Signs for the oil and gas potential of the basin are revealed based on seismic exploration and geochemistry data.

Conclusion. The Umkilir Basin was presumably formed in the Late Jurassic–Early Cretaceous after the end of the Cimmerian folding. It is composed of Mesozoic and Cenozoic SSC deposits separated by the regional Middle Brookian Unconformity. The sedimentary cover is complicated by transtensional and transpressional faults of submeridional vergence, to which amplitude anomalies in the Cenozoic SSC are confined. The oil and gas potential of the basin is also indicated by the presence of hydrotroilite in the bottom sediment, gas emanations in the water column, as well as by their chemical and isotopic composition.

Keywords: Eastern Arctic, seismic exploration, oil and gas, tectonics, East Siberian Sea, Umkilir Basin

Conflict of interest: the author declares that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: the study had no sponsorship.

For citation: Gendel D.L. Geology and hydrocarbon potential of the Umkilir basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):14—23. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-14-23> EDN: [AZONIL](https://www.edn.net/AZONIL)

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 21 August 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Введение

Актуальность работы обусловлена планом развития Северного морского пути до 2035 года, утвержденного Правительством Российской Федерации. Южное продолжение Северо-Чукотского бассейна расположено на арктическом шельфе РФ в акватории Восточно-Сибирского моря вблизи маршрута Северного морского пути, однако ввиду

крайне низкой изученности ранее район рассматривался как малоперспективный на наличие промышленных залежей углеводородов (УВ). Однако проведенные в 2018—2019 гг. сейсморазведка 2D по сетке 10×10 км, грави- и магниторазведочные съемки, поверхностная геохимическая съемка и отбор донных проб изменили представления о его строении и нефтегазоносности. Название

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

Умкилир для южного продолжения Северо-Чукотского бассейна употреблено в работах [9, 10] по чукотскому названию острова Врангеля. В данной работе мы также используем его.

Геологическое строение и история формирования осадочного бассейна

На композитном профиле на рисунке 1 показано, что в разрезе бассейна Умкилир два структурных этажа — кайнозойский и меловой, которые соответствуют двум этапам тектонической эволюции. Первому этапу соответствует континентальный дрейф и коллизия, а второму — постколлизийный период формирования бассейна [8].

В отличие от трога Ханна С-3 шельфа Аляски, бассейн Умкилир сформировался в позднеюрском — раннемеловом периоде. О раннемеловом возрасте бассейна также свидетельствуют возрастные определения гранитоидов на Новосибирских островах и Чукотке, результаты бурения скважины ACEX (Arctic Coring Expedition — Арктическая экспедиция по бурению), скважины Айон, данные по обнажениям на острове Врангеля, Новосибирских островах и островах Де-Лонга [3, 4]. Предположительно граница верхнего и нижнего мела в пределах Северо-Чукотского прогиба IAU (Intra Albian Unconformity — внутриальбское несогласие) идентична с отражающим горизонтом BU (Brookian Unconformity — брукское несогла-

сие), который также является границей верхнего и нижнего мела в пределах трога Ханна. Оба бассейна несут в себе следы альпийской складчатости, которая привела к перестройке структурного плана — трансензионным разломам на границе мела и кайнозоя (горизонт mBU (middle Brookian Unconformity — среднебрукское несогласие).

Акустическим фундаментом бассейна являются отложения палеозойско-мезозойского возраста, дислоцированные на этапе позднекеммерийской складчатости. Некоторые исследователи [5] выделяют их на данных глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) как метаосадочный слой с плотностью, промежуточной между осадками и кристаллической корой.

Возрастная привязка отражающих границ во многих исследованиях совпадает по региональным поверхностям несогласия, однако в более дробных делениях расходится [3, 4, 10, 11]. Это объясняется отсутствием параметрических скважин в бассейне. Опубликованные недавно результаты стратиграфического бурения в Восточной Арктике [6] не опровергают действующую модель, однако и не вносят уточнений, так как скважины пробурены на поднятиях и объем меловых отложений остается невыясненным, граница mBU является полихронной ввиду своего генезиса. Возрастные определения горизонтов Восточно-Арктического бассейна согласно последним

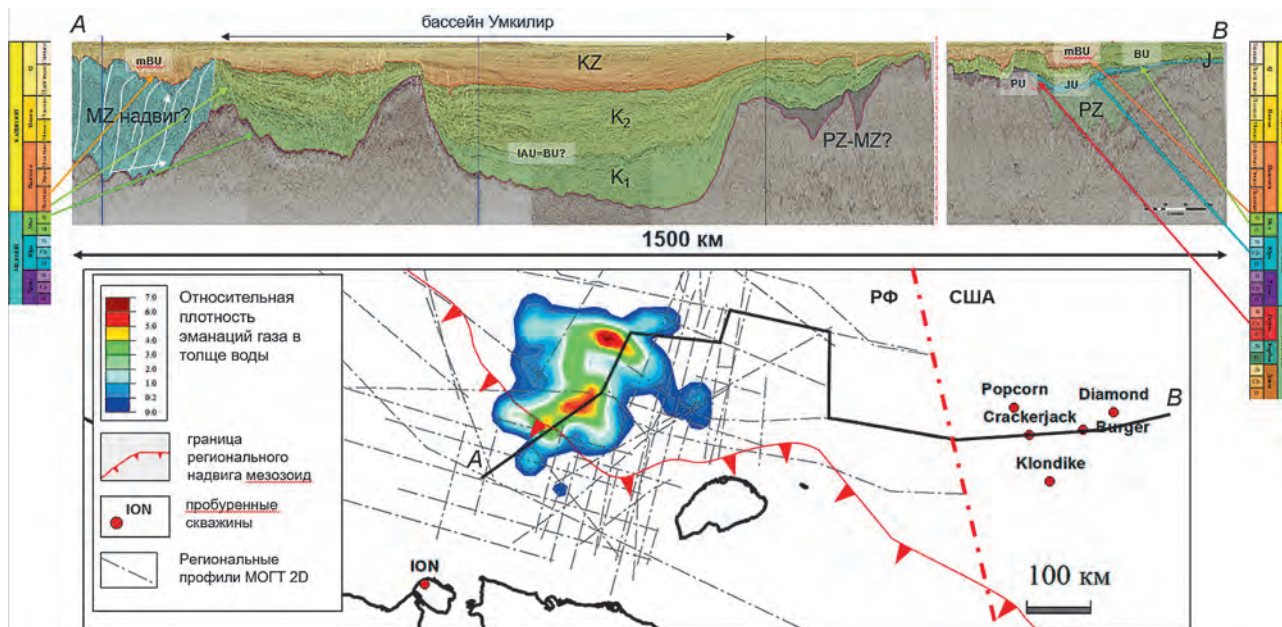


Рис. 1. Карта плотности газовых эманий в бассейне Умкилир и стратиграфия в сравнении с трогом Ханна С-3 шельфа Аляски

Fig. 1. Map of gas emanation density in the Umkilor Basin and stratigraphy in comparison with the Hanna Trough of the NW Alaska Shelf

публикациям и авторской интерпретации приведены в таблице.

В результате интерпретации данных сейсморазведки были построены карты мощности кайнозойского (Fa-mBU) и мезозойского (mBU-морское

Таблица 1. Стратификация отражающих горизонтов бассейна Умкилир
Table 1. Stratification of reflecting horizons of the Umkilir basin

Система	Отдел	Ярус	Стратификация НОВАТЭК НТЦ 2022г.	Возраст, млн. лет
Q	Голоцен			
	Плейстоцен	Неоплейстоцен		
Эоплейстоцен				
Неоген	Плиоцен	Гелазский		
		Пьяченский		
	Занкльский	RU	5	
	Миоцен	Мессинский		
		Тортонский		
		Серравальский		
Лангийский				
Бурдигальский				
Аквитанский	UB	23		
Палеоген	Олигоцен	Хаттский	E	34
		Рюпельский		
	Эоцен	Приабонский	KZ_1	45
		Бартонский		
		Лютетский	KZ_bot	56
		Ипрский		
	Палеоцен	Танетский	10G	
		Зеландский		
Датский	mBU	66		
Мел	Верхний	Маастрихтский		
		Кампанский		
		Сантонский	LB_2	
		Коньякский	LB_1	
		Туронский	LB_0	
	Сеноманский	IAU	100	
	Нижний	Альбский		
		Аптский	K1a	110
Барремский				
Готеривский				
Валанжинский				
Берриасский				
Юра	Верхний	Титонский	Fa	125-140
		Кимериджский		
		Оксфордский		

дно) ССК бассейна (рис. 2). Мощность мелового ССК (рис. 2б) изменяется от нулевой в районе Шелагского выступа до 16 км в дремхедском грабен-рифте. По мнению ряда исследователей [10], нижняя толща мезозойского ССК, выделяемая в основании осадочного чехла в Северо-Чукотском прогибе, представлена молассовыми отложениями аптского возраста. Источником сноса, вероятно, являлась Врангелевско-Геральдская гряда. К кровле молассовых отложений приурочен отражающий горизонт К_а. Молассовые отложения аптского возраста перекрываются терригенными морскими и мелководно-морскими отложениями предположительно альбского возраста. Вблизи кровли отложений альбского возраста выделяется отражающий горизонт IAU. Верхнемеловые отложения предположительно накапливались в условиях регрессии и при некомпенсированном заполнении бассейна терригенным осадочным материалом, сносимым с юга. К выделенным крупным подкомплексам приурочены ОГ, индексируемые как LB0, LB1, LB2, соответствующие поверхностям максимального затопления. В кровле верхнемеловых отложений выделяется региональное несогласие, к которому приурочен ОГ mBU.

Мощность кайнозойских отложений в пределах бассейна увеличивается с юго-запада на северо-восток (рис. 2а). Выделяются два депоцентра, разделенные существовавшей в тот период возвышенностью на северо-западе. В интервале

кайнозойских отложений были выделены крупные клиноформные комплексы в интервале от ОГ mBU до KZ-00. Анализ толщин сейсмокомплексов и временных разрезов в этом интервале показывает, что происходило некомпенсированное заполнение палеобассейна в северо-восточном направлении, при поступлении осадочного материала с юга [13]. Возможным источником материала и агентом переноса может быть палео-Колыма [15]. В современном рельефе дна также наблюдается каньон ЮЗ-СВ простираения.

И меловой, и кайнозойский ССК осложнены разломами, которые можно разделить на две группы:

- разломы глубинного заложения, затрагивающие породы фундамента и проникающие в осадочный чехол, которые сформированы за счет преимущественно вертикальных тектонических движений и обусловлены блоковым строением поверхности фундамента;

- разломы, ограниченные интервалом осадочного чехла и представленные многочисленными системами сбросо-сдвигов, образованных за счет горизонтальных тектонических движений — в большей степени субширотного растяжения, осложненного зонами сжатия и тангенциальных напряжений.

Перспективы нефтегазоносности

Очевидно, что разветвленная система разломов могла создавать благоприятные условия

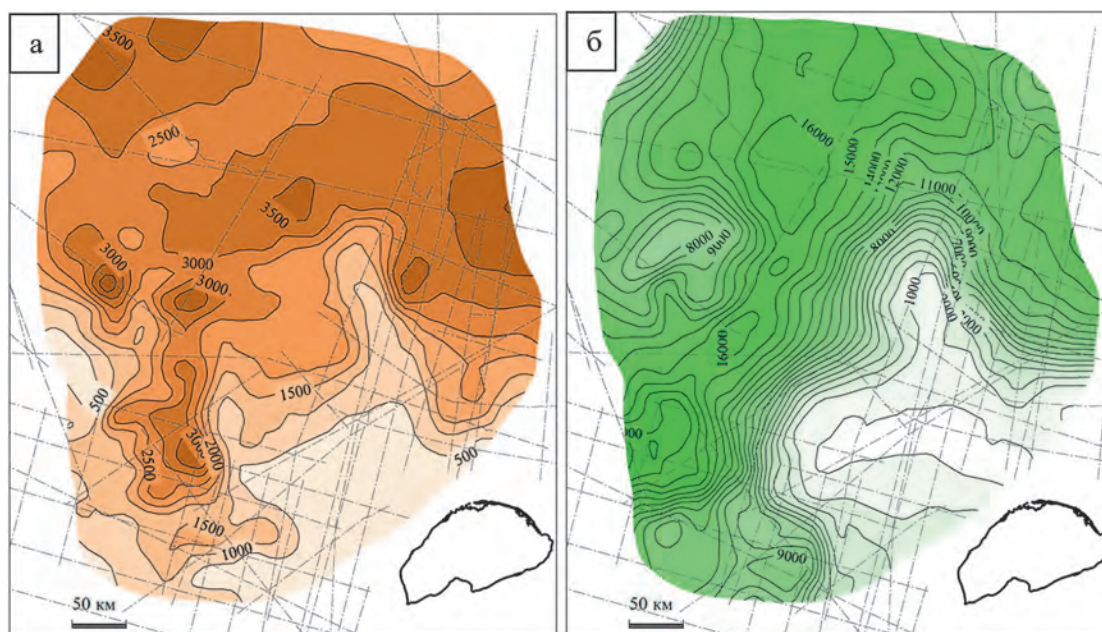


Рис. 2. Мощность осадочного чехла: а — кайнозойского; б — мезозойского, бассейна Умкилир
Fig. 2. Thickness sedimentary cover: а — Cenozoic; б — Mesozoic, Umkilir basin

для вертикальной миграции УВ. Основным примером проводимости тектонических разломов является наличие динамически выраженных ярких пятен, связываемых с возможным газонасыщением отложений вдоль линий тектонических нарушений на сейсмических разрезах (рис. 3).

Отмечается приуроченность аномалий типа «залежь» (далее — АТЗ) к отдельным тектоническим блокам или куполам структур, а характер аномалий «мягкий отклик» указывает на понижение акустического импеданса, которое может быть связано с газонасыщением. Дополнительными признаками наличия газовых залежей служат кинематические «затяжки» и зоны понижения синфазности под аномалиями. Стоит отметить, что АТЗ наблюдаются только в кайнозойском сейсмокомплексе, что может говорить как о наличии в меловом ССК только нефтяных залежей, так и том, что все углеводороды мигрировали по разломам из меловых нефтегазоматеринских пород (НГМП) в кайнозойские ловушки.

Также подобные аномалии отмечаются и вне структур. Такие аномалии типа «залежь» были отнесены к возможным литологическим объектам. Примером таких объектов являются аномалии, выделенные в областях прогнозного распространения коллекторов в шельфовых и глубоководных частях клиноформных сейсмокомплексов в интервале кайнозоя (ОГ KZ1, KZ2, KZ3). Среди таких объектов выделяются достаточно большие по размерам и площади (рис. 4). По разрезу видно, что разломы

для неструктурных ловушек также играют роль путей миграции.

В связи с отсутствием фактических данных об углеводородной системе бассейна Умкилир при оценке перспектив нефтегазоносности использовались представления о региональных предпосылках формирования элементов нефтегазоносной системы и интерпретация сейсмозаведочных данных по меловой и кайнозойской частям разреза [12, 14]. Для выделения вероятных НГМП использовались результаты прогноза условий осадконакопления в меловой части разреза.

Основной вероятной НГМП может являться верхняя часть интервала LB2—LB1, в этом комплексе на сейсмических разрезах отмечается интервал динамически ярко выраженных, относительно протяженных по площади плоскопараллельных отражений. С точки зрения сейсмостратиграфического анализа этот интервал формировался при повышении относительного уровня моря и отнесен к трансгрессивному системному тракту. Второй по значению вероятной НГМП является интервал в верхней части IAU—K1a, наличие морских отложений предполагается на основании характера волновой записи. На временных разрезах этот интервал представлен плоскопараллельными отражениями, часто выдержанными по площади и динамически более яркими по отношению к подстилающим и перекрывающим интервалам, также о морских обстановках свидетельствует то, что перекрывается этот интервал клиноформными отложениями комплекса LBO—IAU.

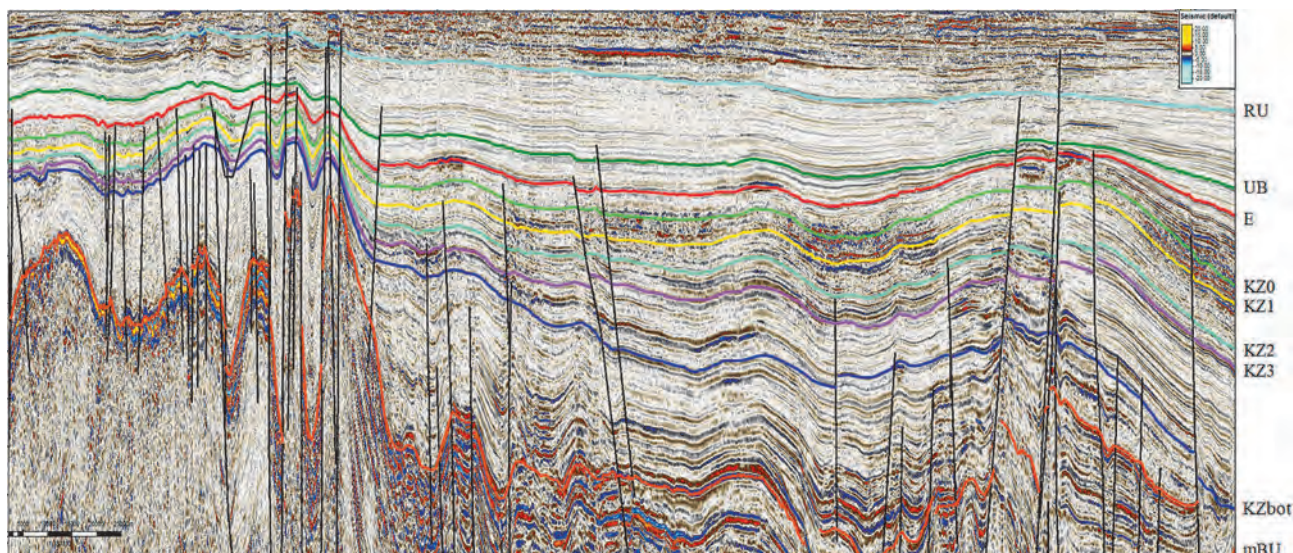


Рис. 3. Временной сейсмический разрез с аномалиями типа «залежь», приуроченными к антиклиналям и тектоническим нарушениям кайнозойского ССК

Fig. 3. TWT seismic section with DHI, confined to anticlines and faults of Cenozoic section

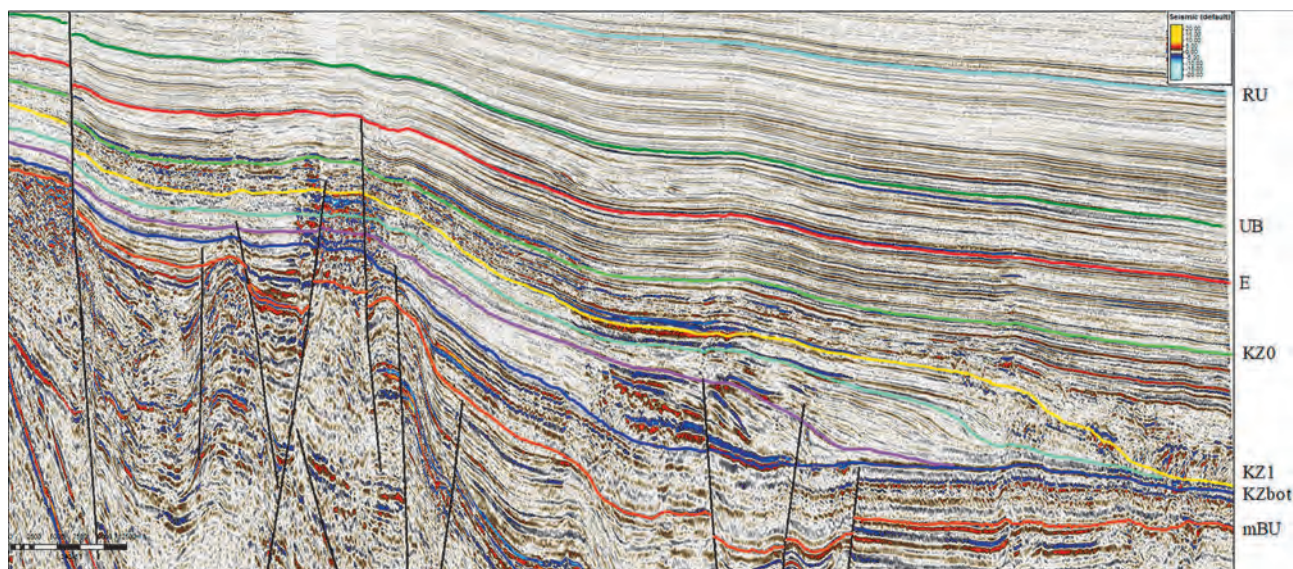


Рис. 4. Временной сейсмический разрез с АТЗ, приуроченными к литологическим ловушкам клиноформного интервала кайнозойского ССК

Fig. 4. TWT seismic section with DHI confined to lithological traps of the clinoform interval of the Cenozoic section

Зрелость органического вещества вероятных меловых НГМП на изучаемой площади не вызывает сомнений ввиду значительной глубины залегания. В качестве основной НГМП рассматривалась толща вблизи ОГ LB2. Для оценки зрелости была использована структурная карта по ОГ LB2 и средний по планете геотермический градиент $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. При таком градиенте температура на уровне ОГ LB2 достигает $170\text{ }^{\circ}\text{C}$, что соответствует стадиям МК₃—МК₄.

Наличие АТЗ на сейсмических разрезах косвенно подтверждает наличие миграции и аккумуляции газообразных УВ. Однако генезис газа может быть как низкотемпературный микробный, так и термогенный.

При отсутствии изученности поисковым бурением были необходимы дополнительные подтверждения работающей углеводородной системы. На поисковом этапе на первый план выходят косвенные методы прогноза наличия залежей УВ и процессов миграции УВ. Была проведена площадная геохимическая съемка, отобраны донные пробы, геохимические исследования газов эманаций (рис. 1), битумоидов, литологические и гидрогеохимические исследования.

В донных пробах по всей площади исследования обнаружено активное проявление процесса сульфатредукции, связанное с поступлением органического углерода. Как следствие, наблюдается прямая метаморфизация состава поровых вод: снижение содержания SO_4^{2-} , увеличение

содержания HCO_3^- , которое, в свою очередь, ведет к появлению в осадках сероводорода, гидротроилита и образование аутигенных карбонатных минералов массивной структуры. Изотопный состав углерода и кислорода карбоната конкреций свидетельствует о формировании карбонатов аутигенно и за счет окисления поступающего метана термогенной природы (рис. 5).

В зонах газовых эманаций были обнаружены повышенные концентрации метана. Данные об изотопном составе газовой фазы УВ свидетельствуют в пользу наличия значительных концентраций термогенного газа в изучаемых осадках. На хроматограммах в зонах газовых эманаций присутствует бимодальное распределение n-алканов, что является признаком подтока миграционных УВ (рис. 6).

Заключение

В результате проведенных исследований удалось уточнить строение осадочного бассейна Умкилир в составе Восточно-Арктической перспективной нефтегазоносной провинции (ПНГП), изучить его геологическую эволюцию и получить представление о его нефтегазоносности. Были использованы все возможные косвенные методы изучения элементов нефтегазоносной системы. Широкое распространение газовых эманаций подтверждает наличие в бассейне работающей нефтегазоносной системы [1]. Для перевода Восточно-Арктической ПНГП из перспективных

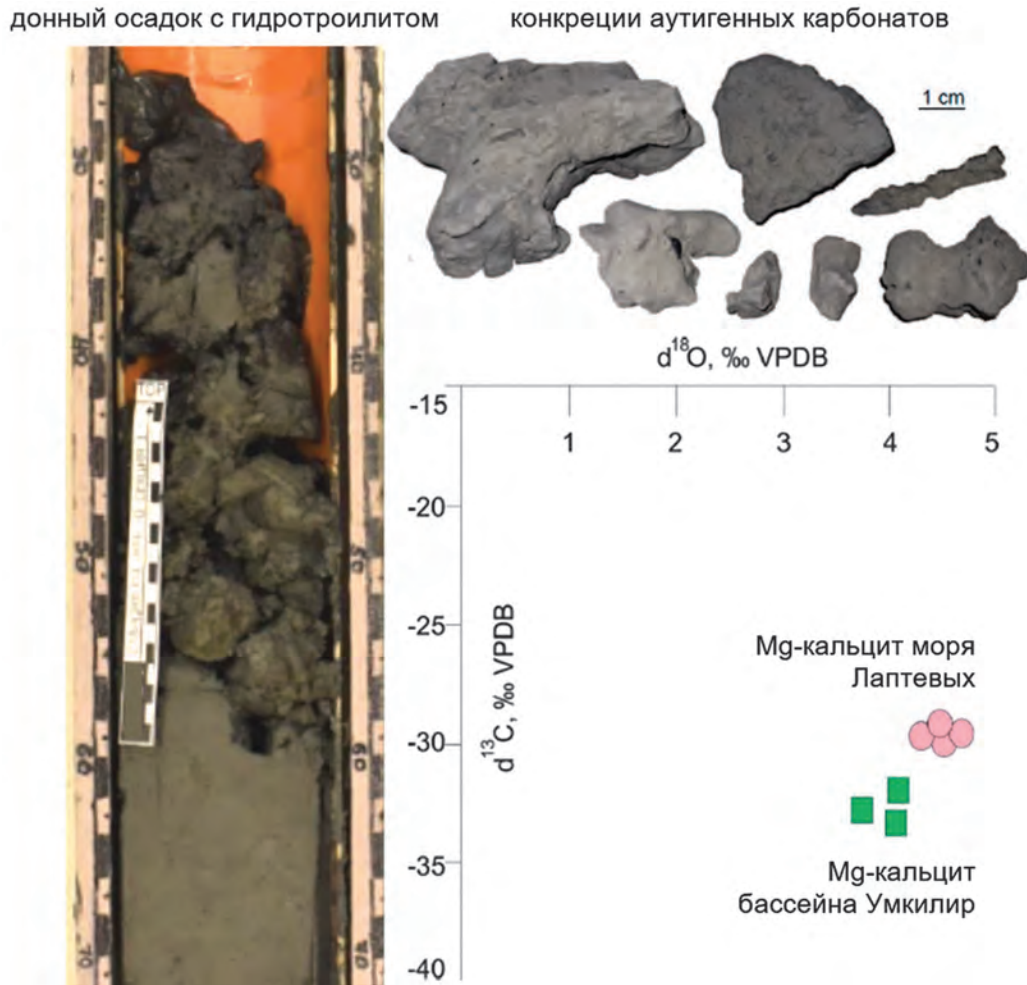


Рис. 5. Гидротроилит и конкреции аутигенных карбонатов в донном осадке бассейна Умкилир и изотопный состав углерода и кислорода карбоната конкреций
Fig. 5. Hydrotroilite and authigenic carbonate concretions in the bottom sediment of the Umkilir basin and the isotopic composition of carbon and oxygen in the carbonate of the concretions

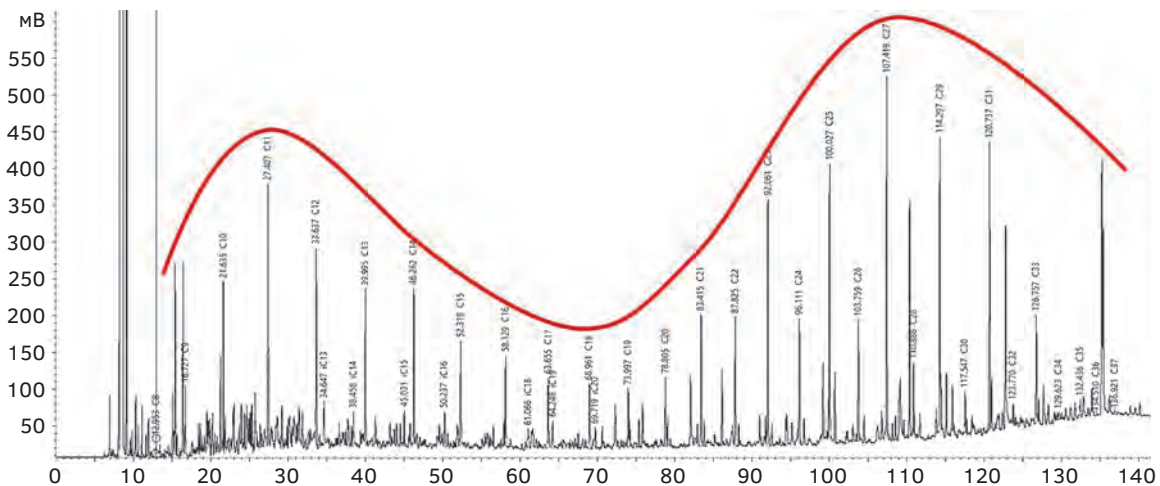


Рис. 6. Пример бимодального распределения нормальных алканов на хроматограмме в зоне газовых эманаций
Fig. 6. An example of bimodal distribution of normal alkanes on a chromatogram in the gas emanation zone

в доказанные необходимо поставить поисковое бурение на первоочередных объектах со вскрытием кайнозойского и мелового ССК.

На текущий момент остается невыясненным, есть ли в бассейне помимо потенциальных газовых залежей нефтяные.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г., Казанин Г.А. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Восточно-Сибирское море. Арктика: экология и экономика. 2022. Т. 12, № 2. С. 158—171. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-2-158-171.
2. Гендель Д.Л., Карпов И.Л. Новые данные о строении и нефтегазоносности Восточно-Арктической ПНГП. Сб. докл. конф. EAGE «ПроГРРесс». 2021, Т. 2021. С. 1—5. DOI: 10.3997/2214-4609.202159043
3. Грецкая Е.В., Савицкий А.В. Новые данные по геологическому строению и нефтегазоносности Чукотского и Восточно-Сибирского морей (ОАО «Дальморнефтегеофизика»). RAO/CIS OFFSHORE 2013. Круглый стол 1. С. 23—28.
4. Дараган-Суцова Л.А., Соболев Н.Н., Петров Е.О., Гринько Л.Р., Петровская Н.А., Дараган-Суцов Ю.И. К обоснованию стратиграфической привязки опорных сейсмических горизонтов на восточно-арктическом шельфе и в области центрально-арктических поднятий. Региональная геология и металлогения. 2014. № 58. С. 5—21.
5. Кашубин С.Н. и др., Глубинное строение земной коры и верхней мантии поднятия Менделеева по профилю ГСЗ Арктика-2012. Региональная геология и металлогения. 2016. № 65. С.16-36
6. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Колубакин А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Попова А.Б., Данилкин С.М., Васильева И.С., Тимошенко Т.А., Александрова Г.Н., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Никишин А.М. Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики. Геология нефти и газа. 2024. № 3. С. 19—30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30
7. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. ГРП в Арктике: ресурсный потенциал и перспективные направления. Neftgaz.RU. 2020. № 1(97). С. 22—30.
8. Мусеев А.В., Соколов С.Д., Тучкова М.И., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А. Этапы структурной эволюции осадочного чехла о. Врангеля, Восточная Арктика. Геотектоника. 2018. № 5. С. 22—38.
9. Никишин А.М. и др. Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов. М.: ГИН РАН, 2022. 156 с. DOI: 10.54896/00023272_2022_632_1
10. Никишин А.М., Старцева К.Ф., Вержбицкий В.Е., Клушин С., Малышев Н.А., Петров Е.И. и др. Сейсмостратиграфия и этапы геологической истории осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского морей и сопряженной части Американо-Сибирского бассейна. Геотектоника. 2019. № 6. С. 3—26.
11. Петров О.В., Смелрор М. Тектоностратиграфический атлас Восточной Арктики. СПб.: ВСЕГЕИ, 2020. 151 с.
12. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Геофизические и литолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности глубоководных и шельфовых бассейнов российской Восточной Арктики. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 2. С. 17 https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2018
13. Попова А.Б., Махова О.С., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. Построение комплексной сейсмогеологической модели шельфа Восточно-Сибирского моря Нефтяное хозяйство. 2018. № 4(1134). С. 30—34. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-30-34
14. Сакулина Т.С., Дергунов Н.Т., Винокуров И.Ю. Создание опорного геолого-геофизического профиля 5-АР. СПб.: Севморгео, 2010.
15. Фрейман С.И. Сейсмостратиграфия и геологическая история Северо-Чукотского бассейна и сопряженных районов Северного Ледовитого океана: дис.... канд. геол.-мин. наук. М., 2021. 162 с.
16. Шакиров Р.Б., Сорочинская А.В., Обжиров А.И. Газогеохимические аномалии в осадках Восточно-Сибирского моря. Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2013. № 1. Вып. № 21. С. 98—110.

REFERENCES

1. Bogoyavlensky V.I., Kishankov A.V., Kazanin A.G., Kazanin G.A. Dangerous gas-saturated objects in the World Ocean: the East Siberian Sea. Arctic: Ecology and Economy. 2022. Vol. 12. No. 2. P. 158—171 (In Russ.). DOI: 10.25283/2223-4594-2022-2-158-171
2. Gendel D., Karpov I. New Data on The Structure and Prospectivity of East-Arctic Province European Association of Geoscientists & Engineers. ProGRess'21. Nov. 2021. Vol. 2021. P. 1—5 (In Russ.). DOI: 10.3997/2214-4609.202159043
3. Gretskaia E.V., Savitsky A.V. New data on the geological structure and oil and gas content of the Chukchi and East Siberian seas (JSC Dalmorneftegeofizika) RAO. CIS OFFSHORE. 2013. Round table 1. P. 23—28 (In Russ.).
4. Daragan-Sushchova L.A., Sobolev N.N., Petrov E.O., Grinko L.R., Petrovskaya N.A., Daragan-Sushchov Yu.I.

- Substantiation of stratigraphic tie of reference seismic horizons in the eastern-arctic shelf and in the area of the central arctic uplifts. Regional geology and metallogeny. 2014. No. 58. P. 5—21 (In Russ.).
5. Kashubin S.N., et al., Deep structure of the earth's crust and upper mantle of the Mendeleev Rise along the Arctic-2012 DSS profile. Regional Geology and Metallogeny. 2016. No. 65. P. 16—36 (In Russ.).
 6. Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Popova A.B., Danilkin S.M., Vasilyeva I.S., Timoshenko T.A., Aleksandrova G.N., Gatovsky Yu.A., Suslova A.A., Nikishin A.M. Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic. Geology of oil and gas. 2024. No. 3. P. 19—30 (In Russ.). DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30
 7. Melnikov P.N., Skvortsov M.B., Kravchenko M.N., Agadzhanlyants I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V. Geological exploration in the Arctic: resource potential and prospective directions. Neftegaz.RU. 2020. No. 1(97). P. 22—30 (In Russ.).
 8. Moiseev AV, Sokolov SD, Tuchkova MI, Verzhbitsky VE, Malyshev NA Stages of structural evolution of the sedimentary cover of the lake. Wrangel, Eastern Arctic. Geotectonics. 2018, No. 5. P. 22—38 (In Russ.).
 9. Nikishin A.M., et al. Seismostratigraphy, paleogeography, and paleotectonics of the Arctic deep-water basin and its Russian shelves. Moscow: GIN RAS. 2022. 156 p. (In Russ.). DOI: 10.54896/00023272_2022_632_1
 10. Nikishin A.M., Startseva K.F., Verzhbitsky V.E., Kluting S., Malyshev N.A., Petrov E.I., Posamentier H., Freiman S.I., Lineva M.D., Zhukov N.N. Seismostratigraphy and stages of geological history of sedimentary basins of the East Siberian and Chukchi seas and the adjacent part of the Amerasian basin. Geotectonics. 2019. No. 6, P. 3—26 (In Russ.).
 11. Petrov O.V., Smelror M. Tectonostratigraphic atlas of the Eastern Arctic. Saint-Peterburg: VSEGEI, 2020. 151 p. (In Russ.).
 12. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. Geophysical and lithological-geochemical prerequisites for the oil and gas content of the deep-water and shelf basins of the Russian Eastern Arctic. Oil and gas geology. Theory and practice. 2018. T. 13. No. 2. P. 17 (In Russ.). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2018
 13. Popova A.B., Makhova O.S., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Construction of an integrated seismic-geological model of the East Siberian Sea shelf Oil Industry. 2018. No. 4(1134). P. 30—34 (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-30-34
 14. Sakulina T.S., Dergunov N.T., Vinokurov I.Yu. Creation of the reference geological and geophysical profile 5-AR. Saint-Peterburg: Sevmorgeo, 2010 (In Russ.).
 15. Freiman S.I. Seismostratigraphy and geological history of the North Chukchi Basin and adjacent regions of the Arctic Ocean: Diss. ... Cand. Geol.-Min. Sci. Moscow, 2021, 162 p. (In Russ.).
 16. Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Obzhairov A.I. Gas-geochemical anomalies in the sediments of the East Siberian Sea. Bulletin KRAUNZ. Geosciences. 2013. No. 1. Is. 21. P. 98—110 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Гендель Д.Л. — подготовка текста и рисунков, анализ данных, редакция.

Danil L. Gendel — text and drawings preparation, data analysis, editing.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Гендель Данил Леонидович — начальник отдела поиска перспективных объектов ЯМАЛ ООО «НОВАТЭК НТЦ».

7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия

e-mail: dlgendel@novatek.ru

Danil L. Gendel — Head of the Department for Searching for Prospective Objects of YAMAL NOVATEK NTC LLC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia

e-mail: dlgendel@novatek.ru



ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Т.И. ГАТАУЛЛИН, А.Ю. СМИРНОВ, Е.В. КРЮЧКОВА*

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Введение. Распространенной проблемой освоения скважин в условиях трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) является контроль призабойной зоны скважины, а именно подбор режимов эксплуатации, при которых будет обеспечиваться достаточный вынос жидкости гидравлического разрыва пласта (ГРП), проппанта, углеводородной смеси (УВС) без разрушения породы. Разрушение породы является наиболее непредсказуемым фактором на текущий момент в связи с низким уровнем изученности процессов, происходящих в призабойной зоне ствола скважины. Разрушение породы приводит к образованию обломков разной величины, которые, проникая в скважинное пространство и заполняя его, приводят к ухудшению либо потере продуктивности скважины. Кроме того, поступление обломков горных пород в скважину может сопровождаться их выносом на устье скважины, что вызывает риск повреждения устьевого оборудования и забивание скважинных линий. Важно выявить, при каких режимах испытания скважины возникают наибольшее напряжение на поровое пространство около стенки ствола скважины. После этого сформировать рекомендации по эксплуатации скважины.

Цель. Выявить, при каких условиях возникают наибольшие напряжения в поровом пространстве около стенки ствола скважины, приводящие к его обрушению. После этого сформировать рекомендации по безопасной эксплуатации скважины.

Материалы. В работе использованы результаты специальных исследований керна, построенных геомеханических моделей, фактических замеров дебитов и давлений при освоении и эксплуатации скважин. Произведены расчеты давления обрушения порового пространства вдоль ствола скважины. Проведены расчеты по выносу обломков.

Результаты. Предлагаемый подход обеспечивает контроль за давлением обрушения породы при любых темпах снижения забойного давления, что позволяет минимизировать риски обрушения породы. Это позволяет снизить количество аварийных ситуаций и осложнений при освоении и эксплуатации скважин.

Заключение. В процессе работы проанализирован массив данных освоения и эксплуатации скважин, проанализированы причины образования обломков. Произведены расчеты допустимых забойных давлений и режимов эксплуатации скважин. По результатам контроля за забойным давлением случаев обрушения породы и выноса ее на поверхность более не наблюдалось. Разработана программа дальнейшего уточнения и масштабирования расчетов.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП), освоение скважин, депрессия, поровое пространство, обрушение породы, продуктивность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Гатауллин Т.И., Смирнов А.Ю., Крючкова Е.В. Планирование режимов освоения и эксплуатации скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):24—35.

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-24-35> EDN: [EMFRLW](#)

Статья поступила в редакцию 18.08.2025
Принята к публикации 15.09.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

ORGANIZATION OF WELL DEVELOPMENT WITH MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

TIMUR I. GATAULLIN, ARTEM Yu. SMIRNOV, EKATERINA V. KRYUCHKOVA*

NOVATEK Scientific and Technical Center
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation

ABSTRACT

Background. Challenge in developing wells with hard-to-recover reserves is monitoring the well's near-wellbore zone, specifically, selecting operating modes that will ensure sufficient flow of hydraulic fracturing fluid, proppant, and hydrocarbon mixture without rock failure. Rock failure is the most unpredictable factor due to the low understanding of the processes in the near-wellbore zone. Rock failure results in the formation of varying sizes rock fragments. These rocks lead to deterioration or loss of well productivity by penetrating and filling the wellbore. The entry of rock into the wellbore leads to the risk of damage to wellhead equipment and clogging of well lines. It is important to identify which well testing modes cause the greatest stress on the pore space near the wellbore zone. After this, recommendations for well operation can be developed.

Aim. To identify conditions causing maximum stresses in the pore space near the wellbore wall, which can lead to its collapse. On this basis, to develop recommendations for safe well operation.

Materials and methods. The study was conducted using the results of core analysis, constructed geomechanical models, and actual flow rate/pressure measurements during well completion and production. Methods for calculating pore space collapse pressure along the wellbore were developed, including fragment transport calculations.

Results. The proposed approach ensures control over rock collapse pressure at any bottomhole pressure drawdown rate, minimizing collapse risks. This significantly reduces accident rates and operational complications during well completion and production.

Conclusion. The research analyzed extensive well completion and production data, investigating the causes of fragment generation. An original methodology for calculating permissible bottomhole pressures and optimal well operation modes was developed. Following implementation, no further incidents of rock collapse or surface fragment transport were observed. A program for further methodology refinement and scaling was established.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), well completion, drawdown, pore space, rock collapse, productivity

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

Funding: the study received no external funding.

For citation: Gataullin T.I., Smirnov A.Yu., Kryuchkova E.V. Organization of well development with multistage hydraulic fracturing. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):24—35. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-24-35> EDN: [EMFRLW](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 18 August 2025
Accepted 15 September 2025
Published 30 September 2025

* Corresponding author

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

Является общеизвестным фактом то, что доля традиционных запасов в структуре добычи нефтяных и газовых компаний с течением времени неуклонно снижается. Это обусловлено не только истощением зрелых месторождений, но и развитием технологий бурения и добычи, которые делают возможными разработку месторождений, которые ранее считались экономически нерентабельными. Вовлечение в работу таких месторождений не только позволяет повысить общую валовую добычу углеводородов, но и повысить их качество, например путем вовлечения залежей с более высоким содержанием конденсата, что характерно для юрских и ачимовских отложений.

Однако, как уже упоминалось выше, вовлечение подобных залежей сопряжено с большим количеством технологических трудностей, поскольку в подавляющем числе случаев такие залежи характеризуются сложными геологическими условиями, такими как:

- аномально высокие температура и давление;
- крайне низкая проницаемость;
- наличие тектонических нарушений;

- смешанный характер насыщения.

Такие условия требуют целого комплекса технологических решений для обеспечения рациональной и эффективной выработки, которые, однако, не могут гарантировать стопроцентной надежности всех этапов технологического процесса.

Одним из ярких примеров решения подобного рода задач является месторождение «Т» на полуострове Ямал, где в настоящее время ведется освоение залежей юрского периода.

Среднеюрские отложения площади месторождения «Т» сформированы в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях. Коллектор выской свиты представлен песчаными отложениями эстуария и русел с влиянием приливно-отливных процессов, средняя песчаность которых составляет 37%. Малышевская свита представлена преимущественно глинистыми отложениями дельты и дальней зоны подводного берегового склона, коллектор связан с песчаниками фронта дельты, предфронтальной зоны пляжа и распределительных каналов. Средняя песчаность интервала малышевской свиты составляет 25%. Также

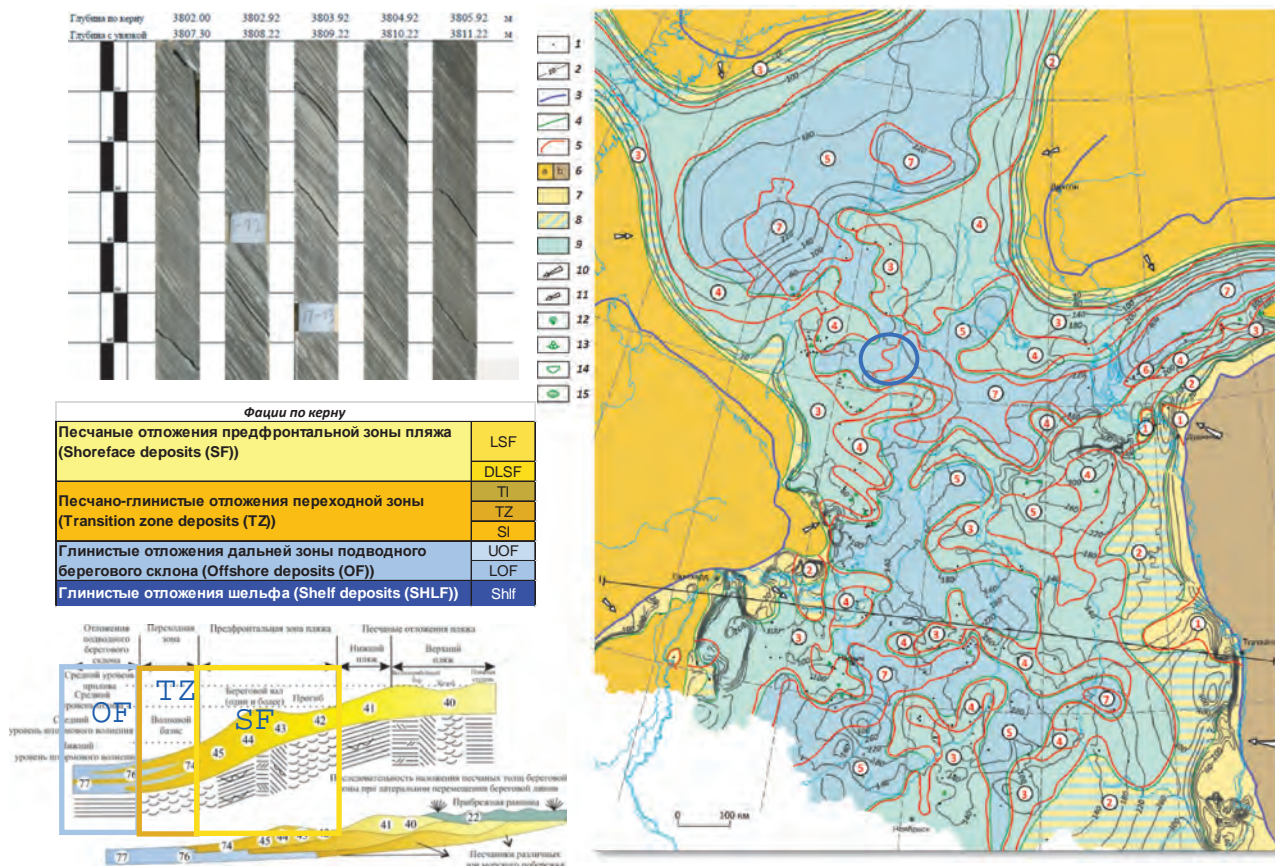


Рис. 1. Среднеюрские отложения месторождения «Т»
Fig 1. Middle Jurassic sediments field "T"

на ФЕС рассматриваемых пластов влияет глубина их залегания, которая достигает 3700 м (рис. 1).

При этом условия осадконакопления обуславливают те самые характеристики, которые ранее делали разработку таких пластов технологически невозможной. Так, проницаемость рассматриваемых пластов составляет от 0,01 до 0,1 мД, коэффициент начальной газонасыщенности изменяется от 0,35 до 0,55 д. ед. Коэффициент аномальности пластового давления равен 1,8 д. ед., а пластовая температура равна 110 °С. Сами залежи при этом осложнены как активной тектоникой, так и значительной фациальной изменчивостью. Содержание конденсата в газе рассматриваемых пластов также варьируется в диапазоне от 100 до 600 г/м³, изменяясь при этом как по площади, так и по разрезу. При этом данные залежи обладают значительными запасами как газа, так и конденсата, поэтому, несмотря ни на что, их освоение является технически и экономически оправданным (рис. 2).

Очевидно, что единственно возможным способом эксплуатации таких залежей является бурение горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного ГРП, что и реализуется на рассматриваемом активе.

Первые работы по опытно-промышленному освоению юрских отложений месторождения «Т» были начаты в 2019 году. В процессе опытно-промышленной разработки (ОПР) планировалось решить следующие задачи:

- определить оптимальную систему вскрытия эксплуатационных объектов, оптимальный азимут бурения горизонтального ствола (ГС);
- определить оптимальную длину ГС;
- уточнить истинные добычные характеристики пласта с целью уточнения параметров гидравлического разрыва пласта (ГРП);
- определить оптимальный тоннаж и оптимальное количество стадий ГРП на скважину;
- детализировать характер насыщения и флюидальную характеристику по пластам.

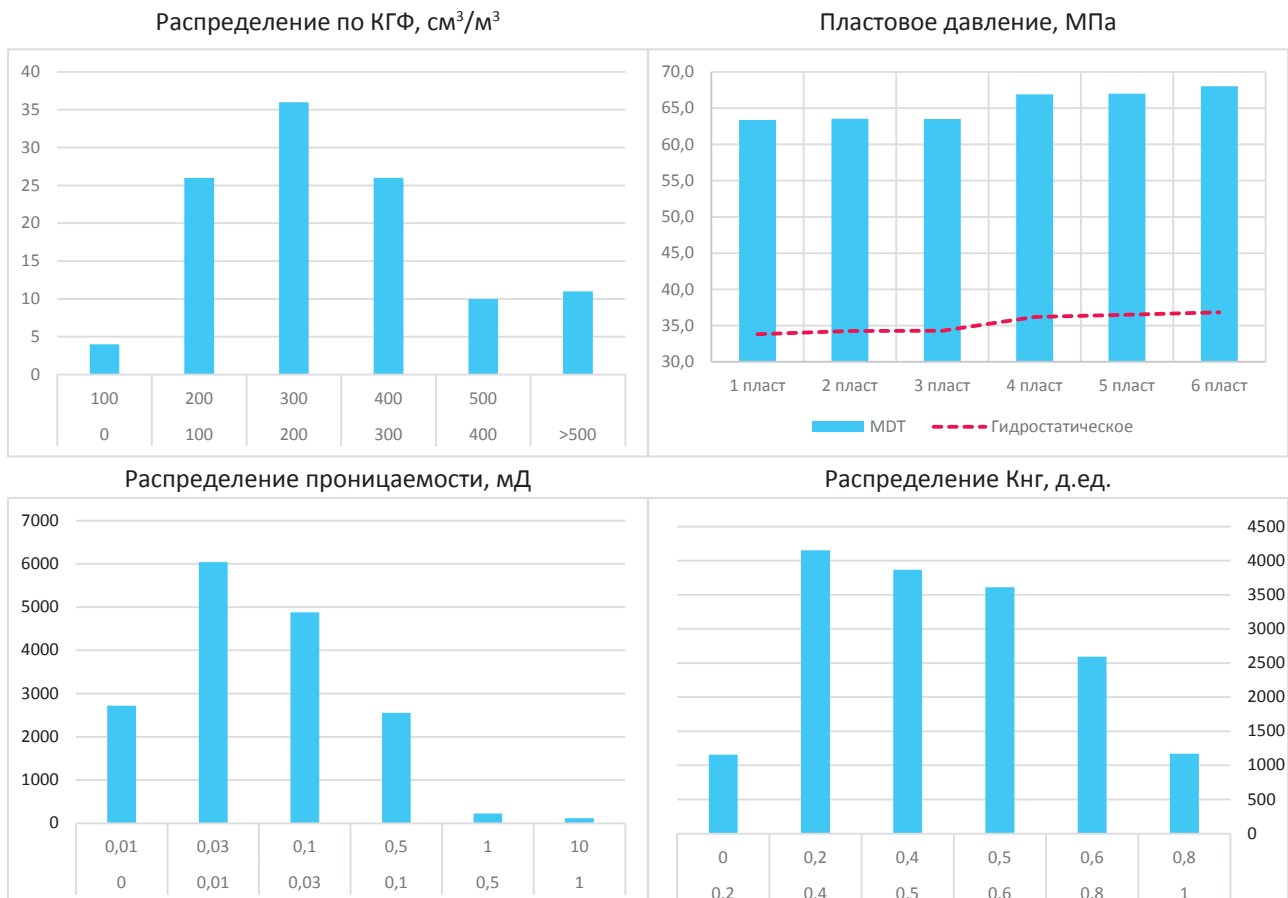


Рис. 2. Характеристика среднеюрских отложения месторождения «Т»

Fig. 2. Middle Jurassic sediments characteristics field "T"

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

В качестве одного из решений по достижению целей уточнения схемы заканчивания и флюидальной характеристики было предложено поэтапное освоение скважин, которое включает в себя:

1. Освоение скважины без ГРП, оценочный замер, отбор проб. Цель — получение собственной продуктивности пласта, без влияния ГРП, что было бы невозможно в вертикальной скважине при освоении в колонне, геофизических исследований скважин (ГИС) или гидродинамического каротажа (ГДК)/ опробования пластов (ОПК). Кроме этого, освоение без ГРП позволит оценить истинный характер притока и истинный конденсатогазовый фактор (КГФ) конкретного пласта (рис. 3).

2. Освоение скважины после одной стадии ГРП. Цель — оценить удельную продуктивность одной трещины ГРП, прирост относительно скважины без ГРП (рис. 3).

3. Освоение скважины после 50% стадий ГРП. Цель — оценка влияния стадийности на продук-

тивность, выявление пропорции прироста продуктивности и стадийности, выбор оптимального количества стадий (рис. 3).

4. Освоение после всех стадий ГРП, длительные газоконденсатные исследования (ГКИ) и эксплуатация на различных режимах. Цель — отслеживание параметров работы в динамике, в том числе дебитов газа и конденсата, воды, забойного давления и пр. (рис. 3) [2, 4, 11].

Необходимо отметить, что для обеспечения контроля за разработкой все скважины оборудованы перманентными забойными и устьевыми манометрами с телеметрией, а также ультразвуковыми расходомерами [3].

Однако во время проведения промысловых исследований, а также в процессе эксплуатации скважин были встречены осложнения в виде выноса на поверхность вместе с продукцией обломков породы [8, 9].

Так, например, в скважине № 34 вынос обломков начался после освоения до ГРП, что осложнило



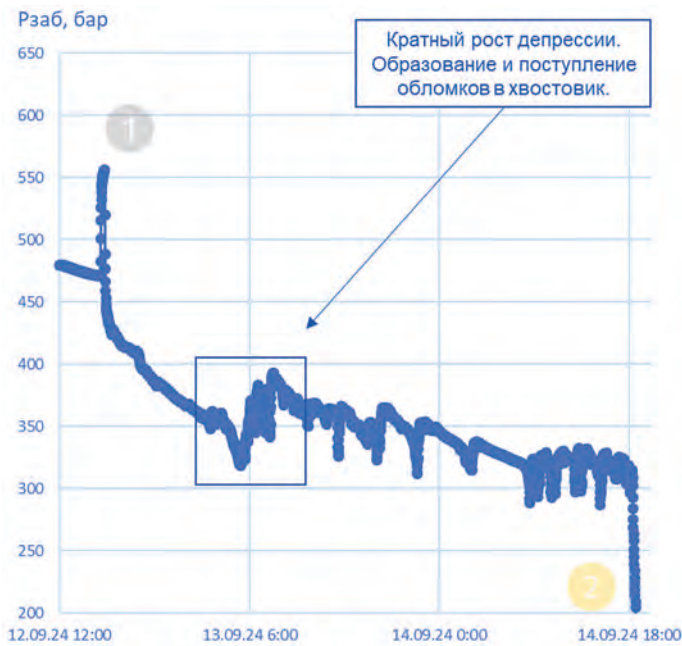
Рис. 3. Этапы освоения скважины
Fig. 3. Well development stages

Планирование режимов освоения и эксплуатации скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

проведение дальнейших работ. В скважине проведено восемь стадий ГРП, из них успешно только четыре, далее ввиду отсутствия связи с пластом работы были приостановлены и принято решение провести нормализацию забоя с помощью гибкой насосно-компрессорной трубки (ГНКТ). После чего были проведены оставшиеся 7 стадий, однако прироста продуктивности не получено. После этого при финальном освоении получено падение устьевых параметров по причине забития

насосно-компрессорной трубки (НКТ) и ствола скважины обломками породы с проппантом до полной непроходимости, что также потребовало привлечения флота ГНКТ (рис. 4).

Скважина № 5 была успешно освоена после 15 стадий ГРП, запущена в шлейф на режиме 12 мм, на котором проработала 9 суток, после чего была переведена на режим 22 мм. По истечении 15 часов работы на режиме в скважине также было получено падение устьевых параметров.



- 1 Смена режима с 8 мм на 10 мм. На ДИКТ отмечены обломки породы
- 2 Закрытие скважины ввиду потери продуктивности

Рис. 4. Инцидент на скважине 34

Fig. 4. Incident at Well 34

Максимальные депрессии на скважинах, %

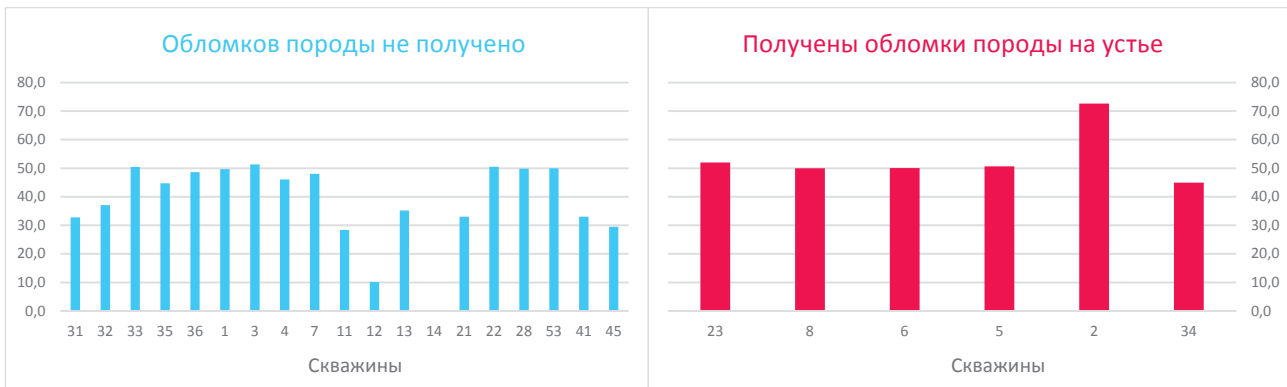


Рис. 5. Депрессии на скважинах

Fig. 5. Depressions in all analyzed wells

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

На скважине также был мобилизован флот ГНКТ, при работе которого был определен непроход хвостовика на уровне 9-й муфты. Нормализовать ствол не удалось, скважина остановлена в ожидании бурения бокового ствола скважины (ЗБС).

Всего при освоении и эксплуатации вынос породы был зафиксирован примерно на 40% скважин, в связи с чем стала очевидна необходимость проведения работ по анализу причин и предотвращению дальнейших осложнений и связанных с ними аварий (рис. 5).

В процессе работы анализировались имеющиеся геомеханические модели скважины в увязке с режимами их эксплуатации. На первом этапе были построены зависимости давления обрушения от порового давления, однако выявить взаимосвязь давления обрушения и режимов эксплуатации не удалось. Сложность заключалась в том, что все скважины эксплуатировались с высокими депрессиями, достигающими в отдельные моменты 80% от начального пластового давления, однако обрушение ствола

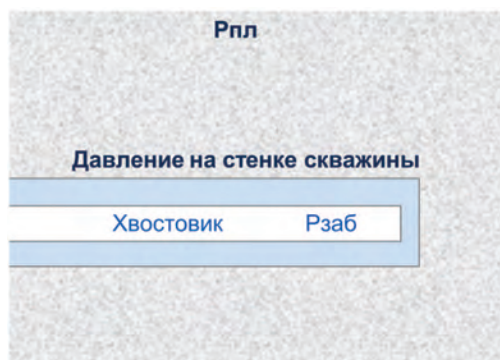
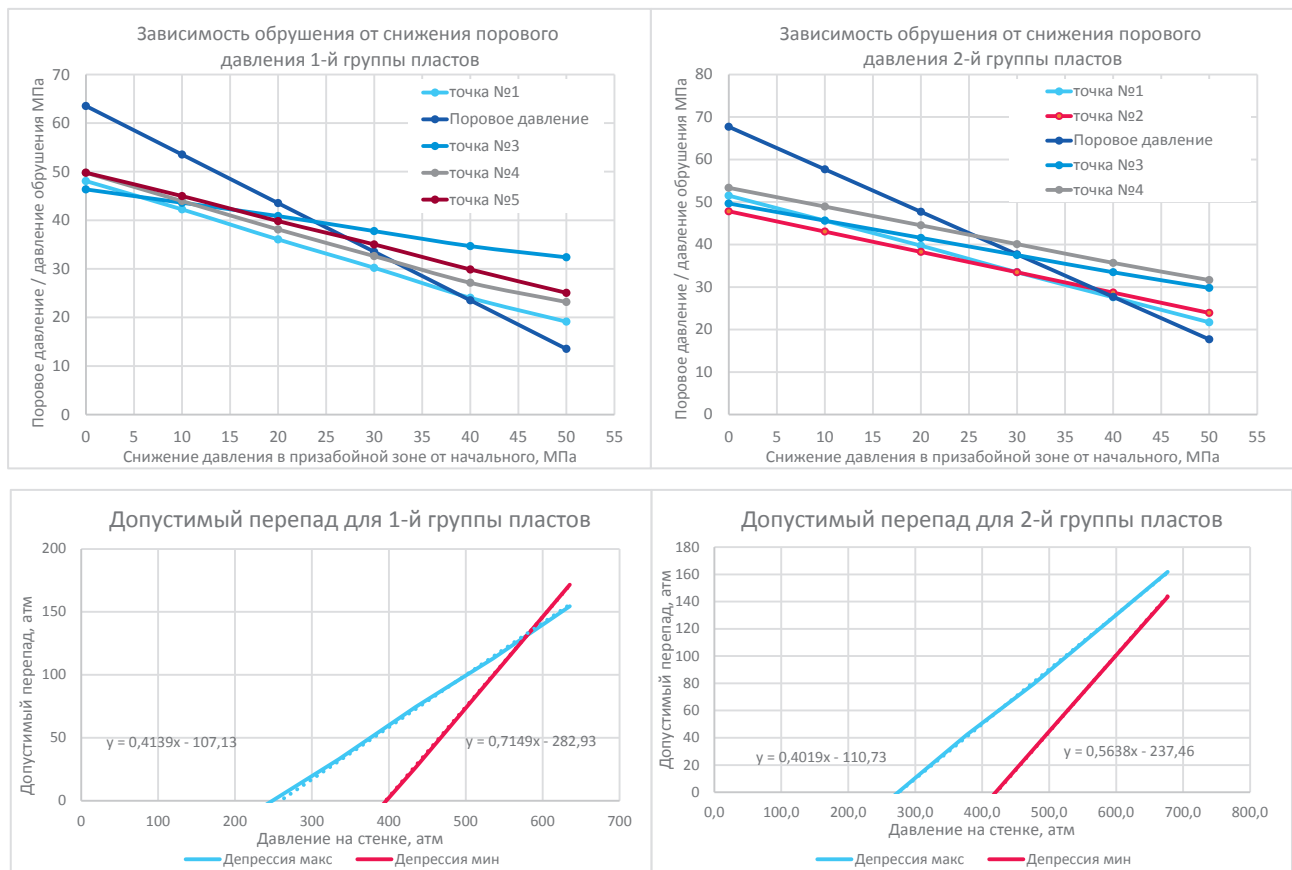


Рис. 6. Геомеханические расчеты
Fig. 6. Geomechanical calculations

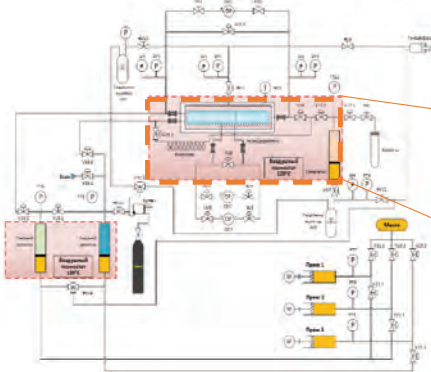
и вынос породы наблюдался не всегда. Важно упомянуть при этом, что для расчета депрессии в качестве пластового и, соответственно, порового давления традиционно использовалось значение начального пластового давления, поскольку регулярная сетка еще не была сформирована и границы области дренирования скважин не достигли ни границ залежей, ни других скважин. Для того чтобы проверить корректность этого допущения, были построены эпюры распределения давления в породе от ствола скважины до контура питания (рис. 6) [1].

Стало очевидно, что область, наиболее подверженная рискам обрушения, расположена в непосредственной близости от ствола скважины (первые единицы или десятки сантиметров), поскольку эта область характеризуется наибольшим перепадом порового давления на единицу расстояния. Поровое давление в этой

зоне, очевидно, будет отличаться как от пластового давления, согласно его классическому определению, так и от забойного. Для целей исследования это значение определено как давление на стенке скважины (рис. 7).

Соответственно одной из важных задач выполняемой работы стало определение порового давления в призабойной зоне скважины, а также закономерностей его изменения в процессе эксплуатации скважины. Для решения этой задачи было принято решение использовать результаты специальных исследований керна по определению фазовых проницаемостей в системе «вода — газ» на первой ступени (фильтрация газа в образце с остаточной водонасыщенностью). Во-первых, образцы керна, используемые в таких исследованиях, имеют масштаб схожий с зоной интереса, а во-вторых, процессы, протекающие при этом, схожи с процессами в призабойной

Гидравлическая схема установки



Составной образец керна



Схема керна относительно скважины

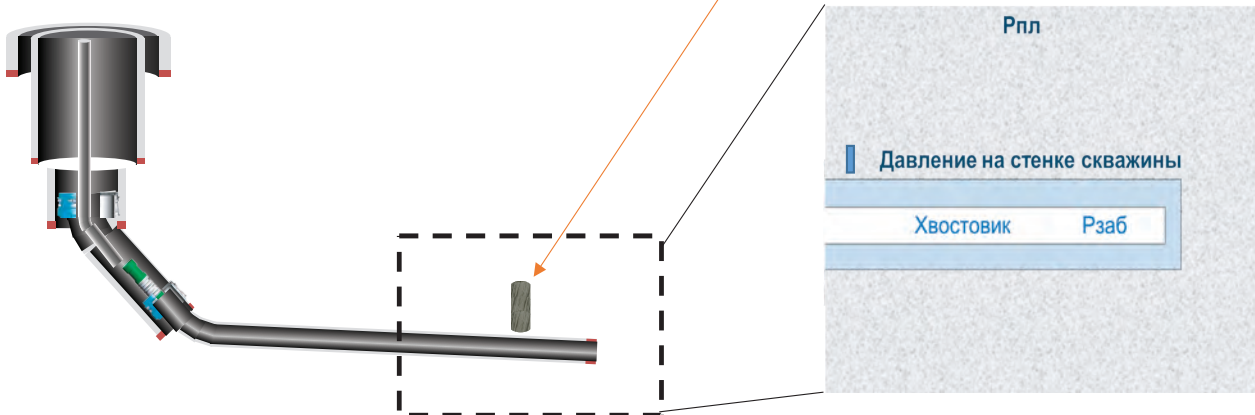


Рис. 7. Специальные исследования керна
Fig. 7. Special core studies

зоне скважины. Как известно, при проведении исследований на составном образце моделируется фильтрация путем прокачивания нескольких объемов газа, с фиксированием давлений на обеих его сторонах. Давление газа при этом сначала возрастает, а затем начинает снижаться по мере фильтрации газа через образец, что принципиально схоже с пластовыми процессами, поскольку в пласте также газ движется из зоны с высоким давлением в зону с низким [5, 6].

В результате обобщения данных была выбрана коллекция экспериментов, удовлетворяющая запросам, основным из которых была длительность эксперимента, достаточная для того, чтобы давление после стабилизации начало снижаться. Необходимо сказать, что далеко не все эксперименты удовлетворяли этому требованию, поскольку при таких низких фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) это требует длительного времени, и зачастую эксперимент останавливался

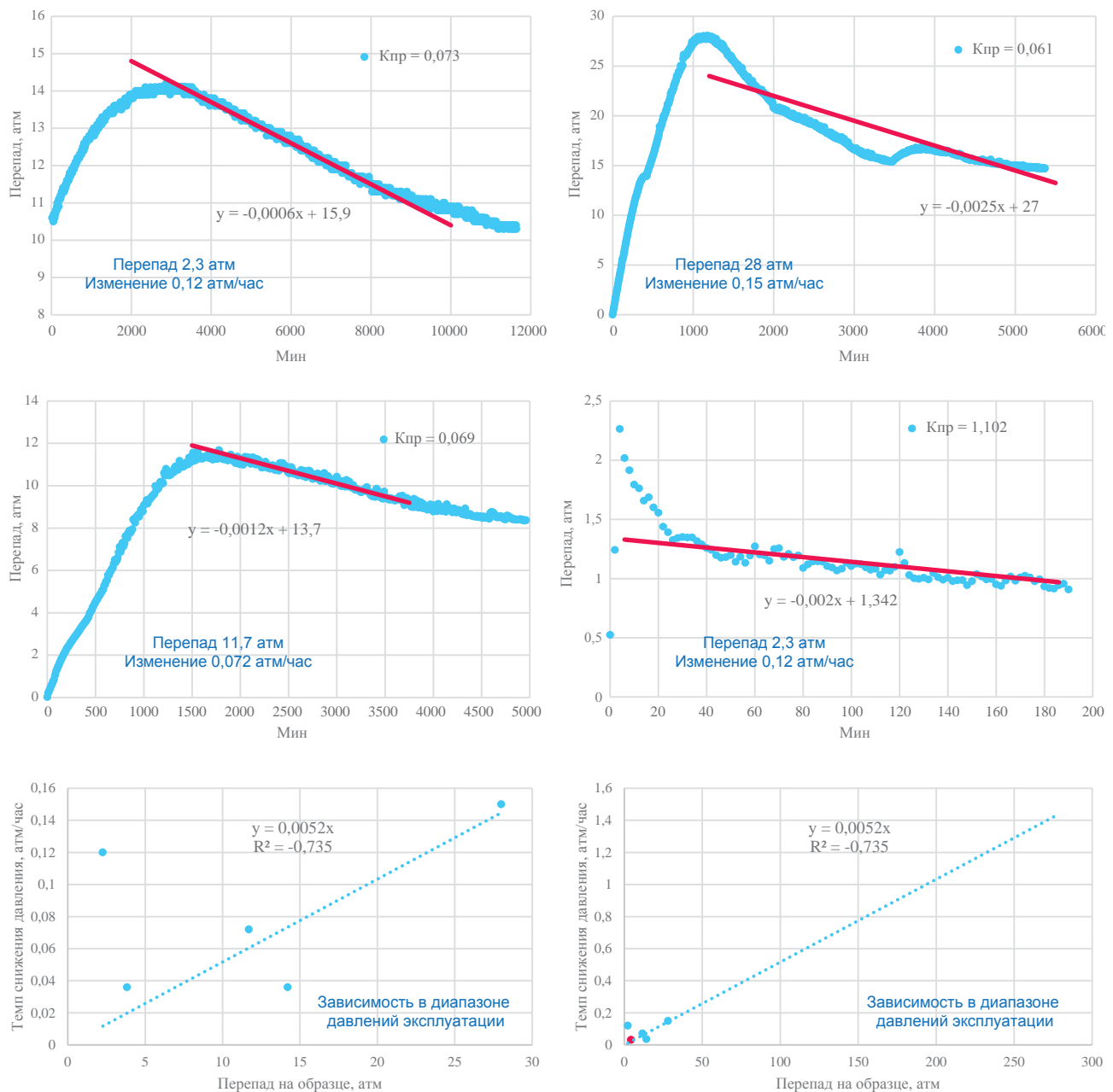


Рис. 8. Расчет давления на стенке по керновым данным
 Fig. 8. Calculation of borehole wall pressure using core data

сразу после стабилизации. Полученная коллекция охватывала также необходимый диапазон свойств и давлений [7, 10].

Далее по всем отобранным образцам была аппроксимирована скорость снижения давления (в атм./час) и построена зависимость скорости изменения давления от созданного перепада. Поскольку собственных точек было получено не слишком много, были привлечены данные аналогичных отложений соседнего месторождения, которые эту зависимость подтвердили.

Таким образом, скорость изменения давления в породе составила 0,52% от созданного перепада давления в час (рис. 8).

Следующим этапом было применить полученную зависимость к фактическим замерам давления на скважинах. Было определено, что поскольку достоверно известно только начальное поровое давление, то все последующие расчеты должны производиться от него. Таким образом, для полноценного анализа необходима вся история замеров давления на скважине. Далее принято, что в качестве перепада будет приниматься разница между давлением на стенке скважины и ее забойным

давлением. Соответственно, зная это, с шагом в 1 час определяется давление на стенке скважины по следующей формуле:

$$P_{\text{СТ}}^i = P_{\text{СТ}}^{i-1} - 0,052 \cdot (P_{\text{СТ}}^{i-1} - P_{\text{заб}}^{i-1}).$$

Далее из графика давления на стенке скважины по зависимостям, полученным из геомеханической модели, были рассчитаны давления обрушения для разных типов коллекторов и сопоставлены с историческими графиками забойных давлений. Из сопоставлений стало очевидно, что обрушение породы и вынос ее на устье скважины наблюдался как раз на тех скважинах, где забойное давление было снижено ниже давления обрушения. При этом с учетом полученной зависимости становится очевидно, что на риск обрушения породы влияет не столько величина созданной депрессии, сколько скорость, с которой эта величина была достигнута (рис. 9).

Поскольку полученные результаты удовлетворительно согласуются с фактическими данными, полученными на скважинах, было принято решение о проведении аналогичных расчетов для всех скважин с многостадийным гидравлическим разрывом

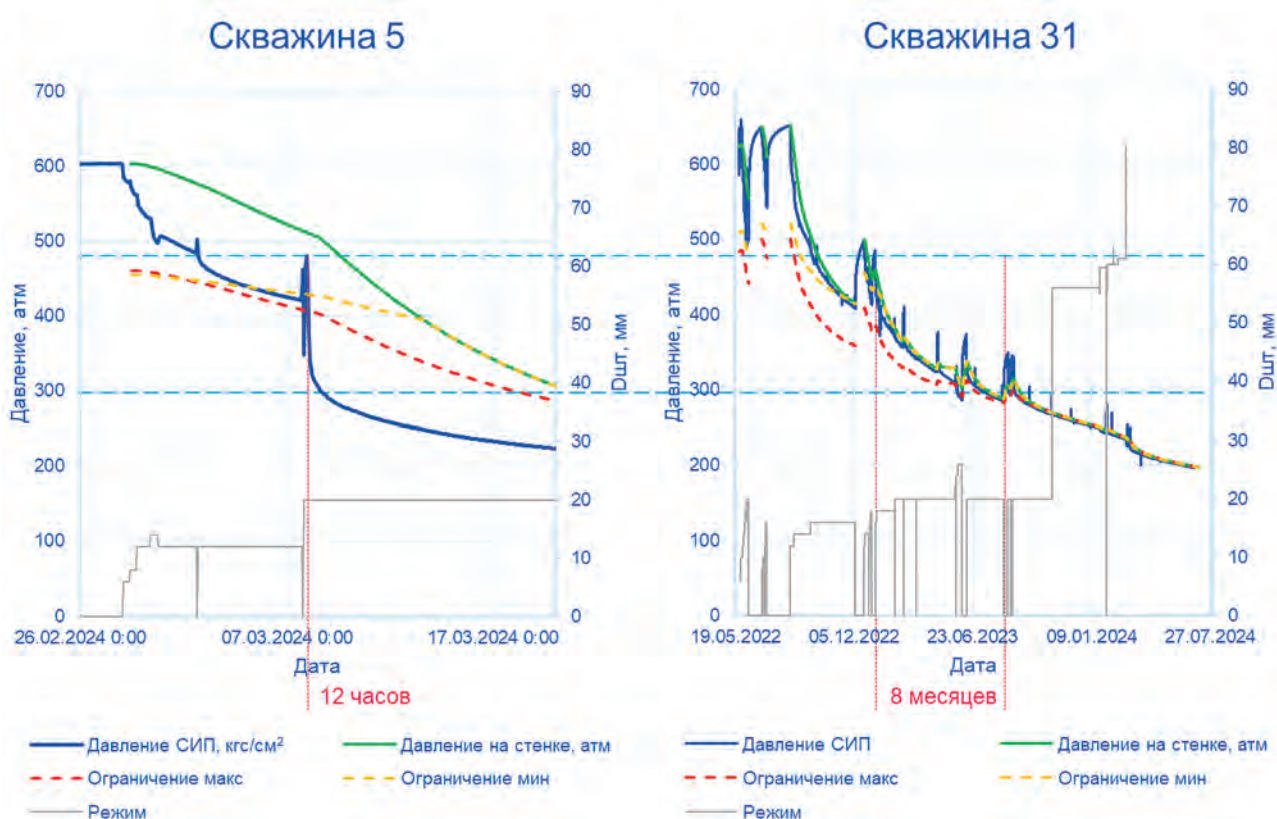


Рис. 9. Результаты применения предлагаемой методики
Fig. 9. Results of application of the proposed methodology

пласта (МСГРП) на рассматриваемом активе. Для этого при составлении программы освоения по каждой скважине строится индивидуальная геомеханическая модель и далее в процессе освоения производится постоянный мониторинг давления на стенке скважины и сопоставление его с забойным давлением, как с фактически полученным, так и с планируемым, при переходе с режима на режим. При этом после начала работ по контролю за забойным давлением случаи выноса породы полностью прекратились.

Ввиду новизны и относительно малого количества пригодных данных был составлен план уточнения расчетов, который включает в себя следующие работы:

- изменение программы исследований керна с учетом их необходимой длительности;

- уточнение зависимости скорости изменения давления на стенке скважины от перепада по мере получения новых керновых данных.

- апробация на других активах компании;
- дальнейшее подтверждение зависимости на месторождении Т.

Выводы

В процессе работы был проанализирован массив данных освоения и эксплуатации скважин, проанализированы причины образования обломков. Были проведены расчеты допустимых забойных давлений и режимов эксплуатации скважин. После проведения расчетов случаев обрушения породы и выноса ее на поверхность более не наблюдалось. Была разработана программа дальнейшего уточнения и масштабирования разработанной зависимости.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баклашов И.В.* Геомеханика. М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. Т. 1. Основы геомеханики. 208 с.
2. *Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидродинамика. М.: Недра, 1993. 416 с.
3. *Басниев К.С.* Энциклопедия газовой промышленности. 4-е изд. Пер. с франц. М.: АО «ТВАНТ», 1994. 684 с., ил.
4. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: «Грааль», 2002, 575 с.
5. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика. М.: Недра, 1991. 368 с.
6. *Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И.* Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
7. *Николаевский В.Н.* Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра, 1996. 447 с.: ил. ISBN 5-247-03675-1.
8. *Левич В.Г.* Физико-химическая гидродинамика. Изд. 3-е, испр. и доп. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. 686 с.
9. *Лейбензон Л.С.* Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М. — Л.: ОГИЗ. Гос. изд-во технико-теорет. лит., 1947. 244 с.
10. *Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. 868 с.
11. *Хасанов М.М., Булгакова Г.Т.* Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 288 с.

REFERENCES

1. Baklashov I.V. Geomechanics. Moscow: Publishing House of Moscow State Mining University, 2004. Vol. 1. Fundamentals of Geomechanics. 208 p. (In Russ.).
2. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Underground hydrodynamics. Moscow: Nedra, 1993. 416 p. (In Russ.).
3. Basniev K.S. Encyclopedia of the gas industry. 4th ed. Transl. from French; Moscow: TVANT, 1994. 684 p. (In Russ.).
4. Brusilovsky A.I.. Phase transformations during development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
5. Dobrynin V.M., Wendelshtein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics. Moscow: Nedra, 1991. 368 p. (In Russ.).
6. McPhee C., Reed J. Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide, Moscow — Izhevsk: Institute for Computer Research, 2018. 924 p. (In Russ.).
7. Nikolaevsky V.N. Geomechanics and fluid dynamics. Moscow: Nedra, 1996. 447 p., ill. ISBN 5-247-03675-1 (In Russ.).
8. Levich V.G. Physicochemical hydrodynamics. — 3rd ed., corrected and supplemented. — M.—Izhevsk: Institute of Computer Research, 2016. 686 p. (In Russ.).
9. Leibenzon, L.S. Movement of natural liquids and gases in a porous medium. Mpscow — Leningrad: OGIZ. State publishing house of technical and theoretical literature, 1947. 244 p. (In Russ.).
10. Tiab D., Donaldson E.C. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Moscow: Premium Engineering LLC, 2009. 868 p. (In Russ.).
11. Khasanov M.M., Bulgakova G.T. Nonlinear and nonequilibrium effects in rheologically complex media. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. 288 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Гатауллин Т.И. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», осуществлял экспертный контроль проведения расчетов и выявления корреляций, выполнял оценку качества результатов с корректировками в процессе апробации и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Смирнов А.Ю. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», выполнил комплексирование результатов специальных исследований керна и геомеханических расчетов, систематизировал расчет давления обрушения породы на стенке скважины, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Крючкова Е.В. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», участвовала в обобщении и систематизации данных по освоению и работе скважин, проводила расчеты давления на стенке скважины, давлению обрушения, проводила расчет по выносу обломков, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Timur I. Gataullin — working at Novatek NTC LLC, carried out expert control over the calculations and identification of correlations, performed an assessment of the quality of the results with adjustments during the testing process and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Artem Yu. Smirnov — working at Novatek NTC LLC, integrated the results of special core studies and geomechanical calculations, systematized the calculation of rock collapse pressure on the borehole wall, developed the concept of the article, finally approved the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina V. Kryuchkova — working at Novatek NTC LLC, participated in the generalization and systematization of data on well development and operation, performed calculations of pressure on the borehole wall, collapse pressure, performed calculations for debris removal, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гатауллин Тимур Ильгизович — заместитель главного геолога, НОВАТЭК НТЦ.

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Российская Федерация

тел.: +7 (3452) 680-876

e-mail: TIGataullin@novatek.ru

Timur I. Gataullin — Deputy Chief Geologist, NOVATEK STC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation

tel.: +7 (3452) 680-876

e-mail: TIGataullin@novatek.ru

Смирнов Артем Юрьевич — начальник управления разработки «ЯМАЛ», НОВАТЭК НТЦ.

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Российская Федерация

тел.: +7 (3452) 680-470

e-mail: Artem.Smirnov@novatek.ru

Artem Yu. Smirnov — Head of the YAMAL Development Department, NOVATEK STC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation

tel.: +7 (3452) 680-470

e-mail: Artem.Smirnov@novatek.ru

Крючкова Екатерина Витальевна* — главный специалист, НОВАТЭК НТЦ.

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Российская Федерация

тел.: +7 (3452) 680-432

e-mail: Ekaterina.Kryuchkova@novatek.ru

Ekaterina V. Kryuchkova* — Chief Specialist of the YAMAL Development Department, NOVATEK STC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation

tel.: +7 (3452) 680-432

e-mail: Ekaterina.Kryuchkova@novatek.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ХОРОШО ИЗУЧЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИБРЕЖНО- КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА

Е.А. ПОТАПОВА*, А.А. ЕВДОЩУК, Р.Р. ШАКИРОВ

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В работе продемонстрированы некоторые результаты выявления перспективных объектов (пропущенных залежей) на хорошо изученных месторождениях в условиях литологически неоднородных коллекторов без раскрытия методических принципов разрабатанного подхода в качестве иллюстрации возможностей дальнейшей работы на зрелых месторождениях.

Цель. Иллюстрация перспективного направления изучения отложений прибрежно-континентального генезиса с большим накопленным опытом геолого-геофизического изучения с фокусом на поиск литологических экранов.

Материалы и методы. Для выполнения прогноза в работе использованы данные значений атрибутов по изучаемым интервалам с высокими коэффициентами корреляции, значения газонасыщенных и водонасыщенных толщин в скважинах. На основе имеющейся информации сформирован алгоритм действий для выявления критерия выделения перспективных объектов на территориях, где стоит задача выявления пропущенных залежей. Алгоритм позволяет формализовать и автоматизировать подход к выявлению перспективных объектов. Используется математический подход к определению граничного значения сейсмического атрибута, фиксирующего газонасыщенные зоны, не зависящие от структурного фактора.

Результаты. Публикуемые результаты апробированного метода приведены в качестве обоснования сложного литологического строения разреза и подтверждения возможности расширения перспектив зрелых месторождений и представляют собой решение проблемы поиска пропущенных залежей в открытых месторождениях прибрежно-континентального генезиса, связанных с литологическим фактором формирования ловушек.

Заключение. Результаты, приведенные в работе, используются в построении трехмерных геологических моделей для уточнения строения разреза. Применение методики позволило выделить дополнительные литологические объекты, ранее не оцениваемые в ресурсной базе. Построенные карты суммарных газонасыщенных толщин позволят выбирать оптимальное положение транзитных скважин на нижележащие отложения с целью попутного изучения разреза. Результаты, приведенные в статье, подтверждают возможность существования залежей неструктурного типа в подобных разрезах.

Ключевые слова: гидродинамическая несвязность, кумулятивная кривая, транзитный фонд, прибрежно-континентальные отложения, пропущенные залежи

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Потапова Е.А., Евдощук А.А., Шакиров Р.Р. Поиск пропущенных залежей хорошо изученных месторождений в отложениях прибрежно-континентального генезиса. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):36—43.

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-36-43> EDN: [EWBQMA](#)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025
Принята к публикации 10.09.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

SEARCH FOR OVERLOOKED DEPOSITS IN THE WELL-STUDED DEPOSITS OF COASTAL-CONTINENTAL GENESIS

ELENA A. POTAPOVA*, ALEXANDR A. EVDOSHCHUK, RAVIL R. SHAKIROV

NOVATEK STC

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia

ABSTRACT

Background. We present the results of identifying promising objects (overlooked deposits) in well-studied fields under the conditions of lithologically heterogeneous reservoirs without disclosing the methodological principles of the developed approach in order to illustrate the possibilities of further work in mature fields.

Aim. To illustrate a promising direction in studying coastal-continental deposits with an extensive history of geological and geophysical studies with a focus on searching for local changes in lithology.

Materials and methods. Forecasting was carried out based on attribute values for the studied intervals with high correlation coefficients, as well as the values of gas-saturated and water-saturated thicknesses in wells. The available information was used to develop an algorithm of actions for identifying promising objects in areas with possible overlooked deposits. This algorithm allows the approach to identifying promising objects to be formalized and automated. A mathematical approach was used to determine the boundary value of the seismic attribute that records gas-saturated areas, which are independent of the structural factor.

Results. The results obtained by applying the tested method justify the complex lithological structure of the section under study and confirm the possibility of extending mature fields. The described approach represents a solution to the problem of searching for overlooked deposits in open fields of coastal-continental genesis associated with the lithological factor of trap formation.

Conclusion. The results can be used in the construction of 3D geological models to clarify the structure of sections. The application of the developed approach made it possible to identify overlooked lithological objects. The constructed maps of aggregated gas-saturated thicknesses will facilitate optimal location of transit wells to underlying deposits for the purpose of concurrent study of the section. The results obtained confirm the possibility of the existence of non-structural deposits in such sections.

Keywords: hydrodynamic incoherence, cumulative curve, transit fund, coastal-continental deposits, overlooked deposits

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

Financial disclosures: no financial support was provided for this study.

For citation: Potapova E.A., Evdoshchuk A.A., Shakirov R.R. Search for overlooked deposits in the well-studied deposits of coastal-continental genesis. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):36—43. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-36-43> EDN: [EWBQMA](https://www.edn.ru/ewbqma)

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 10 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

В рамках настоящей статьи представлены некоторые результаты применения разработанного НОВАТЭК НТЦ алгоритма действий для выявления критерия выделения перспективных объектов на территориях, где стоит задача выявления пропущенных залежей. Алгоритм позволяет формализовать подход к выявлению перспективных объектов и установить степень уверенности относительно всего объема ресурсов. Основные задачи сводятся к обоснованию границ неантиклинальных объектов, выявлению перспективных зон для доизучения транзитным фондом, наращиванию ресурсной базы.

Материалы и методы

К особенностям прибрежно-континентальных отложений относятся: латеральная неоднородность, углистые прослои, гидродинамическая несвязность песчаных тел, отсутствие уверенных реперных границ по данным сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин. Согласно геологическому строению прибрежно-континентальных отложений в рамках теории сиквенс-стратиграфии наиболее сложное строение имеют пласты, сформированные в системном тракте LST (рис. 1). В этих условиях наблюдается максимальный привнос материала, что приводит к слиянию русловых систем [2]. Примером таких отложений является танопчинская

свита. Отложения достигают мощности 1000 метров в пределах изучаемой территории крупного месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе России. Танопчинская свита является одним из главных резервуаров для добычи углеводородов на севере Западной Сибири. Точность оценки запасов и ресурсов, выбор способа разработки открытых месторождений напрямую зависят от достоверности построенных геологических моделей, поэтому крайне важно использовать современные методы и подходы к изучению особенностей разреза, прогнозу коллекторских свойств и геометризации ловушек углеводородов.

Танопчинская свита согласно стратиграфическим схемам (Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания, 2004) сформирована в баррем-аптское время. Территориально район изучения относится к Ямало-Гыданскому (берриас — ранний апт) и Полуйско-Ямало-Гыданскому (поздний апт) фациальным районам. Локально для территории характерно развитие глинистых пачек, которые могут быть уверенно прослежены по сейсмическим и скважинным данным: нейтинская, нижнеалымская, тамбейская. Глинистые пачки перекрывают песчаные отложения пластов ТП1-13, ТП14-17, ТП18-19, ТП20-23, ТП24-26. Формирование литологически экранированных залежей происходит за счет образования сложной системы русел с изоляцией песчаных

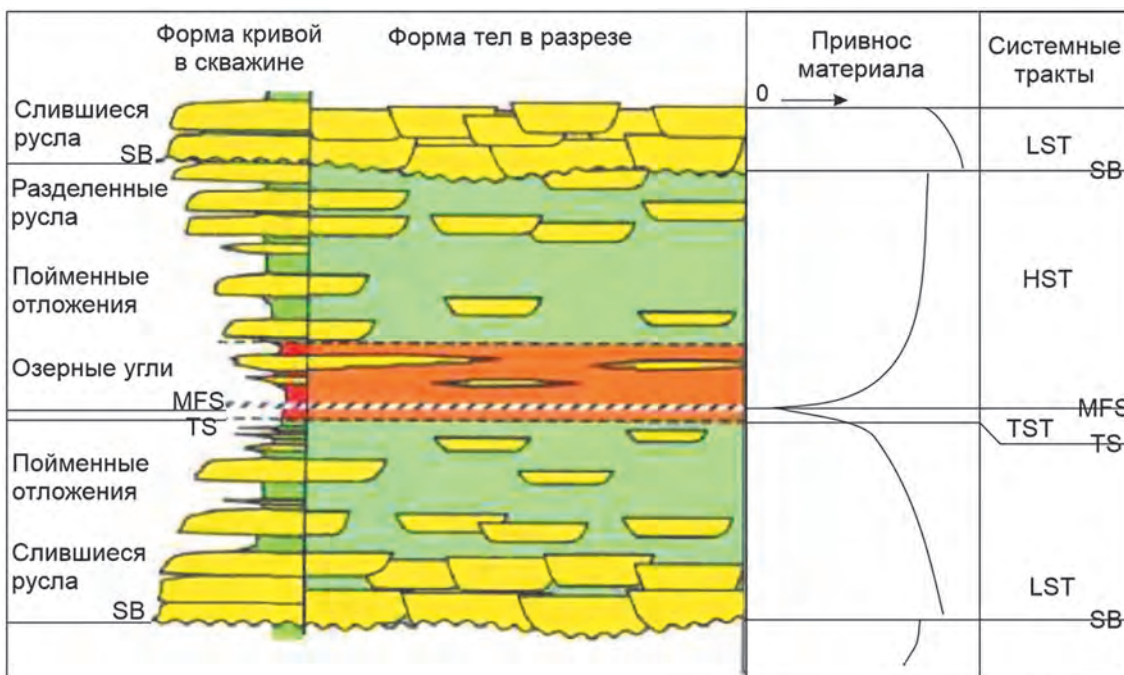


Рис. 1. Структура прибрежно-морских отложений в пределах единого сиквенса
 Fig. 1. Structure of coastal marine deposits within a single sequence

отложений русловых баров глинистыми отложениями поймы.

Ранее установлено [3], что:

- верхнемеловой интервал танопчинской свиты сформирован в 6 крупных циклов;
- основные зоны нефтегазонакопления находятся вблизи трансгрессивных поверхностей, что объясняется наличием хорошей покрышки;
- наиболее мощные коллекторы соответствуют отложениям эрозионных врезанных долин системного тракта LST в связи с высокой динамикой осадконакопления, согласно циклической модели на изучаемой территории приурочены к пластам ТП21-23, ТП14-15, ТП11-12, ТП4-ТП5, ТП2;
- врезанные долины могут пересекать согласные границы отложений HST, образуя единый резервуар, что необходимо учитывать при моделировании.

Соответственно выявленные особенности пластов говорят о высоком потенциале формирования

литологических объектов заполненными углеводородами. Разработанный авторами алгоритм позволяет учесть неоднородность по разрезу, установленную при анализе геолого-геофизических данных. Детали алгоритма в данной статье не раскрываются, но приводятся некоторые ключевые шаги и полученные результаты, подтверждающие возможность существования залежи неструктурного типа в подобных разрезах.

Для получения результата необходимо выполнить три ключевых шага: фильтр значимых атрибутов с помощью анализа кросс-плотов по скважинам, статистический анализ газонасыщенных толщин относительно выбранных атрибутов, выбор граничного значения, оценка коэффициента успешности выбранного граничного значения.

Для прогноза перспективных объектов необходимо выполнить атрибутивный анализ с фильтром значимых атрибутов [1]. При наличии

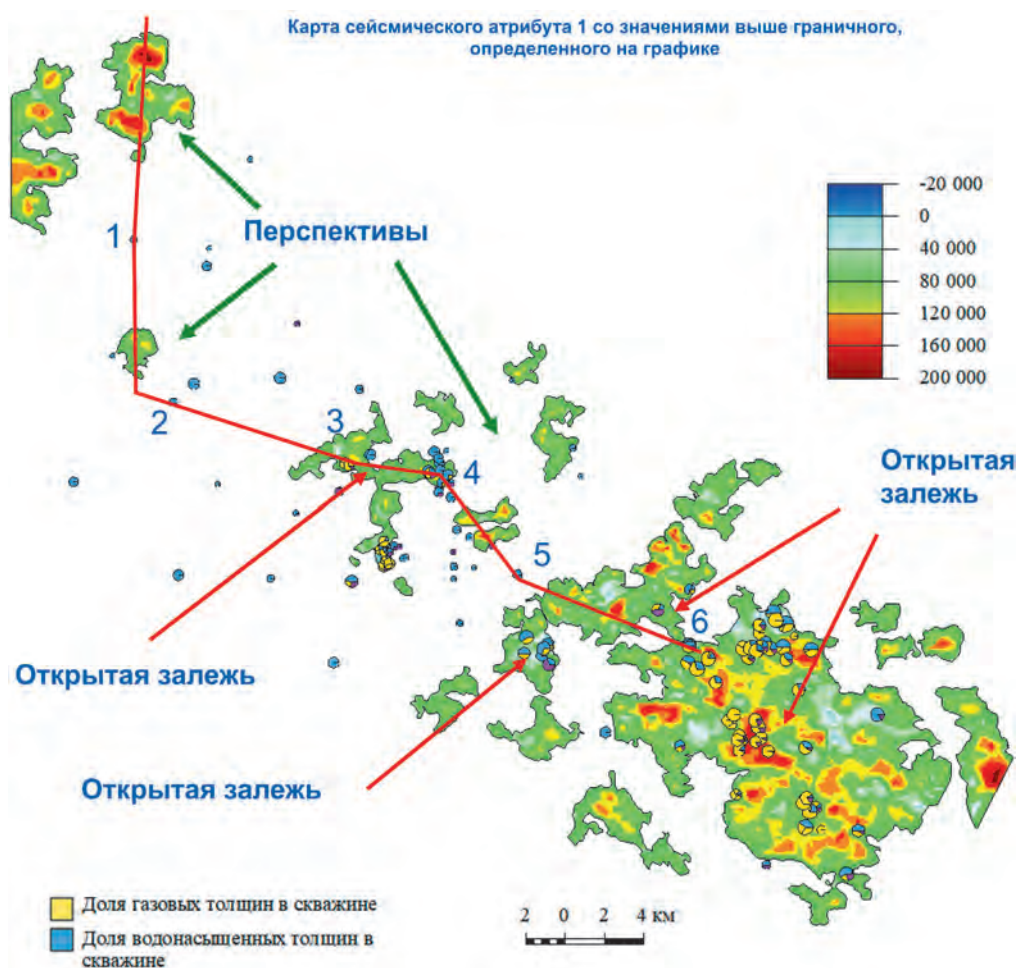


Рис. 2. Пример картирования перспективных объектов
Fig. 2. Example of mapping of prospective objects

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

устойчивых трендов, даже с большой дисперсией, атрибуты можно использовать для дальнейшего анализа с помощью метода кумулятивных кривых. При этом если использовать прямой прогноз газонасыщенных толщин по зависимости с графиков, то возникают следующие неопределенности: рост ошибки прогноза из-за большой дисперсии и низкого коэффициента корреляции, прогноз толщин практически на всей площади без учета концептуального строения, отсутствие обоснования границ существующих залежей, границы предполагаемых перспективных объектов не картируются, полностью водонасыщенные скважины попадают в прогнозные значения газонасыщенных толщин.

Так как распределение в разрезе коллекторов прибрежно-морского генезиса крайне неравномерно, то наличие залежей не коррелирует

со структурным фактором. Данное наблюдение позволяет обосновывать перспективные объекты на склонах структур. Концептуально данное явление объясняется формированием изолированных тел в русловых поясах.

На основе разработанного метода по данным атрибута выполнено картирование зон газонасыщения, которые коррелируют с уже открытыми залежами как в существующих структурах в районе условных точек 3 и 6, так и в зоне перегиба в районе условной точки 5 (рис. 2, 3). Ранее скважины, вскрывшие продуктивные толщины в районе условной точки 5, не укладывались в существующие модели с установленным газовойдным контактом. Прогнозная карта позволила не только оконтурить литологическую залежь в пониженной части по структурному плану, но и подсветить перспективные зоны, не изученные скважинами.

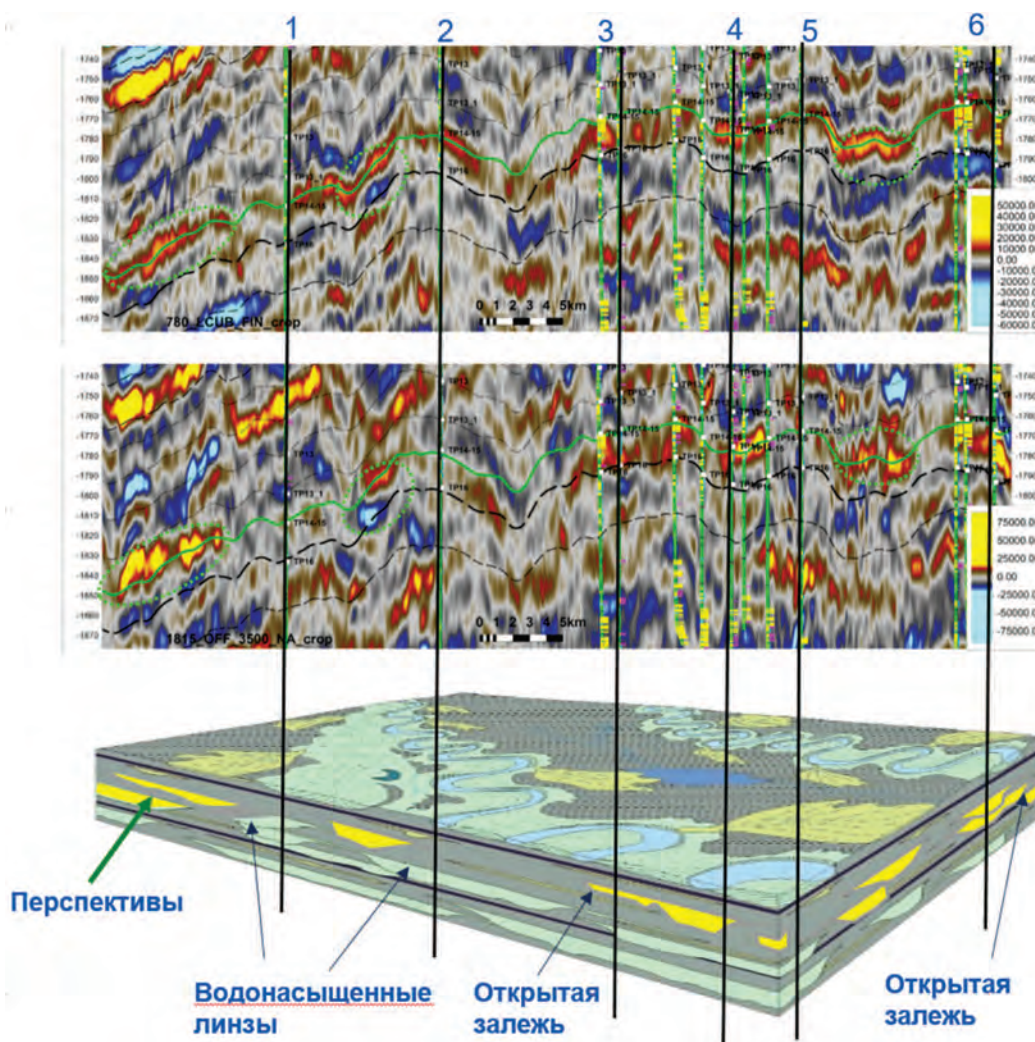


Рис. 3. Разрез через полнократный куб, куб дальних удалений и куб фаций по линии скважин
Fig. 3. Section through a full-size cube, a cube of distant offsets and a cube of facies along the well line

В дальнейшем эти зоны возможно изучать при бурении на более глубокие горизонты в транзитных скважинах.

На рисунке 3 приведена трехмерная концептуальная модель, которая объясняет природу подобных залежей.

Для получения адекватной статистики и выполнения прогноза по методике необходимо иметь достаточное количество пробуренных скважин, в том числе с продуктивными толщинами. Количество скважин должно быть как минимум равно количеству изученных диапазонов атрибута, чтобы иметь возможность применить статистический подход. При этом скважины должны попадать в широкий интервал значений атрибута. В каждом конкретном случае необходимо оценивать полученные результаты, насколько они соответствуют теоретическому распределению и могут ли применяться для определения граничного значения.

Вторым важным условием применения методики является сопоставление полученного результата с геологической концепцией. В случае если определенная отсечка по графикам на карте не соответствует представлениям о формировании пласта, такой прогноз использовать нельзя.

Стоит отметить, что в случае многопластовых месторождений данный вид прогноза можно использовать как комплексный анализ выявления наиболее перспективных точек изучения, формируя интегральные контуры перспективных объектов и выполняя расчет суммарных карт газонасыщенных толщин. При этом подобный анализ эффективен при бурении поисково-разведочных скважин, а также пилотных стволов.

Выводы

Применение методики позволило выделить дополнительные литологические объекты, ранее не оцениваемые в ресурсной базе. Построенные карты суммарных газонасыщенных толщин позволяют выбирать оптимальное положение транзитных скважин на нижележащие отложения с целью попутного изучения разреза. Результаты, приведенные в статье, подтверждают возможность существования залежей неструктурного типа в подобных разрезах. Разработанный метод позволяет автоматизировать процесс поиска перспективных зон, что является его преимуществом относительно известных методов поиска неантиклинальных объектов [4—8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М., Колесов В.В., Коростышевский М.Б., Птецов С.Н. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: ЦГЭ, МПР, 2006. 39 с.
2. Позаметьер Г., Аллен Дж.П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. 436 с.
3. Потапова Е.А., Шакиров Р.Р., Евдошук А.А., Леванюк Т.В., Леонтьева О.С. Создание секвенс-стратиграфической модели с целью уточнения геологического строения прибрежно-континентальных отложений танопчинской свиты. Георесурсы. 2024. Т. 26. № 3. С. 43—50.
4. Самойлова А.В., Афанасьева М.А. Подходы к изучению неантиклинальных ловушек Западной Сибири и перспективы их картирования. Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 25—30.
5. Dolson J., Marfurt K., He Z., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Papers of AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East. Muscat, Oman. 2017. 11—13 December.
6. Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources — Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. Geological Survey. Reston, Virginia, 2012.
7. Stirling E.J., Fugelli E.M.G., Thompson M. The edges of the wedges: a systematic approach to trap definition and risking for stratigraphic, combination and sub-unconformity traps. Geological Society, London: Petroleum Geology Conference Series, 3 February 2017. No. 8, P. 273—286.
8. Windows N.S. Non-anticlinal traps and their examples in oil and gas provinces // Petroleum geology. Theory and Practice. 2012. Vol. 7. No. 1. P. 1—14

REFERENCES

1. Levyant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovsky V.M., Kolesov V.V., Korostyshevsky M.B., Ptetsov S.N. Guidelines for the use of seismic exploration data (2D, 3D) to calculate oil and gas reserves. Moscow: TsGE, MPR, 2006. 39 p. (In Russ.).
2. Pozametier G., Allen J.P. Sequence stratigraphy of terrigenous deposits. Basic principles and application. Moscow — Izhevsk: Institute of computer research, 2014. 436 p. (In Russ.).
3. Potapova E.A., Shakirov R.R., Evdoshchuk A.A., Levanyuk T.V., Leontyeva O.S. Creation of a sequence stratigraphic model to clarify the geological structure

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

- of coastal-continental deposits of the Tanopcha suite. Georesources. 2024. Vol. 26. No. 3. P. 43—50 (In Russ.).
4. Samoilova A.V., Afanasyeva M.A. Approaches to the study of non-anticlinal traps in Western Siberia and the prospects for their mapping. Exposure Oil Gas. 2020. No. 6. P. 25—30 (In Russ.).
 5. Dolson J., Marfurt K., He Z., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Papers of AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East. Muscat, Oman. 2017. 11—13 December.
 6. Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources — Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. Geological Survey. Reston, Virginia, 2012.
 7. Stirling E.J., Fugelli E.M.G., Thompson M. The edges of the wedges: a systematic approach to trap definition and risking for stratigraphic, combination and sub-unconformity traps. Geological Society, London: Petroleum Geology Conference Series, 3 February 2017. No. 8. P. 273—286.
 8. Windows N.S. Non-anticlinal traps and their examples in oil and gas provinces. Petroleum geology. Theory and Practice. 2012. Vol. 7. No. 1. P. 1—14

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Потапова Е.А. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», выполнила атрибутивный анализ, создала концептуальную модель месторождения, предложила использование граничных значений по атрибутам с настройкой на существующие представления о формировании отложений, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Евдошук А.А. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», разработал автоматизированный расчет графиков кумулятивных кривых и определение прогнозных отсечек газонасыщенных толщин для применения на любых сейсмических атрибутах и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шакиров Р.Р. — работая в ООО «Новатэк НТЦ», осуществлял экспертный контроль построения концептуальных моделей месторождения, выполнял оценку качества результата с корректировками в процессе апробации и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena A. Potapova — while working at Novatek STC LLC, performed attribute analysis, created a conceptual model of the field, proposed the use of boundary values for attributes with adjustment to existing ideas about the formation of sediments, developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Aleksandr A. Evdoshchuk — while working at Novatek STC LLC, developed an automated calculation of cumulative curve graphs and determination of predicted cutoffs of gas-saturated thicknesses for use on any seismic attributes and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Ravil R. Shakirov — while working at Novatek STC LLC, carried out expert control over the construction of conceptual models of the field, assessed the quality of the result with adjustments during the testing process and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Потапова Елена Александровна* — кандидат геол.-мин. наук, старший эксперт ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»,
7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
тел.: +7 (3452) 594-231
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru
SPIN-код: 2219-8144

Elena A. Potapova* — Cand. of Sci. (Phys.-Min.), Senior Expert NOVATEK Scientific and Technical Center.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
tel.: +7 (3452) 594-231
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru
SPIN-code: 2219-8144

Евдошук Александр Александрович — старший эксперт ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр».
7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
тел.: +7 (3452) 683-153
e-mail: Aleksandr.Evdoschuk@novatek.ru

Шакиров Равиль Рамильевич — директор департамента подготовки ресурсной базы ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр».
7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
тел.: +7 (3452) 683-153
e-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru
SPIN-код: 2248-0807

Aleksandr A. Evdoshchuk — Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
tel.: +7 (3452) 683-153
e-mail: Aleksandr.Evdoschuk@novatek.ru

Ravil R. Shakirov — Director of the Department of Resource Base Preparation, NOVATEK Scientific and Technical Center.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
tel.: +7 (3452) 683-153
e-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru
SPIN-code: 2248-0807

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ТИПИЗАЦИЯ ГОРНО–ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ

А.К. ШАТЫРОВ*, У.С. СЕРИКОВА

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Освоение углеводородного потенциала Присахалинского шельфа имеет стратегическое значение для социально-экономического развития Дальнего Востока и энергетической безопасности России.

Цель. Анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений углеводородов Присахалинского шельфа.

Материалы и методы. Систематизация данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ.

Результаты. Горно-геологические условия залегания, формирующие осадочный чехол Присахалинского шельфа, имеют ряд особенностей, обусловленных тектонической историей, структурной эволюцией и литолого-фациальными условиями. Локальные поднятия и антиклинальные складки связаны с компрессионными деформациями (сжатие в результате субдукции Тихоокеанской плиты). Как следует из результатов моделирования, комплексы кайнозойского чехла, дислоцированные на Присахалинском шельфе, сопряжены в антиклинальные складчатые структуры двух типов. Наиболее яркое отличие между этими типами заключается в их простирании: некоторые складчатые структуры субширотные, а некоторые — субмеридиональные.

Ключевые слова: Присахалинский шельф, горно-геологические условия, моделирование, структура

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шатыров А.К., Серикова У.С. Типизация горно-геологических условий формирования месторождений и залежей нефти и газа на Присахалинском шельфе. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):44—50. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-44-50> EDN: [EZRBAS](#)

Статья поступила в редакцию 25.08.2025

Принята к публикации 22.09.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

TYPIFICATION OF MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS FOR THE FORMATION OF SAKHALIN OIL AND GAS DEPOSITS

ANAR K. SHATYROV*, ULYANA S. SERIKOVA

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Background. The development of the hydrocarbon potential of the Sakhalin shelf is of strategic importance for the social and economic development of the Far East of Russia and its energy security.

Aim. Analysis and typification of mining and geological conditions favorable for the formation of hydrocarbon deposits in the Sakhalin shelf.

Materials and methods. Systematization of materials partially borrowed from reference literature, stock sources, field data, and scientific publications.

Results. The mining and geological conditions forming the sedimentary cover of the Sakhalin shelf exhibit a number of specific features due to its tectonic history, structural evolution, as well as lithofacies conditions. Local uplifts and anticlinal folds are associated with compression deformations, having resulted from a subduction of the Pacific Plate. Modelling results show that the complexes of the Cenozoic cover are located in the Sakhalin shelf and are conjugated into anticlinal folded structures of two types. The most striking difference between these two types lies in their striking patterns. Thus, some folded structures are sublatitudinal, and some are submeridional.

Keywords: Sakhalin shelf, mining and geological conditions, modeling, structure

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Shatyrov A.K., Serikova U.S. Typification of mining and geological conditions for the formation of Sakhalin oil and gas deposits. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):44—50. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-44-50> EDN: [EZRBAS](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 25 August 2025

Accepted 22 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Данный регион является ключевой ресурсной базой для таких мегапроектов, как «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3», и перспективных «Сахалин-4» — «Сахалин-7». Проведенные исследования охватывают наиболее значимые месторождения Присахалинского шельфа, включая Кириновское, Южно-Кириновское, Мынгинское (участки проекта «Сахалин-3»), Чайво, Одопту, Аркутун-Даги (проект «Сахалин-1»), Пильтун-Астохское, Лунское (проект «Сахалин-2»). Анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений углеводородов Присахалинского шельфа и исследование влияния разрывных нарушений на эти условия позволяют провести оценку нефтегазоносности, оптимизировать поисково-разведочные работы, выбирать эффективные методы разработки,

минимизировать геологические риски, что является актуальными задачами.

Методика исследований

На месторождениях Присахалинского шельфа для геометризации залежей углеводородов, массивов горных пород и их свойств применялись современные методы, основанные на цифровом моделировании и анализе геолого-геофизических данных. Для создания региональной геометрической модели Присахалинского шельфа, а также геометрических моделей месторождений и залежей УВ была создана серия структурных карт с использованием программного пакета «PetroMod» и моделирование месторождений и залежей УВ в программе «Petrel» компании «Schlumberger». Набор структурных карт

позволил сформировать карты толщин отложений палеогена, нижнего миоцена, среднего миоцена, а также верхнемиоцен-плиоцен-четвертичных отложений.

Результаты исследований

На основе вышеуказанных графических построений были созданы региональные модели Присахалинского шельфа и месторождений УВ (рис. 1).

Вся геометрия недр Присахалинского шельфа имеет сложную структуру из-за условий осадконакопления и разломных нарушений, представленных сдвигами, надвигами, сбросами, взбросами.

Горно-геологические условия залегания, формирующие осадочный чехол Присахалинского

шельфа, имеют ряд особенностей, обусловленных тектонической историей, структурной эволюцией и литолого-фациальными условиями. Локальные поднятия и антиклинальные складки связаны с компрессионными деформациями (сжатие в результате субдукции Тихоокеанской плиты) [13]. Как следует из результатов моделирования, комплексы кайнозойского чехла, дислоцированные на Присахалинском шельфе, сопряжены в антиклинальные складчатые структуры двух типов. Наиболее яркое отличие между этими типами заключается в их простирании: некоторые складчатые структуры субширотные, а некоторые субмеридиональные. Субширотные структуры можно назвать структурами Мынгинского типа (Мынгинская, Южно-

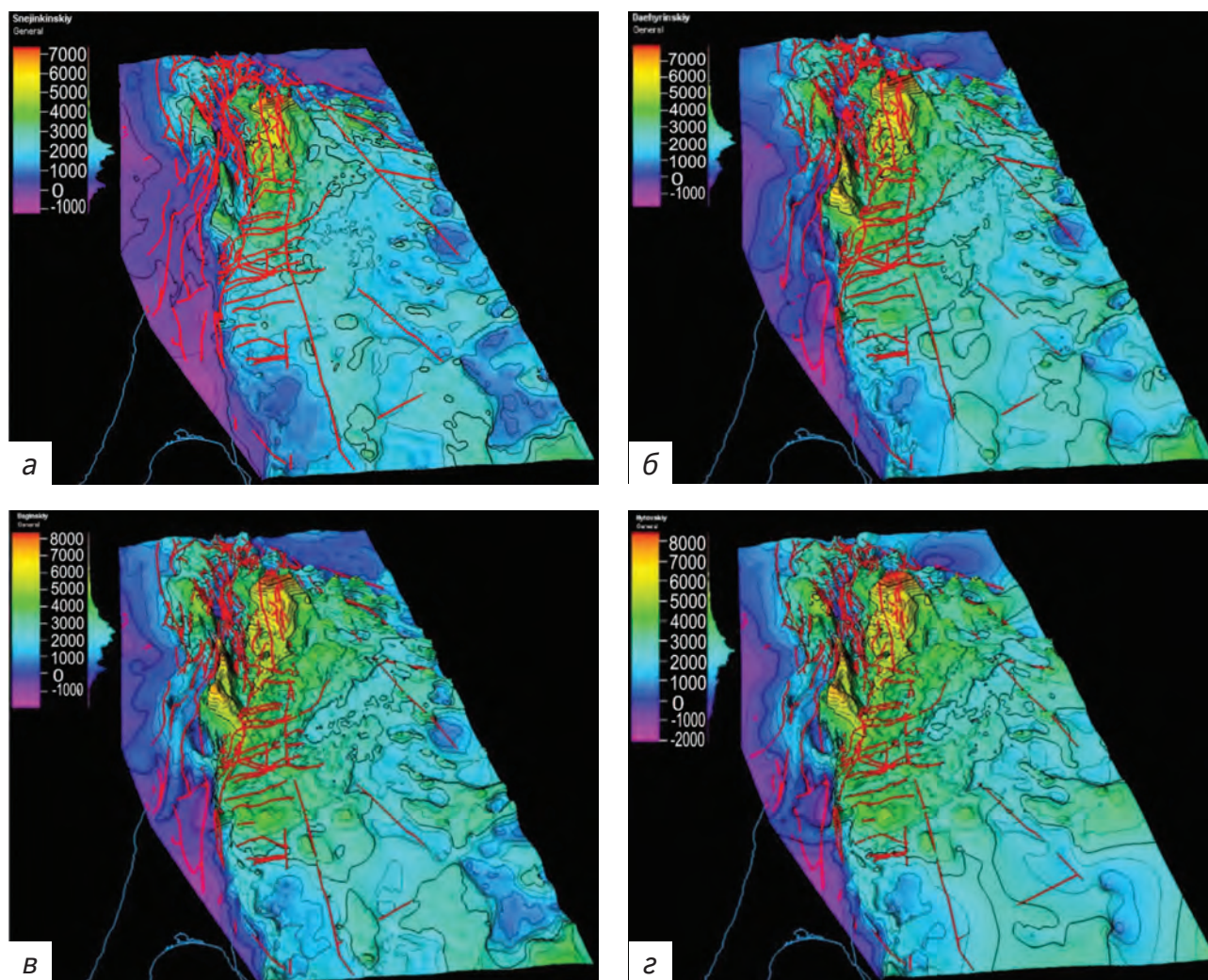


Рис. 1. Структурные модели Присахалинского шельфа по кровлям: а — Снежинкинского горизонта, б — Даехуринского горизонта, в — Дагинского горизонта, z — Нутовского горизонта

Fig. 1. Structural models of the Sakhalin shelf by the roofs: a — Snezhinkinsky horizon, б — Daekhurinsky horizon, в — Daginsky horizon, z — Nutovsky horizon

Кири́нская, Южно-Ульви́нская, Восточно-Ульви́нская и др.), а субмеридиональные структуры — структурами Кири́нского типа (Кири́нская, Лунская, Наби́льская и др.) [6]. Это прежде всего связано с тем, что кайнозойский чехол Присахалинского шельфа сформировался в две стадии. Первая стадия, длившаяся в течение эоцена, олигоцена и завершившаяся в середине раннего миоцена (в конце уйнинского времени), ознаменовалась накоплением осадков, нивелировавших отрицательные формы палеорельефа, унаследованные от предыдущей аккреционно-коллизивной стадии развития региона и развивавшиеся в палеогене — начале раннего миоцена как рифтогенные структуры. Вещественным выражением ранней стадии формирования чехла являются комплексы нижнего структурного этажа, характеризующиеся резко не выдержанным по площади распространением. В строении этих комплексов участвуют ранние нефтематеринские породы, породы-коллекторы и породы-покрышки. Кроме того, к этим комплексам приурочены структуры Мынгинского типа (см. ниже), в которых располагаются ловушки литолого-стратиграфического типа [1].

Вторая стадия охватывает временной интервал от середины раннего миоцена (от начала дагинского времени) до настоящего времени. Вещественным выражением этой стадии формирования чехла являются комплексы верхнего структурного этажа, имеющие площадной характер распространения [5]. В строении этих комплексов участвуют поздние нефтематеринские породы, породы-коллекторы и породы-покрышки. Кроме того, к этим комплексам приурочены структуры Кири́нского типа, в которых также располагаются ловушки литолого-стратиграфического типа [4].

Эоценовое изменение дрейфа Тихоокеанской плиты обусловило перестройку геодинамических процессов в Северо-Западной Циркумпацифике. Одним из выражений этой перестройки явилось заложение Южно-Курильской глубоководной котловины, трансформировавшейся позднее в зону задугового спрединга [9].

Южно-Курильская спрединговая зона продолжала действовать в *мачигарское*, *даехуринское* (т.е. в олигоцене — 33,90—23,03 млн лет) и *уйнинское* (начало раннего миоцена, т.е. 23,3 — ~20,0 млн лет) время и привела к образованию Палео-Охотоморской плиты, которая, судя по ряду морфологических и кинематических признаков, испытывала в это время

вращение по часовой стрелке вокруг полюса Эйлера, располагавшегося на юге Камчатки [14]. Вращение Палео-Охотоморской плиты обусловило левосдвиговые трансензионные движения вдоль тектонических зон, отделявших эту плиту от Сахалинской части Евразийской плиты. Примеры таких зон находятся на Присахалинском шельфе [12].

При этом в самом теле Палео-Охотской плиты в пределах Присахалинской ее части развивались напряжения меридионально-ориентированного растяжения и соответствующие этому вытянутые в широтном направлении конседиментационные поднятия и прогибы, ограниченные системами сбросов. Эти конседиментационные поднятия и представляют собой структуры Мынгинского типа [3].

Структуры Кири́нского типа (структуры меридионального простирания) проявлены в комплексах верхнего структурного этажа кайнозойского чехла Присахалинской части Охотоморского региона. Эти структуры расположены в прибрежной части Присахалинского шельфа и представляют собой меридионально-ориентированные положительные конседиментационные складчатые формы (конседиментационные антиклинали), структурно сопряженные с отрицательными конседиментационными складчатыми формами (конседиментационными синклиналиями) — прогибами [2].

Образование системы сопряженных конседиментационных антиклиналей и синклиналей на Присахалинском шельфе стартовало в дагинское время (середина раннего миоцена — середина среднего миоцена, т.е. ~20 — ~14 млн лет), происходило в окобыкайское время (середина среднего миоцена — самое начало позднего миоцена, т.е. ~14 — ~10 млн лет) и продолжается до настоящего времени [7].

Мы связываем образование меридионально-ориентированных структур Кири́нского типа с тектоническим напряжением субширотного сжатия, обусловленного правосторонними транспрессионными движениями по Центрально-Сахалинскому правостороннему сдвигу-надви́гу, отражающему взаимное перемещение и трансформное взаимодействие со сжатием Охотоморской и Амурской литосферных плит [8].

Таким образом, структуры Мынгинского типа проявлены в комплексах нижнего структурного этажа кайнозойского чехла, сформировались в основном к середине раннего миоцена (к концу

уйнинского времени) и парагенетически связаны с раскрытием Южно-Курильского малого океанического бассейна за счет вращения «по часовой стрелке» Палео-Охотоморской плиты [10].

Структуры Кириного типа проявлены в комплексах верхнего структурного этажа кайнозойского чехла, сформировались в основном в среднемиоцен-четвертичное время и парагенетически связаны с праводвиговым транспрессионным смещением Охотоморской и Амурской

литосферных плит по Центрально-Сахалинскому правостороннему сдвигу-надвику [11].

Заключение

Типизация горно-геологических условий формирования месторождений и залежей свидетельствует о двух доминирующих типах структур: широтных — связанных с раннемиоценовыми надвигами и меридиональных — сформированных в позднем миоцене — плиоцене.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Гайдук А.В., Гируц М.В., Лобусев М.А., Серов С.Г. и др. Углеводородные биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднедокембрийских и нижнекембрийских пород Катаганской седловины (Сибирская платформа). *Геохимия*. 2017. № 4. С. 335—343.
2. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия. *Горный журнал*. 2018. № 11. С. 38—42.
3. Зайцев В.А., Серикова У.С. Геомеханическая модель коллекторов Аяшского ЛУ Присахалинского шельфа. *Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях*. М.: Нефть и газ, 2017. С. 157—165.
4. Зайцев В.А., Серикова У.С. Геомеханическая модель коллекторов Восточно-Одоптинского блока Присахалинского шельфа. *Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях*. М.: Нефть и газ, 2017. С. 166—181.
5. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на Сахалинском шельфе Охотского моря // *Новые идеи в науках о Земле*. — М.: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (филиал) (Старый Оскол), 2019. — С. 246—249.
6. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Серикова У.С. Влияние неотектоники на эволюцию углеводородных систем в акватории Охотского моря. *Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа*. М.: Нефть и газ, 2017. С. 20—23.
7. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ. *Нефть, газ и бизнес*. 2014. № 7. С. 28—34.
8. Лapidус А.Л., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Мовсумзаде Э.М., Салихова И.М., Жагфаров Ф.Г. Природные битумы — физико-химические свойства и технологии добычи. *Химия твердого топлива*. 2018. № 6. С. 4—15.
9. Осипов А.В., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Монахова А.С., Захарченко М.В., Минлигалиева Л.И. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на Сахалинском шельфе Охотского моря. Результаты геолого-съемочных работ на восточном борту южной части Предуральского прогиба // *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. — 2018. — №3. — С. 42—50.
10. Романов П.А., Серикова У.С., Челябин Е.Д., Перов А.Д. Механизм и пути миграции углеводородов в Южно-Каспийском бассейне. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025. № 2. С. 8—19.
11. Шатыров А.К. Применение результатов геофизических исследований скважин для решения региональных геологических задач. *Науки о Земле. Современное состояние*. Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2024. С. 108—110.
12. Шатыров А.К. Прогноз нефтегазовых резервуаров Охотского моря на основе интерпретационной обработки сейсмического материала. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2023. № 4. С. 66—80.
13. Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Lapidus A.L., Giruts M.V., Mustae R.N., Zhagfarov F.G., et al. Physicochemical properties and genesis of the asphaltites of Orenburg oblast. *Solid Fuel Chemistry*. 2018. No. 2. P. 128—137.
14. Kerimov V.Yu., Mustae R.N., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Environment for the formation of shale oil and gas accumulations in low-permeability sequences of the maikop series, fore-caucasus. *Oriental Journal of Chemistry*. 2017. No. 2. P. 879—892.

REFERENCES

- Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gaiduk A.V., Giruts M.V., Lobusev M.A., Serov S.G., et al. Hydrocarbon biomarkers and hydrocarbons of diamond-like structure from the Late Precambrian and Lower Cambrian rocks of the Katagan Saddle (Siberian Platform). *Geochemistry*. 2017. No. 4. P. 335—343 (In Russ.).
- Guliyev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the Earth: scales and consequences. *Mining Journal*. 2018. No. 11. P. 38—42 (In Russ.).
- Zaitsev V.A., Serikova U.S. Geomechanical model of reservoirs of the Ayashsky LU Priskhalinsky shelf. *Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in marine areas*. Moscow: Oil and Gas, 2017. P. 157—165 (In Russ.).
- Zaitsev V.A., Serikova U.S. Geomechanical model of reservoirs of the East Odoptin block of the Priskhalinsky shelf. *Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in marine areas*. Moscow: Oil and Gas, 2017. P. 166—181 (In Russ.).
- Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk // *New ideas in Earth Sciences*. Moscow: Russian State Geological Exploration University. Sergo Ordzhonikidze (branch) (Stary Oskol), 2019. pp. 246—249 (In Russ.).
- Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Serikova U.S. The influence of neotectonics on the evolution of hydrocarbon systems in the Sea of Okhotsk. *Actual issues of prospecting and exploration of oil and gas fields*. Moscow: Oil and Gas, 2017. P. 20—23 (In Russ.).
- Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Serikova U.S. Strategy and tactics of the development of hydrocarbon resources on the shelf of the Russian Federation. *Oil, gas and business*. 2014. No. 7. P. 28—34 (In Russ.).
- Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen — physico-chemical properties and extraction technologies. *Chemistry of solid fuels*. 2018. No. 6. P. 4—15 (In Russ.).
- Romanov P.A., Serikova U.S., Chelyapin E.D., Perov A.D. Mechanism and ways of migration of hydrocarbons in the South Caspian basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and exploration*. 2025. No. 2. P. 8—19 (In Russ.).
- Osipov A.V., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Monakhova A.S., Zakharchenko M.V., Minligalieva L.I. Generation and accumulation hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk Results of geological survey work on the eastern side of the southern part of the Preduralsky trough // *Izvestia of higher educational institutions. Geology and exploration*. 2018. No. 3. pp. 42—50 (In Russ.).
- Shatyrov A.K. Application of the results of geophysical research of wells to solve regional geological problems. *Geosciences. The current state*. Novosibirsk: Novosibirsk National Research State University, 2024. P. 108—110 (In Russ.).
- Shatyrov A.K. Forecast of oil and gas reservoirs of the Sea of Okhotsk based on interpretative processing of seismic material. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and exploration*. 2023. No. 4. P. 66—80 (In Russ.).
- Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Lapidus A.L., Giruts M.V., Mustaev R.N., Zhagfarov F.G., et al. Physico-chemical properties and genesis of asphaltites of the Orenburg region. *Chemistry of solid fuels*. 2018. No. 2. P. 128—137.
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Conditions of formation of shale oil and gas deposits in low-permeable strata of the Maikop series, Ciscaucasia. *Eastern Chemical Journal*. 2017. No. 2. P. 879—892.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шатыров А.К. — внес вклад в работу при построении и моделировании структурных поверхностей и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Серикова У.С. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anar K. Shatyrov — contributed to the work on the construction and modeling of structural surfaces and agree to assume responsibility for all aspects of the work.

Ulyana S. Serikova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finalized the published version of the article and agree to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шатыров Анар Камандарович* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
тел.: +7 (926) 142-77-63
SPIN-код: 5794-0287
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Anar K. Shatyrov* — Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
tel.: +7 (926) 142-77-63
SPIN-code: 5794-0287
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Серикова Ульяна Сергеевна — доктор технических наук, доцент, профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: lubava45@gmail.com
тел.: +7 (965) 429-39-79
SPIN-код: 9363-4064
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Ulyana S. Serikova — Dr. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: lubava45@gmail.com
tel.: +7 (965) 429-39-79
SPIN-code: 9363-4064
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В АТМОСФЕРНЫХ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.Г. ХОХОЛКОВ^{1,*}, А.В. ЧАШКОВ², В.С. КОРЫТОВ^{1,3}

¹ ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

² ПАО «НОВАТЭК»

90/2, Ленинский проспект, г. Москва 119313, Россия

³ ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ)

38, ул. Володарского, г. Тюмень 625000, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В лабораторной практике общепринятым методом для определения остаточной водонасыщенности (Кво) и кривых капиллярного давления (ККД) является метод полупроницаемой мембраны в групповом капилляриметре. Получаемые в групповых капилляриметрах значения Кво (ККД) определяются в атмосферных условиях, и для дальнейшего использования результатов в петрофизической, геологической и гидродинамической моделях требуется их приведение к пластовым условиям.

Цель. Целью работы является экспериментальное исследование влияния давления и температуры на определяемые значения Кво и кривые капиллярного давления при переходе от атмосферных условий к пластовым на одних и тех же образцах керна.

Материалы и методы. По аналогии с другими ранее выполненными в различных лабораторных центрах работами в смежных областях проведены исследования, заключающиеся в последовательном определении водонасыщенности и электрического сопротивления образцов при различных сочетаниях эффективного давления обжима и температуры: в групповом капилляриметре и в индивидуальном капилляриметре. Кроме того, за предшествующий период был накоплен массив данных по определению капиллярных кривых в атмосферных и пластовых условиях в различных лабораториях. Проведен анализ имеющихся данных.

Результаты. Наблюдается систематическое снижение значений Кво в индивидуальном капилляриметре по сравнению с групповым. При температуре, соответствующей атмосферным условиям, увеличение эффективного давления приводит к уменьшению наблюдаемых значений Кво. Влияние температуры на значения Кво достоверно определить не удалось.

Заключение. Наблюдается несоответствие полученных результатов исходным предположениям о влиянии условий эксперимента на значение Кво. Требуется проведение дополнительных исследований и, возможно, ревизия имеющихся подходов к проведению измерений применительно к изучаемым объектам.

Ключевые слова: керн, капилляриметрия, кривая капиллярного давления, термобарические условия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследования проведены в рамках договорных работ.

Для цитирования: Хохолков А.Г., Чашков А.В., Корытов В.С. Сравнение результатов определения остаточной водонасыщенности в атмосферных и термобарических условиях. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):51—59. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-51-59> EDN: [HSMCXC](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-51-59)

Статья поступила в редакцию 13.08.2025
Принята к публикации 16.09.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

COMPARISON OF IRREDUCIBLE WATER SATURATION MEASUREMENTS UNDER AMBIENT AND RESERVOIR CONDITIONS

ALEXEY G. KHOKHOLKOV^{1,*}, ANATOLIY V. CHASHKOV², VITALY S. KORYTOV^{1,3}

¹ NOVATEK STC
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia

² NOVATEK PJSC
90/2, Leninsky ave., Moscow 119313, Russia

³ Industrial University of Tyumen
38, Volodarskogo str., Tyumen 625000, Russia

ABSTRACT

Background. In laboratory practice, the method of semi-permeable membranes using a batch porous plate is a conventional technique for determining irreducible water saturation (Swirr) and capillary pressure curves (CPC). The Swirr and CPC values obtained under ambient conditions in batch porous plates must be adjusted to reservoir conditions before they can be effectively applied in petrophysical, geological, and hydrodynamic models.

Aim. To investigate experimentally the effect of pressure and temperature on the measured values of Swirr and CPC when transitioning from ambient to reservoir conditions using the same core samples.

Materials and methods. By analogy with other previously completed works in various laboratory centers in related fields, our experiments included the sequential determination of water saturation and electrical resistivity of core samples under various combinations of effective confining pressure and temperature, using both a batch porous plate and an individual cell porous plate with semi-permeable membranes. In addition, we analyzed a comprehensive dataset on capillary pressure curves measured under ambient and reservoir conditions in different laboratories.

Results. A systematic decrease in the measured values of Swirr was observed in the individual cell porous plate compared to the batch porous plate. Under temperatures corresponding to ambient conditions, an increase in effective pressure led to a reduction in the observed Swirr values. The influence of temperature on Swirr could not be reliably determined.

Conclusion. The obtained results show discrepancies with the initial assumptions regarding the impact of experimental conditions on Swirr values. Further studies are required, and a revision of existing measurement approaches may be necessary for the studied objects.

Keywords: core, batch porous plate, individual cell porous plate, semi-permeable membrane, irreducible water saturation, capillary pressure curve, ambient and reservoir conditions

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Khokholkov A.G., Chashkov A.V., Korytov V.S. Comparison of irreducible water saturation measurements under ambient and reservoir conditions. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):51—59. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-51-59> EDN: [HSMCXC](https://www.edn.ru/)

*Manuscript received 13 August 2025**Accepted 16 September 2025**Published 30 September 2025*

* Corresponding author

В лабораторной практике общепринятым методом для определения остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и кривых капиллярного давления (ККД) является метод полупроницаемой мембраны в групповом капилляриметре [1].

Получаемые в групповых капилляриметрах значения $K_{во}$ (ККД) определяются в атмосферных условиях, и для дальнейшего использования результатов в петрофизической, геологической и гидродинамической моделях требуется их приведение к пластовым условиям.

Согласно [2] для преимущественно гидрофильных пород перевод коэффициента остаточной водонасыщенности в атмосферных условиях (здесь и далее — $K_{во,ау}$) в коэффициент остаточной водонасыщенности в термобарических условиях (здесь и далее — $K_{во,тбу}$) осуществляется с использованием расчетной формулы, учитывающей снижение пористости при ТБУ за счет сжатия порового пространства, что приводит к возрастанию значений $K_{во}$:

$$K_{во,ТБУ} = K_{во,ау} \times (K_{п,ау} / K_{п,тбу}).$$

Согласно представленной формуле, остаточная водонасыщенность в пластовых условиях возрастает на 3—7%. Однако в источнике [2] отсутствует экспериментальное обоснование данной зависимости, а сама формула учитывает лишь перераспределение остаточной воды за счет сжатия порового пространства и не отражает влияние температуры, что ограничивает ее применимость.

В общем случае для гидрофильных пород с низкой глинистостью и отсутствием развитой трещиноватости повышение эффективного давления действительно может способствовать росту $K_{во}$. Это объясняется сдвигом распределения пор по радиусам в сторону более мелких значений и соответствующим увеличением капиллярных давлений. В то же время повышение температуры снижает поверхностное натяжение в системе «вода — газ», что ведет к уменьшению капиллярных давлений и, как следствие, к снижению $K_{во}$. Таким образом, изменение $K_{во}$ при переходе к пластовым условиям определяется совокупным и разнонаправленным воздействием давления и температуры, что делает однозначное увеличение

$K_{во}$ маловероятным без учета конкретных термобарических и петрофизических условий.

Дополнительно в работе [3] на основе анализа 13 керновых образцов показано, что в негидрофильных коллекторах различие между значениями $K_{во,ау}$ и $K_{во,тбу}$ оказывается незначительным. Это указывает на важность смачиваемости как ключевого фактора, влияющего на поведение остаточной водонасыщенности при изменении внешних условий.

Следует отметить, что в опубликованных исследованиях, посвященных сравнению значений остаточной водонасыщенности в атмосферных и термобарических условиях, объем экспериментальных данных, как правило, ограничен десятками керновых образцов. Такой объем обусловлен высокой трудоемкостью, длительностью и стоимостью лабораторных исследований. Однако он является недостаточным для выявления устойчивых закономерностей изменения $K_{во}$, особенно с учетом значительной литологической и структурной неоднородности низкопроницаемых коллекторов. Варьирование условий насыщения, смачиваемости, температуры и напряженного состояния может приводить к существенному разбросу результатов, что делает обобщение данных по малой выборке методологически некорректным. Полагаться на такие результаты при построении общих зависимостей нецелесообразно, поскольку это повышает риск формирования недостоверных представлений о поведении остаточной водонасыщенности при изменении термобарических условий.

В реальных геологических условиях $K_{во}$ варьируется разнонаправленно в связи с комплексным влиянием пластовых параметров (температура, давление) на свойства порового пространства, флюидов и характер их взаимодействия.

Указанное несоответствие принятого (ожидаемого) и фактически наблюдаемого характера изменения $K_{во}$ при переходе к пластовым условиям приводит к необходимости дополнительного изучения связи изменения $K_{во}$ с условиями эксперимента и свойствами образцов.

Материалы и методы

Объем выполненных работ по определению кривых капиллярного давления в условиях,

моделирующих пластовые, на образцах керна, отобранных из терригенных отложений месторождений Западной Сибири, преимущественно с гидрофильным и промежуточным характером смачиваемости, составляет 63 проекта (скважины), 1666 исследований, из которых 716 также охарактеризованы результатами определения кривых капиллярного давления (здесь и далее — ККД) методом полупроницаемой мембраны в групповом капилляриметре. Исследования керна проводились в различных лабораториях, далее в тексте обозначенных как лаборатории группы ЛАБ1 и лаборатории группы ЛАБ2.

Детальная информация по количеству исследований приведена в таблице 1. На рисунке 1 приведены сопоставления коэффициента абсолютной проницаемости, коэффициента пористости и коэффициента остаточной водонасыщенности указанных образцов.

При проведении типовых (рутинных) исследований условия эксперимента (эффективное давление и температура) определяются условиями залегания пластов и, как правило, меняются совместно, что затрудняет выделение вклада каждого из параметров в изменение результатов.

Для уточнения характера влияния каждого из указанных параметров на результаты эксперимента (остаточную водонасыщенность, кривые

капиллярного давления, зависимость P_n — K_v) авторами проводятся работы, заключающиеся в последовательном определении коэффициентов водонасыщенности при нескольких значениях капиллярного давления и соответствующих УЭС коллекций образцов при различных сочетаниях параметров эксперимента: в групповом капилляриметре; в индивидуальном капилляриметре для набора давлений 3 и 30 МПа и температур 30 и 80(90) °С.

Указанные работы проводятся на образцах керна из типовых проектов по исследованиям керна терригенных отложений, отобранного на месторождениях северной части Западной Сибири. Партии образцов (по 10 образцов) последовательно проходят этапы исследований, приведенные в таблице 2.

Результаты (как типовых исследований, так и опытных работ) были проанализированы с целью выделения наиболее общих закономерностей при переходе от атмосферных условий к пластовым. Несмотря на наличие большого количества ККД, анализ результатов проводился только для величины остаточной водонасыщенности (под ней мы понимаем значение K_{vo} , соответствующее капиллярному давлению $P_c = 12$ атм в лабораторных условиях, т.е. без приведения P_c к пластовым условиям). Рассмотрение вопросов,

Таблица 1. Количество исследований методом полупроницаемой мембраны в пластовых условиях, полученных при проведении рутинных договорных работ ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Table 1. Number of studies conducted using the semi-permeable membrane method in reservoir conditions during routine contractual work by NOVATEK STC

Параметр	Значение
Количество скважин (всего)	63
Количество скважин (исследования в лабораториях группы ЛАБ1)	29
Количество скважин (исследования в лабораториях группы ЛАБ2)	34
Количество исследования ККД в ТБУ	1666
Количество исследования ККД в ТБУ и ККД в АУ на одних и тех же образцах	716

Таблица 2. Этапы опытных работ
Table 2. Stages of experimental work

Условия	№ этапа					
	1 Пробоподготовка	2 Групповой капилляриметр	3	4	5	6
Рэфф, МПа	-	0	3	3	30	30
T, °C	-	20	30	80—90	30	80—90
Pc, атм	-	2,45 12	2,45 12	2,15 10,05 12	2,45 12	2,15 10,05 12

Сравнение результатов определения остаточной водонасыщенности в атмосферных и термобарических...

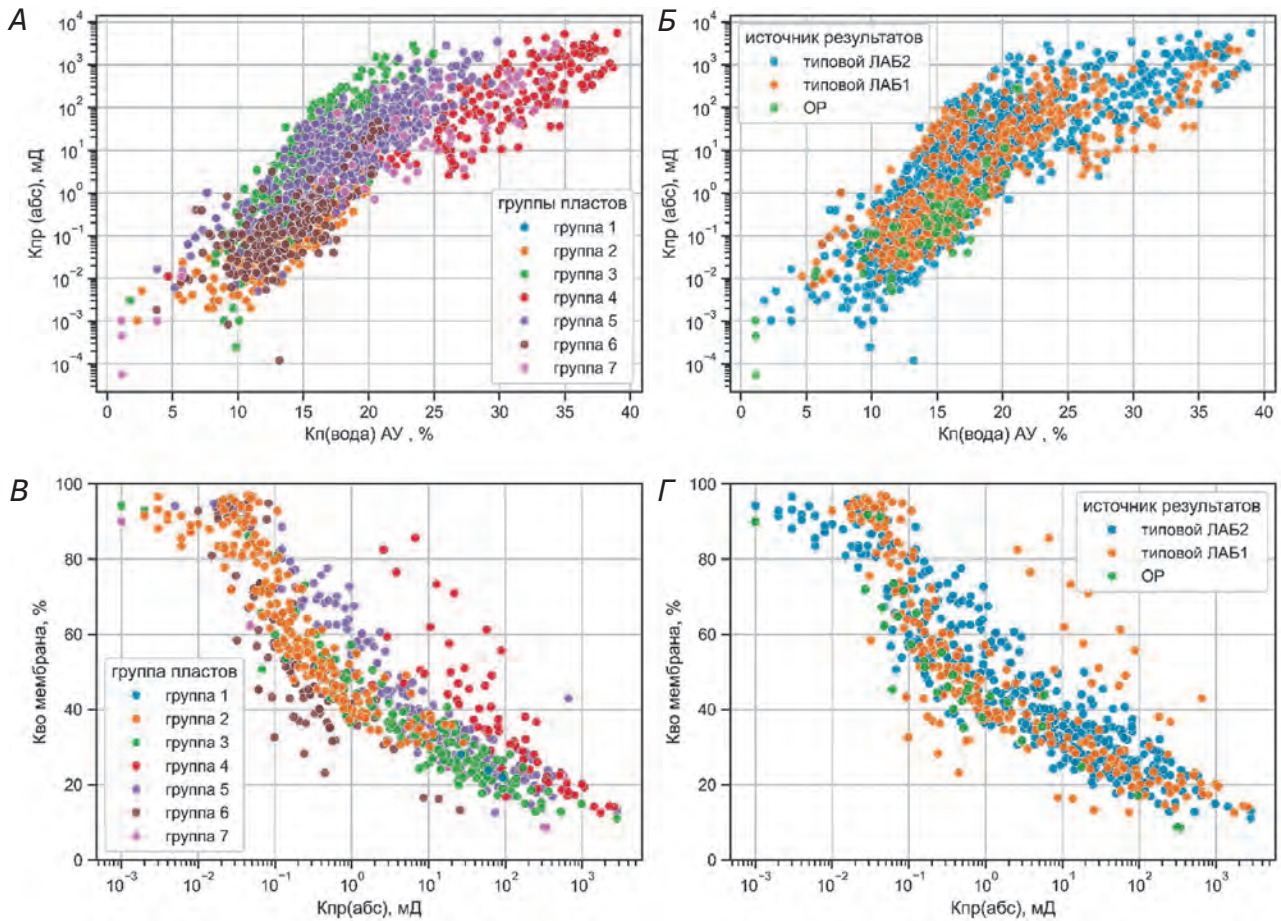


Рис. 1. Сопоставления коэффициента абсолютной проницаемости и коэффициента пористости (А, Б) и коэффициента остаточной водонасыщенности в групповом капилляриметре и коэффициента проницаемости (В, Г): А, В — по группам пластов; Б, Г — по источнику результатов (исполнителю работ). Обозначения на Б, Г: типовой ЛАБ1, типовой ЛАБ2 — работы, выполненные в лабораториях групп ЛАБ1 и ЛАБ2 в рамках типового комплекса исследований, ОР — выполненные в рамках опытных работ

Fig. 1. Comparison of the absolute permeability coefficient and the porosity coefficient (A, Б) and the residual water saturation coefficient in a group capillarymeter and the permeability coefficient (B, Г): A, B — by groups of layers; Б, Г — by the source of results (the performer of the work). Designations on Б, Г: works performed in the laboratories of the ЛАБ1 and ЛАБ2 groups in a typical research complex, ОР — performed in experimental works

связанных с трансформацией формы ККД и внесением поправок за изменение давления и температуры, представляет собой гораздо более сложную и комплексную проблематику, не рассматривается в настоящей работе и является темой дальнейших исследований.

Результаты и обсуждение

Сопоставление значений остаточной водонасыщенности, полученных в индивидуальном капилляриметре в условиях, моделирующих пластовые, с аналогичными значениями в атмосферных условиях, показывает существенное снижение наблюдаемых значений Кво для примерно 80% образцов (рис. 2).

Среднее снижение Кво при переходе в термобарические условия составляет от 5,6% для работ, выполненных в лабораториях группы ЛАБ1, до 8,3% для работ, выполненных в лабораториях группы ЛАБ2. На рисунке 2Б зависимости выбраны таким образом, чтобы подчеркнуть среднее снижение Кво, и проходят параллельно линии равных значений Кво; при этом можно заметить, что для высоких Кво снижение более выражено.

Для оценки характера изменения Кво при переходе в пластовые условия можно ввести коэффициент $Ksw_{рт}$, характеризующий отношение значений остаточной водонасыщенности в пластовых и атмосферных условиях:

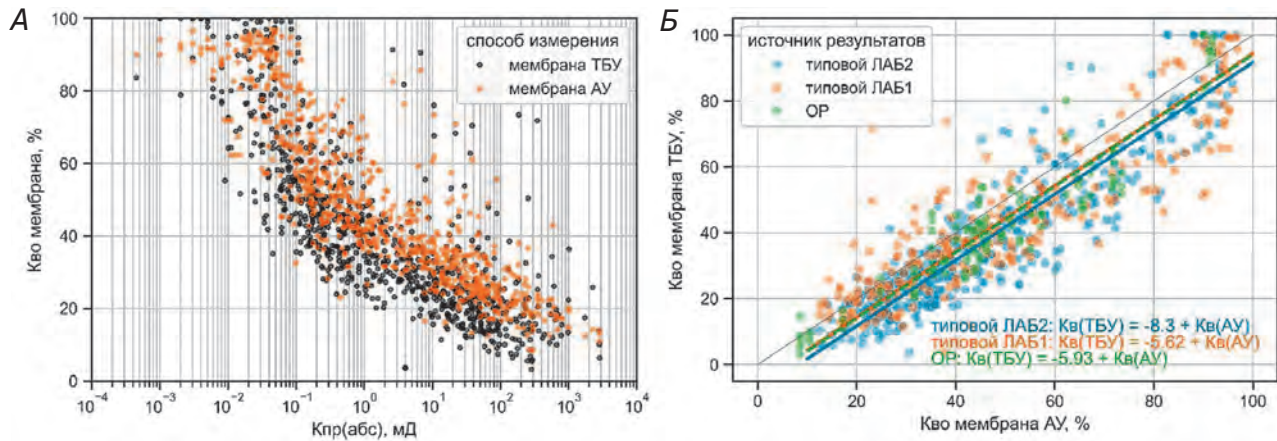


Рис. 2. Сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности и коэффициента абсолютной проницаемости (А) и коэффициентов остаточной водонасыщенности в атмосферных и пластовых условиях (Б)
Fig. 2. Comparison of the coefficient of residual water saturation and the coefficient of absolute permeability (А) and the coefficients of residual water saturation in atmospheric and reservoir conditions (Б)

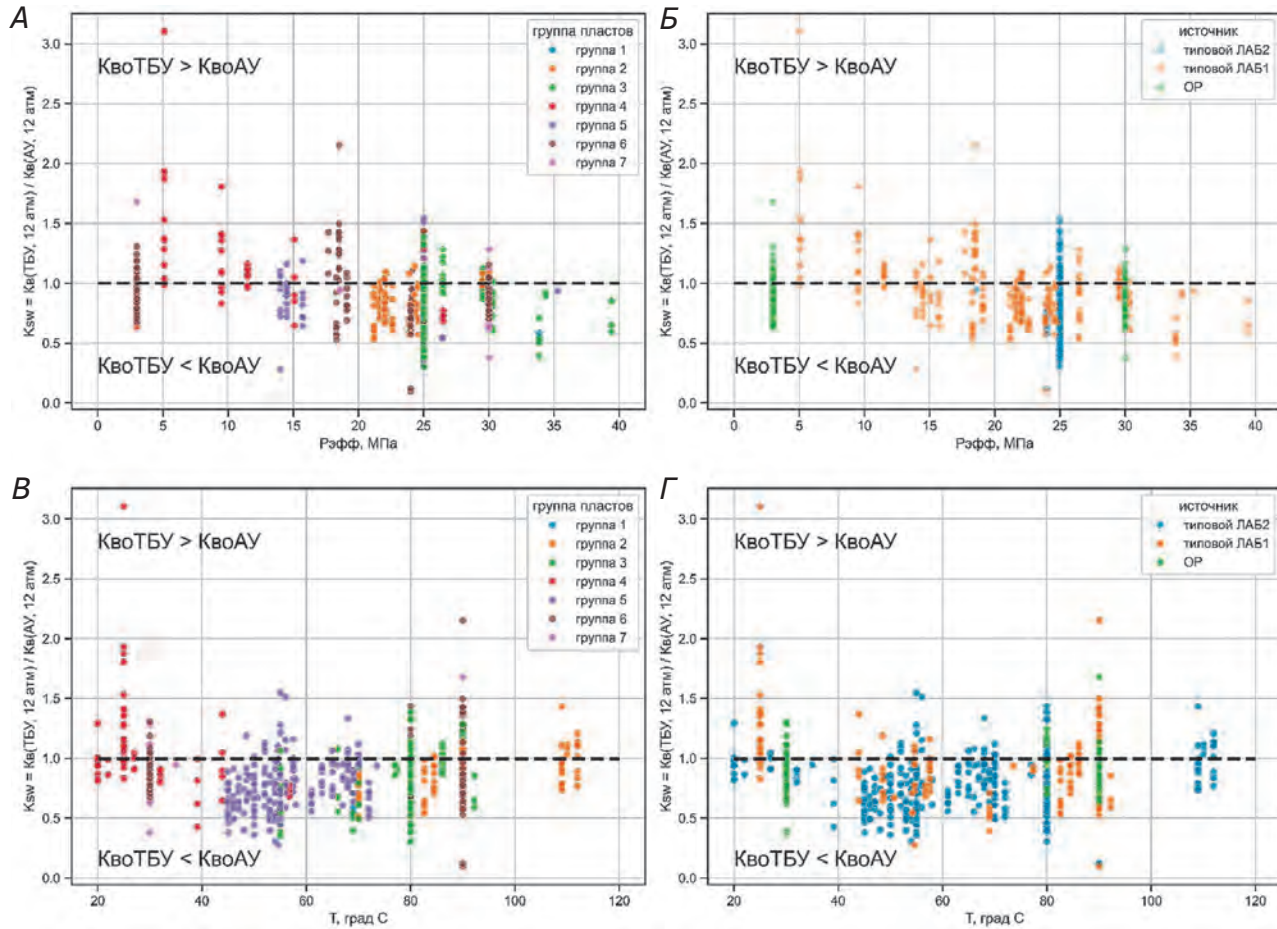


Рис. 3. Сопоставление коэффициента $K_{sw пр}$ с условиями эксперимента и свойствами образцов: эффективным давлением (А, Б), температурой эксперимента (В, Г); А, В — по группам пластов, Б, Г — по источнику результатов (исполнителю работ)
Fig. 3. Comparison of the $K_{sw пр}$ coefficient with the experimental conditions and properties of the samples: effective pressure (А, Б), experimental temperature (В, Г); А, В — by groups of layers, Б, Г — by the source of the results (the performer of the work)

Сравнение результатов определения остаточной водонасыщенности в атмосферных и термобарических...

$$K_{sw_{PT}} = K_{wo_{PT}} / K_{wo_{AV}}$$

где $K_{wo_{PT}}$ — остаточная водонасыщенность в термобарических условиях в индивидуальном капилляриметре, $K_{wo_{AV}}$ — остаточная водонасыщенность в атмосферных условиях в групповом капилляриметре.

На рисунке 3 приведены сопоставления $K_{sw_{PT}}$ с эффективным давлением и температурой эксперимента. Наблюдается определенная зависимость с эффективным давлением (рис. 3А, Б). К сожалению, все работы в группе лабораторий ЛАБ2 выполнены при практически неизменных значениях эффективного давления, что не позволяет сделать вывод, связана такая зависимость с особенностями измерений, проведенных в группе лабораторий ЛАБ1, или же имеет более общий характер.

Связь с температурой эксперимента (рис. 3В, Г), на наш взгляд, недостаточно выражена.

Проведенные опытные работы позволяют более детально оценить вклад условий эксперимента в изменение K_{wo} . Сопоставления K_{wo} , определенного в индивидуальном капилляриметре при различных сочетаниях эффективного давления и температуры, и K_{wo} , определенного в групповом капилляриметре, приведены на рисунке 4. На рисунках 4А, Б, иллюстрирующих влияние эффективного давления на K_{wo} , видно снижение K_{wo} с ростом эффективного давления.

Наблюдается уменьшение значений K_{wo} с ростом эффективного давления, что противоречит первоначально принятым предположениям о характере таких изменений.

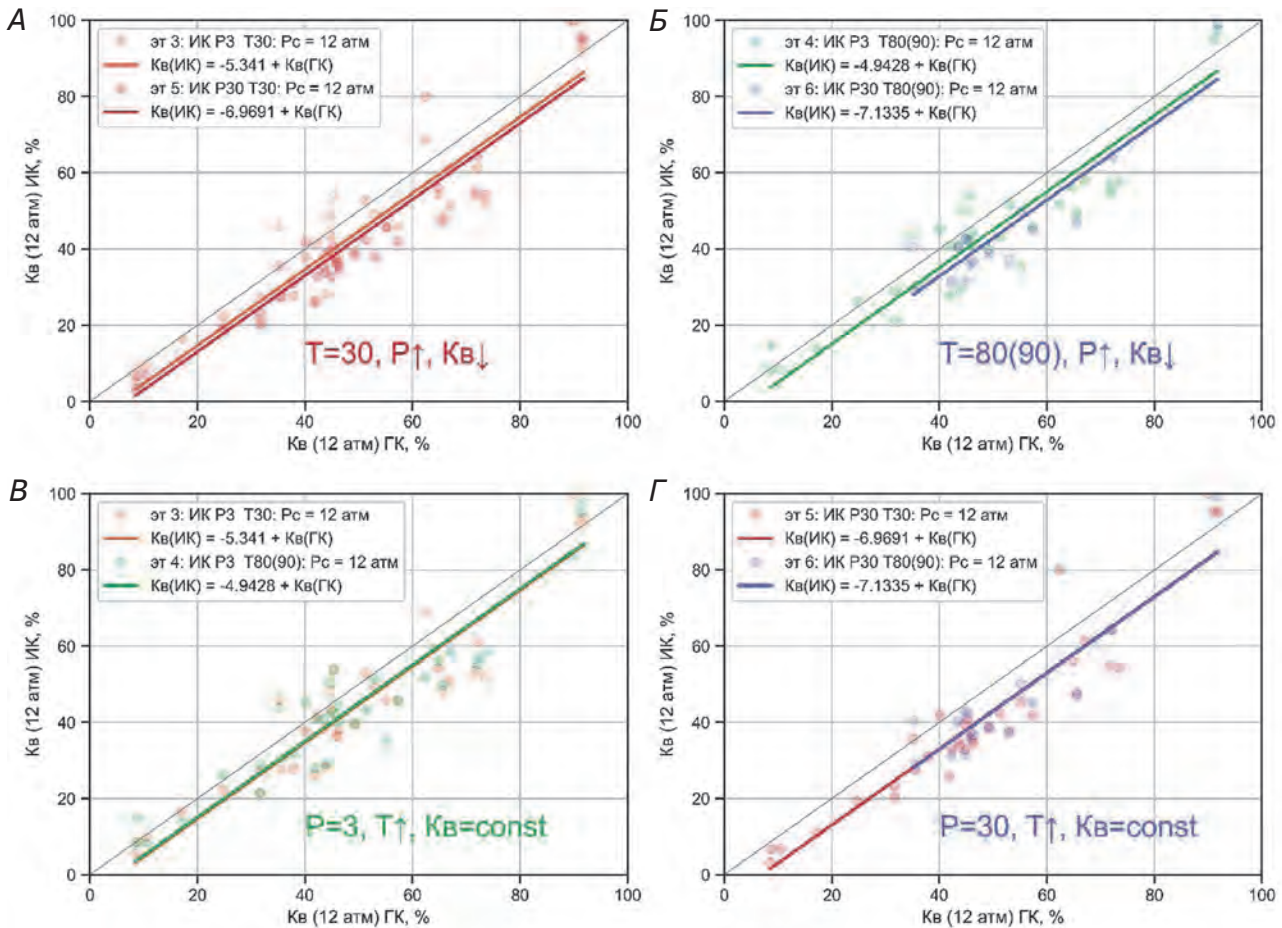


Рис. 4. Сопоставление K_{wo} , определенного в индивидуальном капилляриметре при различных сочетаниях эффективного давления и температуры, и K_{wo} , определенного в групповом капилляриметре: А — увеличение давления при $T = 30$ °С, Б — увеличение давления при $T = 80(90)$ °С, В — увеличение температуры при Рэфф = 3 МПа, Г — увеличение температуры при Рэфф = 30 МПа

Fig. 4. Comparison of Sw_i determined in an individual capillary meter at different combinations of effective pressure and temperature and Sw_i determined in a group capillary meter: А — pressure increase at $T = 30$ °С, Б — pressure increase at $T = 80(90)$ °С, В — temperature increase at $P_{eff} = 3$ МПа, Г — temperature increase at $P_{eff} = 30$ МПа

Необходимо отметить, что основное снижение Кво происходит при создании минимального технологически обусловленного давления $R_{эфф} = 3$ МПа, что не соответствует исходному предположению о незначительном влиянии минимальных технологических значений температуры и давления в индивидуальном капилляриметре (этап 3, $P = 3$ МПа, $T = 30$ °С) на сопоставимость с результатами, полученными в групповом капилляриметре. Вопрос причины такого снижения Кво остается открытым.

Характер влияния температуры (рис. 4В, Г) на наблюдаемые значения Кво установить однозначно не удалось.

Заключение

Проанализирован массив результатов определения кривых капиллярного давления в условиях, моделирующих пластовые.

На рассматриваемом массиве данных наблюдается доминирующий эффект снижения Кво при переходе от атмосферных условий к пластовым (80 % выборки), что не соответствует исходным предположениям о влиянии условий эксперимента на значение Кво.

С ростом эффективного давления усиливается снижение Кво в индивидуальном капилляриметре,

что следует как из анализа рутинных (типовых) исследований, так и по данным проведенных опытных работ.

Остается открытым вопрос существенного снижения Кво при переходе из группового в индивидуальный капилляриметр при минимальных технологических значениях температуры и давления, также не удалось установить связь изменения Кво с температурой.

Выявлено существенное расхождение между теоретическими представлениями и фактическими результатами лабораторных исследований, что указывает на вероятность пересмотра как базовых теоретических положений, так и применяемых подходов к определению остаточной водонасыщенности. Актуальность данной проблемы обусловлена ее влиянием на оценку геологических запасов и прогнозирование продуктивного потенциала месторождений. Планируется продолжение исследований с целью уточнения измеряемых параметров и возможной корректировки существующих подходов.

Авторы заинтересованы в научном диалоге и готовы к обсуждению полученных результатов в формате профессионального сообщества.

ЛИТЕРАТУРА

1. МакФи К., Рид Дж., Зубизаррета И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 912 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом (проект). URL: [https://gkz-rf.ru/sites/default/files/](https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-06/-mu-pz_09.06.2025.pdf)
3. Терентьев В.Ю., Дьяконова Т.Ф., Саегараев А.Д. и др. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь: Астер Диджитал, 2020. 231 с.

REFERENCES

1. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core Analysis: A Best Practice Guide. Moscow — Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2018. 912 p. (In Russ.).
2. Guidelines for Estimating Oil and Gas Geological Reserves Using the Volumetric Method (Draft). Available from: [https://gkz-rf.ru/sites/default/files/](https://gkz-rf.ru/sites/default/files/media/files/2025-06/-mu-pz_09.06.2025.pdf)
3. Terentyev V.Yu., Dyakonova T.F., Saetgaraev A.D. et al. Petrophysics of Non-Waterwet Reservoirs in Oil Fields of the Timan-Pechora Petroleum Province. Perm: Aster Didzhital, 2020. 231 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Хохолков А.Г. — работая в ООО «НОВАТЭК НТЦ», участвовал в разработке дизайна эксперимента, организации эксперимента, подготовил данные для анализа, провел анализ данных, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexey G. Khokholkov — worked in NOVATEK STC, participated in the development of the experimental design, organization of the experiment, prepared the data for analysis, conducted the data analysis, developed the concept of the article, prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Чашков А.В. — работая в ПАО «НОВАТЭК», участвовал в разработке дизайна эксперимента, организации эксперимента, провел анализ данных, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Корытов В.С. — работая в ООО «НОВАТЭК НТЦ» и Тюменском индустриальном университете, участвовал в организации эксперимента, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anatoliy V. Chashkov — worked in NOVATEK, participated in the development of the experimental design, organization of the experiment, conducted data analysis, developed the concept of the article, prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Vitaly S. Korytov — worked in NOVATEK STC and in IUT, participated in organizing the experiment, prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хохолков Алексей Георгиевич* — кандидат физико-математических наук, старший эксперт лаборатории петрофизических исследований ядра ООО «НОВАТЭК НТЦ».

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

e-mail: AGKhokholkov@novatek.ru

SPIN-код: 1623-3070

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Alexey G. Khokholkov* — Cand. of Sci. (Phys.-Math.), senior expert of the laboratory of petrophysical core research, NOVATEK STC.

7, Pozharnykh i Spasateley str., Tyumen 625031, Russia

e-mail: AGKhokholkov@novatek.ru

SPIN-code: 1623-3070

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Чашков Анатолий Васильевич — кандидат физико-математических наук, эксперт по петрофизике ПАО «НОВАТЭК».

90/2, Ленинский проспект, г. Москва 119313, Россия

e-mail: Anatoliy.Chashkov@novatek.ru

SPIN-код: 5261-0560

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2752-6842>

Anatoliy V. Chashkov — Cand. of Sci. (Phys.-Math.), petrophysics expert, NOVATEK.

90/2, Leninsky ave., Moscow 119313, Russia

e-mail: Anatoliy.Chashkov@novatek.ru

SPIN-code: 5261-0560

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2752-6842>

Корытов Виталий Сергеевич — заместитель директора лабораторно-исследовательского центра ООО «НОВАТЭК НТЦ»; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

38, ул. Володарского, г. Тюмень 625000, Россия

e-mail: vskorytov@novatek.ru

SPIN-код: 5974-3446

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

Vitaly S. Korytov — deputy director of the laboratory research center, NOVATEK STC; Associate Professor of the department of geology of oil and gas fields at IUT, Industrial University of Tyumen.

7, Pozharnykh i Spasateley str., Tyumen 625031, Russia

e-mail: VSKorytov@novatek.ru

SPIN-code: 5974-3446

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



«ЗОЛОТОЙ КЛЮЧ» К РАЗРАБОТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ — ОПТИМИЗИРОВАННЫЙ ГЕОЛОГО–ИНЖЕНЕРНЫЙ ДИЗАЙН ГРП FRSMART

ФУ ЮНЦЯН¹, ЯН ЛИФЭН^{1,2}, ВАН СИНЬ¹, ЛЮ ЧЖЭ¹, ФАНЬ МЭН¹, ВАН ГАН¹, ЮАНЬ ЛИШАНЬ¹, ЛЮ ХАО¹,
У СИНЬ¹, ХУ ШИМЭН²

¹ Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC)
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

² Китайский нефтяной университет
18, ул. Фусюе, район Чанпин, г. Пекин 102200, Китай

АННОТАЦИЯ

Введение. В области разработки нетрадиционных углеводородов сильная неоднородность низкопроницаемых коллекторов, уровень проницаемости на уровне 1—100 нанодарси и нелинейные режимы фильтрации приводят к отсутствию естественной продуктивности, что делает гидравлический разрыв пласта (ГРП) единственным экономически оправданным методом разработки.

Цель. Для решения этой проблемы Китайская национальная нефтяная корпорация (CNPC) на основе 20-летних исследований разработала собственное решение FrSmart 2.0, обеспечивающее геолого-инженерную оптимизацию на протяжении всего технологического процесса гидроразрыва пласта (ГРП).

Материалы и методы. Программный комплекс функционирует через девять взаимосвязанных модулей:

модуль геомеханического моделирования: строит 1D—3D-модели на основе данных ГИС и промысловых данных ГРП;

модуль моделирования искусственных трещин: реализует технологию моделирования неплоских 3D-трещин, поддерживая сложные сценарии (многоканальный ГРП горизонтальных скважин и др.);

модуль прогнозирования дебитов УВС после ГРП: интегрирует технологию встроенного дискретного моделирования трещин (EDFM) для точного прогноза продуктивности и оптимизации технологических режимов разработки;

модуль оперативного управления: динамически анализирует стимулированный объем породы (SRV) и морфологию трещин по данным микросейсмике;

модуль предварительного проектирования: применяет методы энтропийных весов и кластеризации для оптимизации интервалов продуктивности (“sweet spots”) и расположения кластеров;

модуль анализа риска обсадных колонн: оценивает устойчивость разломов по критерию Мора — Кулона;

модуль экономической оценки: предлагает модели расчета затрат (под ключ и детализированную);

модуль тестового ГРП: определяет давление смыкания и эффективность закачки жидкости;

модуль базы данных: управляет основными параметрами.

Заключение. Ключевые модели FrSmart 2.0 отличаются от зарубежных аналогов менее чем на 5%, поддерживают GPU-ускорение. Решение развернуто на более чем 2000 рабочих мест в Китае, охватывая 90% нефтегазовых компаний и вузов, оптимизировав свыше 18 200 интервалов/стадий при удовлетворенности пользователей 96%. Его комплексный подход, высокоэффективные алгоритмы и широкая применимость делают FrSmart ключевым инструментом в Китае для интенсификации низкопроницаемых нетрадиционных коллекторов, значительно повышающим эффективность разработки.

Фу Юнцян, Ян Лифэн, Ван Синь, Лю Чжэ, Фань Мэн, Ван Ган, Юань Лишань, Лю Хао, У Синь, Ху Шимэн
«Золотой ключ» к разработке нетрадиционных низкопроницаемых коллекторов углеводородов...

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, ГРП, геомеханическое моделирование, моделирование ГРП, низкопроницаемые коллекторы, трудноизвлекаемые запасы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование профинансировано Научно-исследовательским институтом разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).

Для цитирования: Фу Юнцян, Ян Лифэн, Ван Синь, Лю Чжэ, Фань Мэн, Ван Ган, Юань Лишань, Лю Хао, У Синь, Ху Шимэн. «Золотой ключ» к разработке нетрадиционных низкопроницаемых коллекторов углеводородов — оптимизированный геолого-инженерный дизайн ГРП FrSmart. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):60—73.

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-60-73> EDN: ICCIIA

Статья поступила в редакцию 14.08.2025

Принята к публикации 25.08.2025

Опубликована 30.09.2025

“GOLDEN KEY” TO DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS: FRSMART GEO-ENGINEERING INTEGRATED FRACTURING DESIGN SOFTWARE

FU YONGQIANG¹, YANG LIFENG^{1,2}, WANG XIN¹, LIU ZHE¹, FAN MENG¹, WANG GANG¹, YUAN LISHAN¹,
LIU HAO¹, WU XI¹, HU SHIMENG²

¹ PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development (RIPED, CNPC)
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

² China University of Petroleum
18 Xuefulu, Changping District, Beijing 102200, China

ABSTRACT

Background. The strong heterogeneity, nanodarcy-scale permeability (1—100 nD), and nonlinear flow characteristics of unconventional low-permeability reservoirs result in negligible natural productivity, making hydraulic fracturing the only economically viable development method.

Aim. To address this challenge, the China National Petroleum Corporation (CNPC) has developed the proprietary FrSmart 2.0 solution based on 20 years of research, enabling geo-engineering optimization throughout the fracturing workflow.

Materials and methods. The software integrates nine synergistic modules, including the following. (1) *Geomechanical Modeling* constructs 1D—3D models using well-log and field data via finite-element algorithms. (2) *Artificial Fracture Simulation* employs non-planar 3D fracture modeling for complex scenarios (e.g., multi-cluster staged fracturing in horizontal wells). (3) *Post-Fracturing Production Prediction* leverages Embedded Discrete Fracture Modeling (EDFM) for accurate productivity forecasting and development optimization. (4) *Real-Time Decision-Making* dynamically analyzes stimulated rock volume (SRV) and fracture morphology using microseismic data. (5) *Pre-Fracturing Design* optimizes “sweet spot” intervals and cluster placement via entropy weighting and clustering algorithms. (6) *Casing Deformation Risk Analysis* evaluates fault stability using Mohr-Coulomb failure criteria. (7) *Economic Evaluation* offers lump-sum and itemized cost models. (8) The *Diagnostic Fracturing Tests* module determines closure pressure and fluid efficiency. (9) *Database Management* centralizes proppant, fluid, tubular, and rock mechanics parameters.

Conclusion. FrSmart 2.0 enables less than 5% deviation from international benchmarks and supports GPU acceleration. This software has been deployed at over 2000 workstations across 90% of Chinese oil and gas companies and universities. It has allowed optimization of over 18,200 stages/

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

intervals with 96% user satisfaction. Its integrated design, high-performance algorithms, and adaptability render FrSmart as a critical domestic solution for enhancing recovery in unconventional low-permeability reservoirs.

Keywords: hydraulic fracturing, geo-engineering integration, fracture simulation, low-permeability reservoirs, unconventional resources

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

Financial disclosure: this research was funded by PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development (RIPED, CNPC).

For citation: Fu Yongqiang, Yang Lifeng, Wang Xin, Liu Zhe, Fan Meng, Wang Gang, Yuan Lishan, Liu Hao, Wu Xi, Hu Shimeng. “Golden key” to development of unconventional low-permeability reservoirs: FrSmart geo-engineering integrated fracturing design software. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):60—73. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-60-73> EDN: ICCIIA

Manuscript received 14 August 2025

Accepted 25 August 2025

Published 30 September 2025

Предпосылки разработки решения FrSmart

В условиях глобальной энергетической трансформации разработка нетрадиционных углеводородных ресурсов стала ключевой стратегией обеспечения энергетической безопасности. Северная Америка благодаря технологии ГРП горизонтальных скважин возглавила революцию в добыче нетрадиционных углеводородов. Китай после почти 20 лет самостоятельных разработок также достиг рентабельной разработки низкопроницаемых и сильно неоднородных коллекторов. Для таких коллекторов характерна проницаемость в интервале 1—100 нанодарси и нелинейные режимы фильтрации, что обуславливает крайне низкую естественную продуктивность и делает ГРП единственным экономически целесообразным методом интенсификации притока в скважинах. Однако затраты на ГРП горизонтальных скважин исчисляются десятками миллионов юаней, и несоответствие создаваемой трещинной системы характеристикам пласта напрямую ведет к неудаче разработки. Следовательно, геолого-инженерная интеграция становится «золотым ключом» к решению проблемы создания сложных трещинных сетей и должна применяться на всех этапах жизненного цикла: проектировании, проведении работ и оценке результатов.

На основе 20-летнего технологического опыта CNPC было создано решение FrSmart 2.0 — интеллектуальная платформа для оптимизации дизайна ГРП, объединяющая геомеханическое моде-

лирование, динамическое моделирование трещин и оперативное управление, предоставляющая комплексное решение для рентабельной разработки сверхнизкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов.

Технические характеристики FrSmart

FrSmart 2.0 применима для различных сценариев: однократный ГРП вертикальных/наклонно-направленных скважин, отдельный/совместный ГРП по пластам, многокластерный ГРП горизонтальных скважин, одновременный («зипперный») ГРП куста скважин. Доступны китайская и английская версии.

Платформа включает девять функциональных модулей: геомеханическое моделирование, моделирование искусственных трещин, предпроектный анализ, прогнозирование дебитов УВС после ГРП, анализ тестового ГРП, экономическая оценка, база данных, оперативное управление и анализ риска деформации обсадных колонн.

Модуль геомеханического моделирования (рис. 3). На основе данных ГИС, геостатистических алгоритмов и метода конечных элементов (МКЭ) реализует функции 1D/3D геомеханического моделирования и 4D-моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) массива, формируя геомеханическую модель для последующего моделирования трещин и продуктивности [3, 4, 6, 15].

Геологическое структурное моделирование: Импорт данных (границы пластов, разломы,

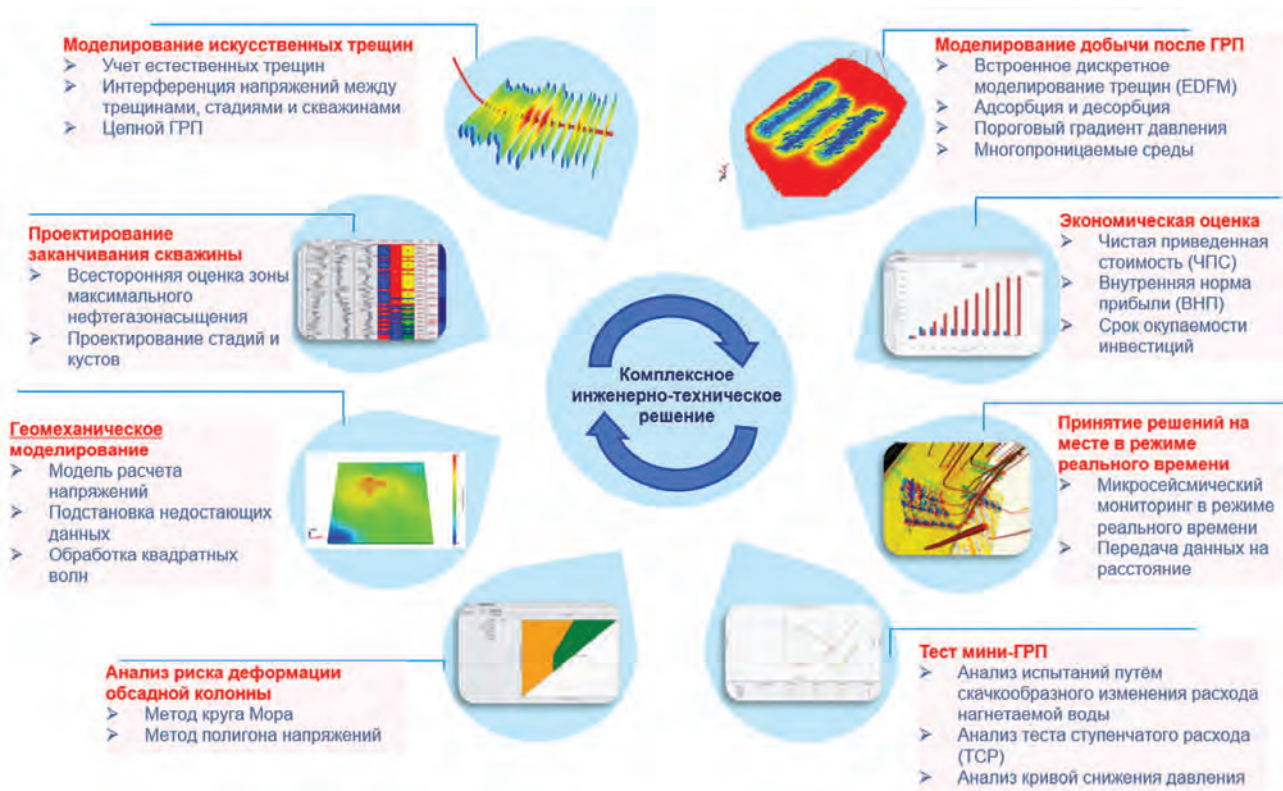


Рис. 1. Процесс геолого-инженерной оптимизации дизайна ГРП
 Fig. 1. The process of geological and engineering optimization of hydraulic fracturing design

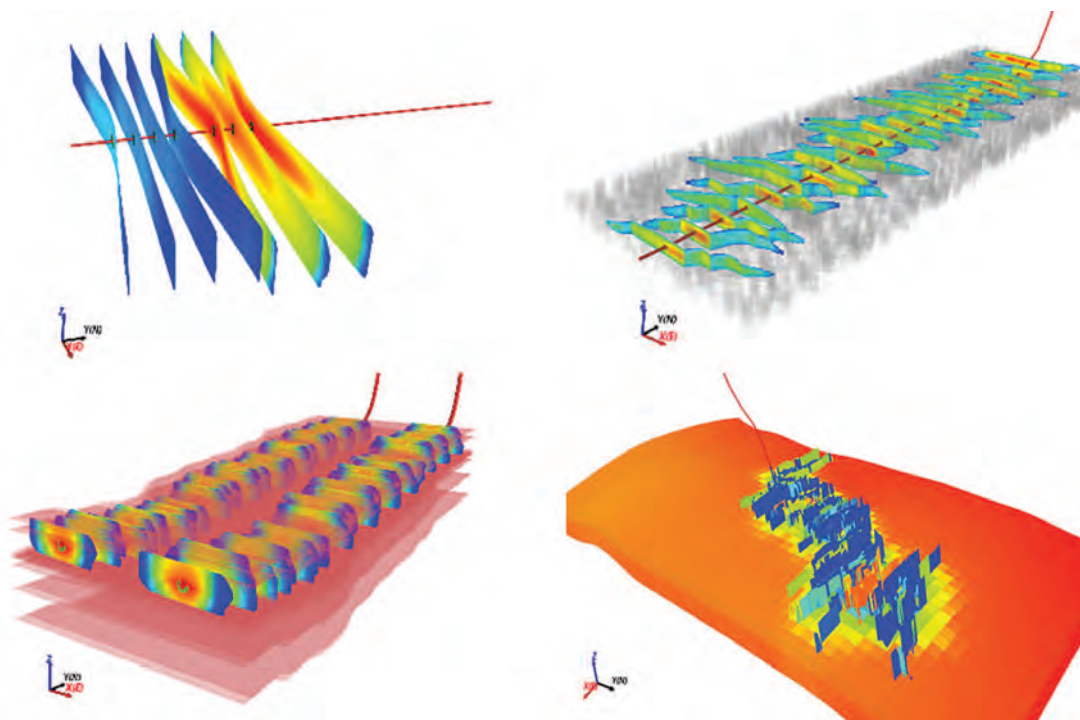


Рис. 2. Результаты моделирования трещин и продуктивности
 Fig. 2. Results of fracture and productivity modeling

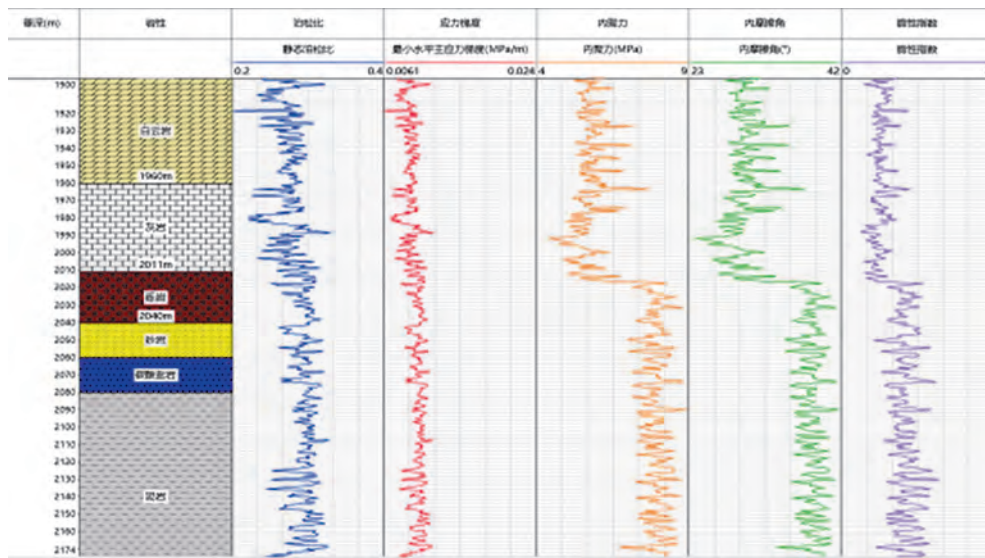


Рис. 3. Результаты геомеханического моделирования
Fig. 3. Results of geomechanical modeling

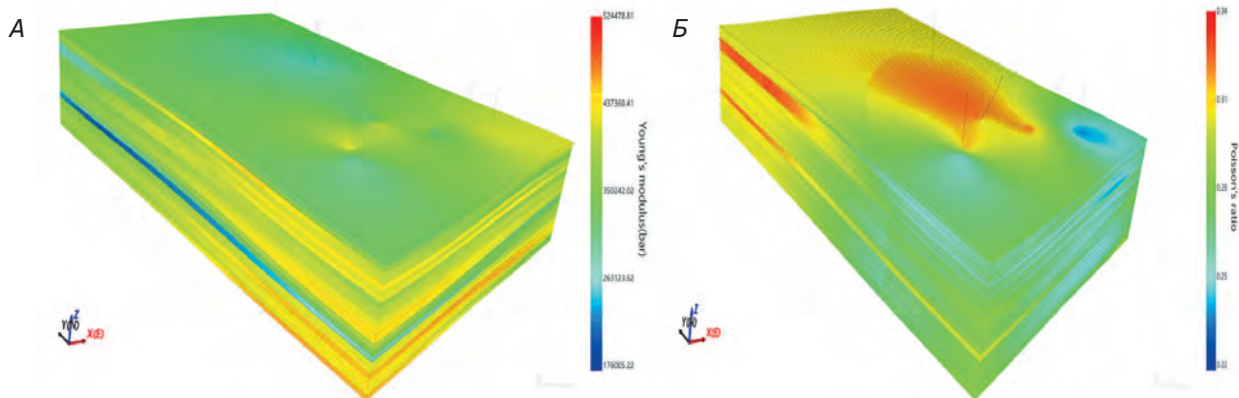


Рис. 4. 3D-распределение: А — модуля Юнга; Б — коэффициента Пуассона
Fig. 4. 3D distribution: A —Young's Modulus; Б — Poisson's Ratio

трещины, контуры, толщины пропластков). Построение структурной модели с использованием угловых (корнер-пойнт) сеток с детализацией до метрового масштаба.

Геологическое моделирование свойств: На основе структурной сетки реализуется упрощение (апскейлинг) и интерполяция данных ГИС для построения 3D-модели свойств (рис. 4). FrSmart интегрирует 1 алгоритм апскейлинга и 3 метода интерполяции для детерминированного и стохастического моделирования петрофизических и механических свойств.

Собственно геомеханическое моделирование: Импорт пользовательских сеток и моделей свойств, поддержка импорта сеток и моделей из Petrel. Использование метода граничных

элементов (МГЭ) для расчета максимального, минимального и вертикального главных напряжений и их направлений (рис. 5). Эквивалентное моделирование геомеханических свойств разломов и естественных трещин. Поддержка 5 типов граничных условий и 3 алгоритма решения. Для повышения скорости реализовано распараллеливание вычислений на CPU (ускорение >3x по сравнению с однопоточным режимом).

Модуль моделирования искусственных трещин. Для обеспечения точности и скорости моделирования, отвечающей инженерным требованиям, используется комбинация метода граничных элементов (МГЭ) и метода контрольных объемов (МКО) [11, 12, 14]. Реализованы функции моделирования неплоских 3D-трещин и сложных

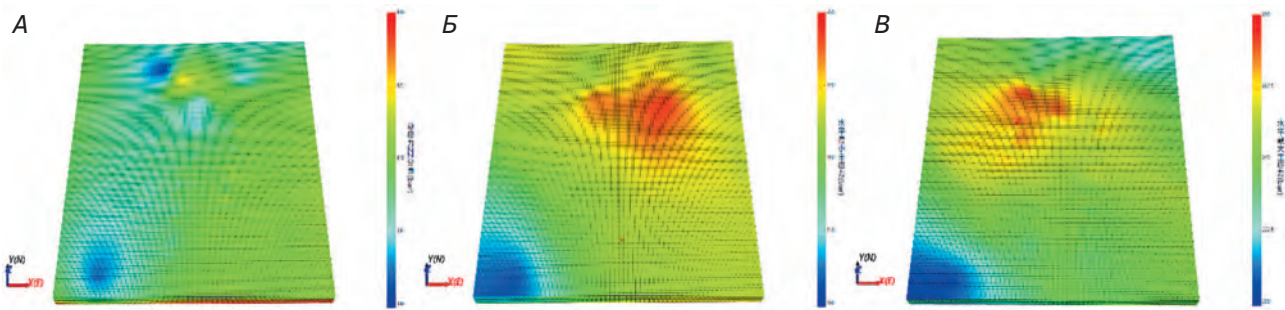


Рис. 5. Главное напряжение: А — вертикальное; Б — минимальное горизонтальное; В — максимальное горизонтальное

Fig. 5. Principal stress: A — vertical; B — minimum horizontal; B — maximum horizontal

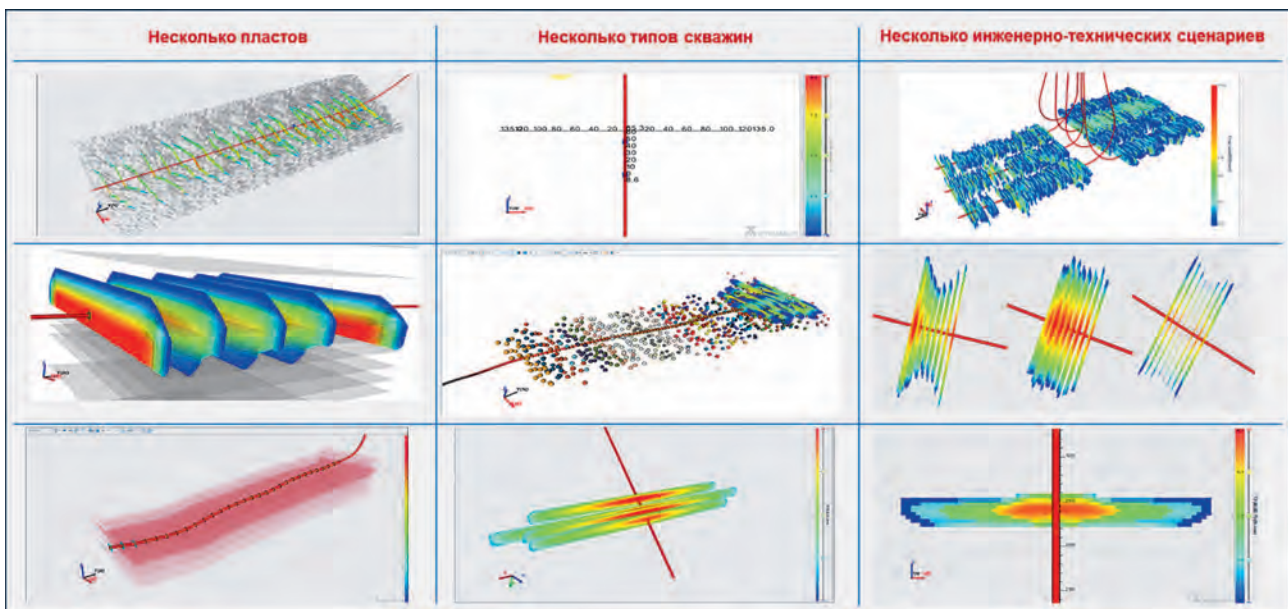


Рис. 6. Результаты 3D-моделирования искусственных трещин

Fig. 6. Results of 3D modeling of artificial cracks

искусственных трещин с учетом влияния естественных трещин. Модуль способен моделировать различные геологические особенности: наклонные пласты (рис. 6, нижний левый), пласты с развитой слоистостью (рис. 6, средний левый), пласты с естественными трещинами (рис. 6, верхний левый); различные типы скважин: вертикальные (рис. 6, верхний центр), горизонтальные (рис. 6, центр), наклонно-направленные (рис. 6, нижний центр); и инженерные сценарии: одновременный («зипперный») ГРП (рис. 6, верхний правый), ГРП с временным баллонным изолированием (рис. 6, средний правый), комбинированный ГРП с жидкостями разной вязкости (рис. 6, нижний правый). Модуль служит оптимизационным «движком» для параметров ГРП (объем, расход и т.д.).

Модуль прогнозирования дебитов УВС после ГРП. Преодолены ключевые технологические барьеры, включая моделирование со встроенными дискретными трещинами [13] (EDFM, рис. 7, верхний/нижний левый) и моделирование в многоконтинуальных средах. Разработан модуль прогноза продуктивности после ГРП, учитывающий:

- параметры искусственных трещин (длина, проницаемость; высокоскоростная нелинейная (не-Дарси) фильтрация флюидов внутри трещин; долгосрочное влияние проппанта на проводимость трещин);
- специфические механизмы фильтрации в нетрадиционных коллекторах: сорбция/десорбция газа (сланцевый газ, метан угольных пластов; типичные результаты на рис. 7, верхний центр);

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

градиент сдвига (начальное) давление [5] (низкопроницаемые и плотные пласты нефтяных залежей; типичные результаты на рисунке 7, нижний центр); напряженно-зависимые пористость и проницаемость. Модуль обладает уникальными функциями: моделирование энергонасыщающего ГРП (учет влияния закачки больших объемов жидкости на распределение давления и насыщенности; типичные результаты на рисунке 7, верхний правый); автоматическая калибровка истории (методы симплекса и ансамблевого фильтра Калмана (EnKF); пример на рисунке 7, нижний правый).

Модуль анализа тестового ГРП. Интерпретация данных мини-ГРП для определения давления смыкания, эффективности жидкости, потерь на трение и т.д. (рис. 8) [9].

Модуль оперативного управления. Обеспечивает онлайн/офлайн-импорт данных микросейсморазведки (рис. 9) и параметров закачки (рис. 10). Разработаны функции: расчет стимулированного объема породы (SRV) на основе микросейсмических

событий [2, 7]; аппроксимация поверхностей трещин в дискретной трещинной сети (DFN); динамическая визуализация («скульптурирование») трещин. Это позволяет динамически идентифицировать и анализировать ответственные трещины для оперативной оптимизации и корректировки программы ГРП на месте.

Модуль базы данных. Обеспечивает хранение данных о проппантах, жидкостях ГРП, обсадных колонн и НКТ, механических свойствах пород, файлов, предоставляя основные параметры для работы ПО ГРП.

Модуль предварительного проектирования. Применяет пороговые методы, кластеризацию, метод энтропийных весов и др. [1] для оценки интервалов продуктивности («sweet spots»). С учетом зон исключения («avoidance zones») автоматически или вручную рекомендует расположение стадий и кластеров ГРП (рис. 11).

Модуль анализа риска деформации обсадных колонн. Предоставляет методы

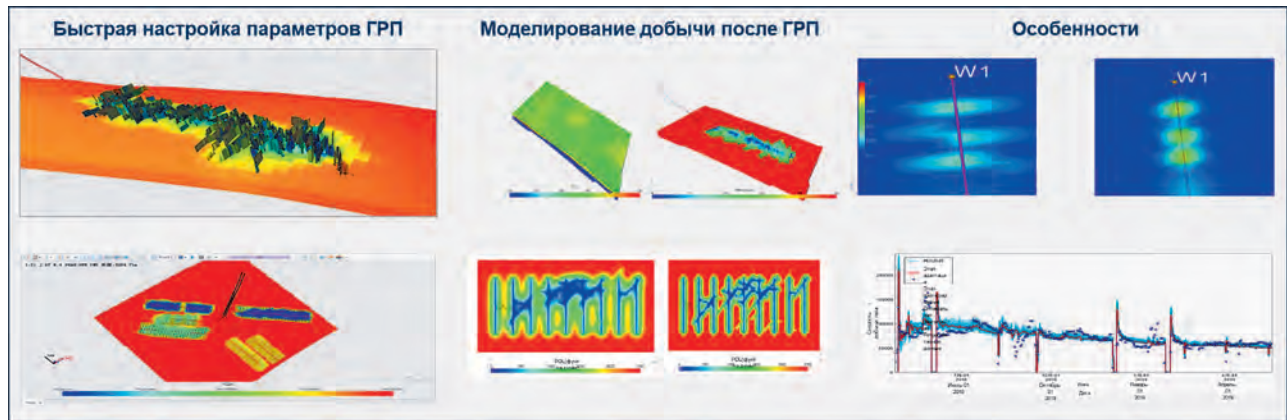


Рис. 7. Примеры результатов прогнозирования дебитов после ГРП
Fig. 7. Examples of flow rate forecasting results after hydraulic fracturing

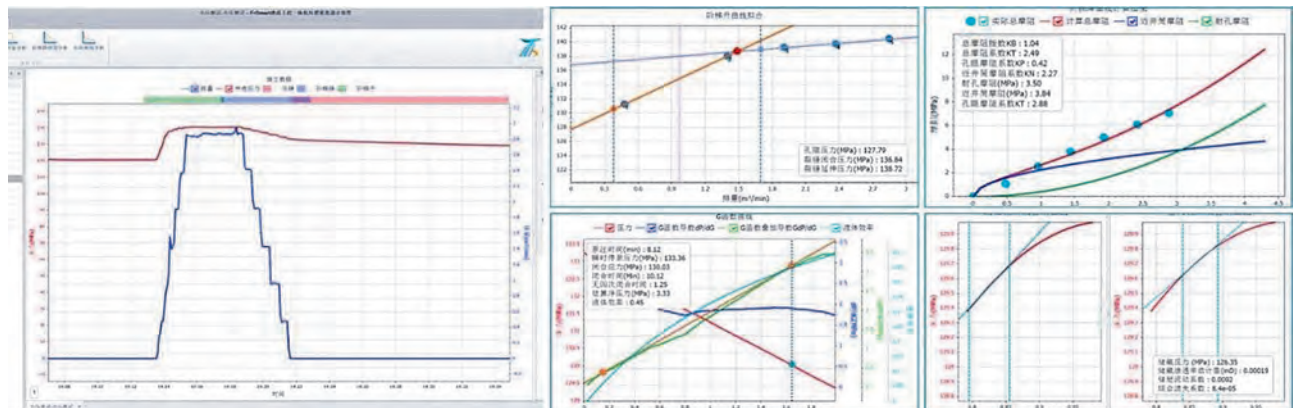


Рис. 8. Кривые мини-ГРП и результаты анализа
Fig. 8. Mini-frac curves and analysis results

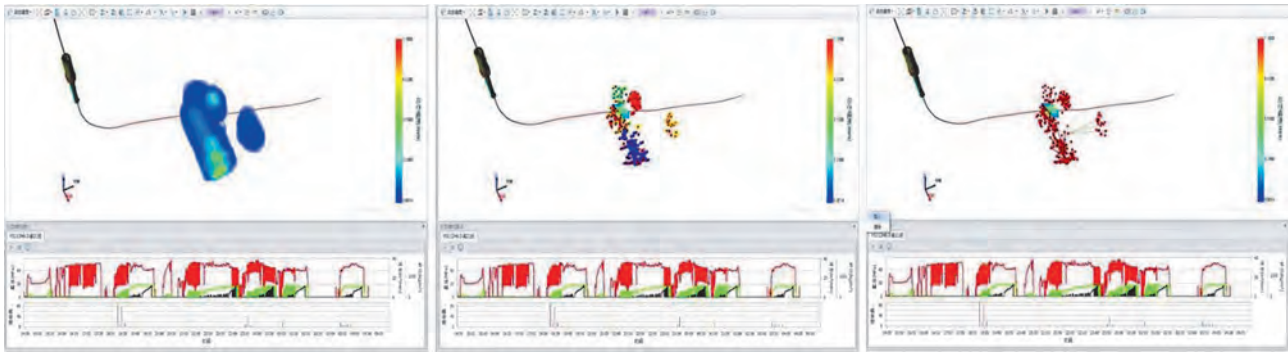


Рис. 9. Результаты микросейсмической интерпретации в модуле оперативного управления (SRV, аппроксимация поверхности DFN, динамическая визуализация трещин)
Fig. 9. Microseismic interpretation results in the operational management module (SRV, DFN surface approximation, dynamic fracture visualization)

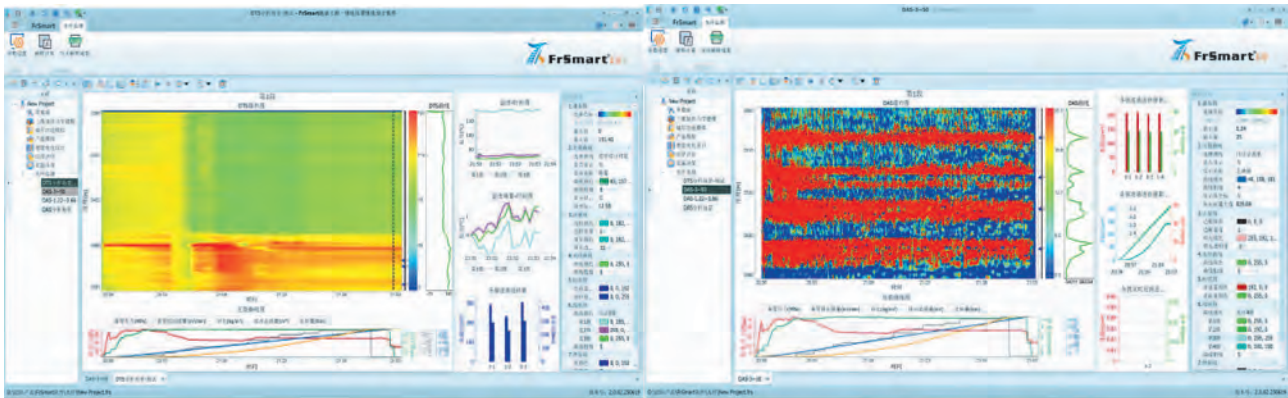


Рис. 10. Результаты интерпретации оптоволоконных данных (DTS/DAS) в модуле оперативного управления
Fig. 10. Results of fiber optic data interpretation (DTS/DAS) in the operational control module

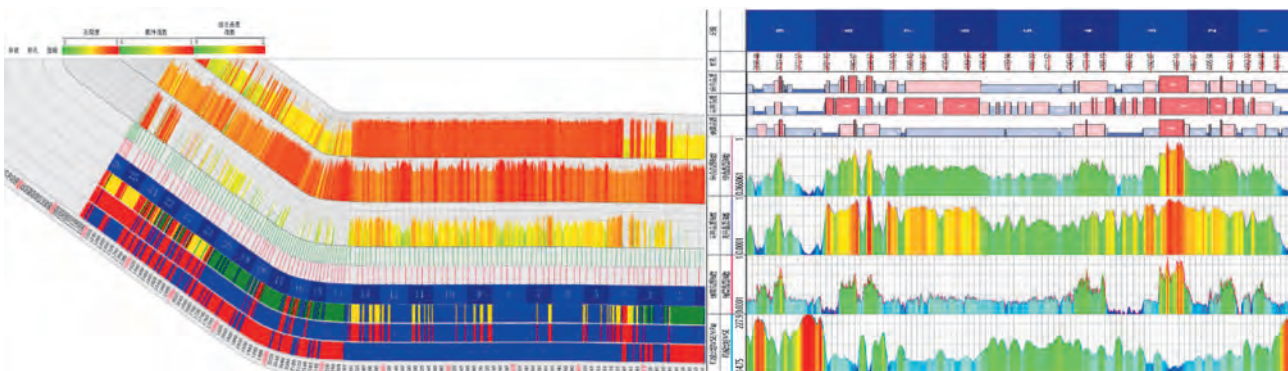


Рис. 11. Оценка интервалов продуктивности («sweet spots») и проектирование расположения стадий/кластеров ГРП в горизонтальной скважине
Figure 11. Evaluation of productivity intervals (“sweet spots”) and design of the location of hydraulic fracturing stages/clusters in a horizontal well

оценки устойчивости разломов (критерий разрушения Мора — Кулона, полигоны напряжений) (рис. 12) [8, 10].

Модуль экономической оценки (рис. 13). Использует две схемы расчета доходности: модель

подряда под ключ (lump sum) и модель детализированного постатейного расчета затрат (itemized cost).

Девять модулей могут работать как независимо, так и интегрированно с «однокнопочной»

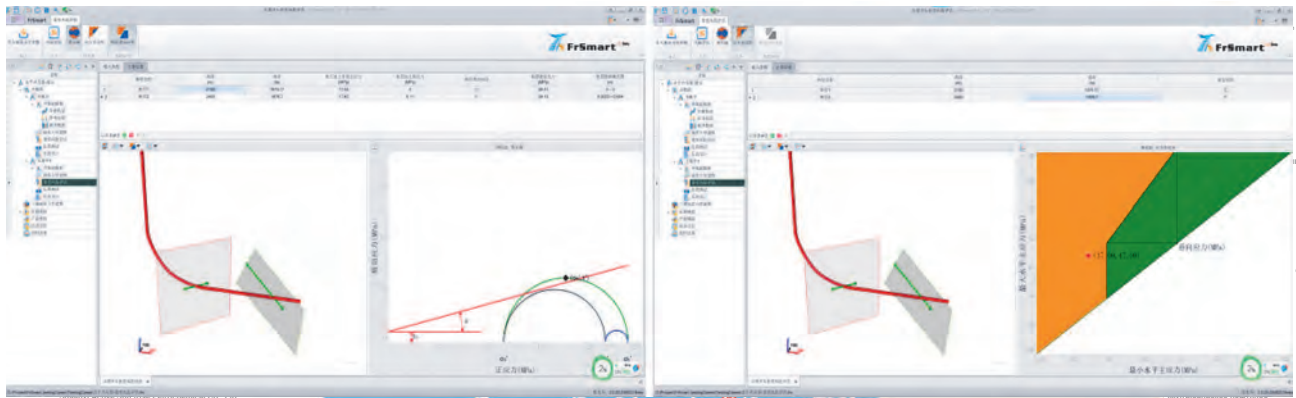


Рис. 12. Оценка точек риска деформации колонны методами критерия Мора-Кулона и полигонов напряжений
Fig. 12. Evaluation of risk points of column deformation using the Mohr-Coulomb criterion and stress polygon methods

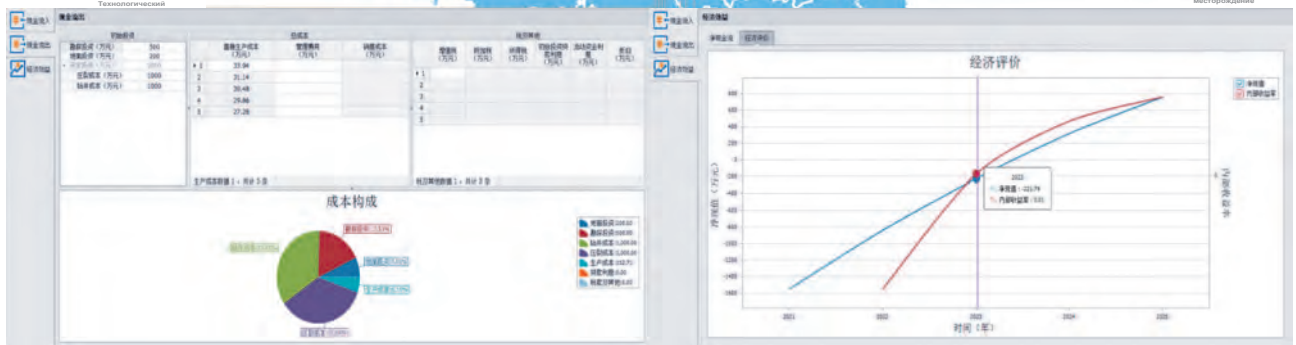


Рис. 13. Результаты работы модуля экономической оценки
Fig. 13. Results of the economic assessment module

передачей результатов без потери данных. Ключевые модели имеют отличие от зарубежных аналогов <5%. Скорости геомеханического моделирования и моделирования дебитов УВС после ГРП сопоставимы. Платформа обладает уникальными функциями: моделирование энергонасыщающего ГРП, баллонного изолирования, GPU-ускорение моделирования трещин.

Внедрение FrSmart. Практические примеры применения

На текущий момент FrSmart внедрен более чем на 2000 рабочих станциях в китайских нефтегазовых компаниях (рис. 14), охватывая свыше 90% пользователей в Китае (CNPC, Sinopec, CNOOC и более 10 университетов). Накопленный опыт применения превышает 18 200 интервалов/стадий ГРП с высокими практическими результатами и удовлетворенностью заказчиков на уровне 96%. FrSmart стал ключевым технологическим инструментом для интенсификации добычи из низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов в Китае.

Типовой пример применения в сланцевом газе — оптимизация для достижения высокой продуктивности

В проекте с тремя скважинами, ориентированном на максимизацию дебита, использовалась не плоская 3D-модель трещин для симуляции одновременного («зипперного») ГРП. Оптимизация параметров (общий объем жидкости ~33 600 м³, общий объем проппанта 4180 т) позволила после реализации достичь суммарного дебита газа с трех скважин более 1 млн м³/сут. Это обеспечило полное покрытие коллектора искусственными трещинами и максимальную продуктивность (рис. 15, 16).

Скв. Н15-1: 16 стадий, 142 кластера; расстояние между кластерами 9,41 м; ср. длина трещины 321 м; ср. высота трещины 29 м; SRV 12,28 млн м³; прогнозируемые извлекаемые запасы за 20 лет (EUR) 75 млн м³.

Скв. Н15-2: 16 стадий, 147 кластеров; расстояние между кластерами 8,84 м; ср. длина трещины 308 м; ср. высота трещины 30 м; SRV 12,01 млн м³; EUR (20 лет) 72 млн м³.



Рис. 14. Распространение FrSmart в Китае
Fig. 14. FrSmart distribution in China

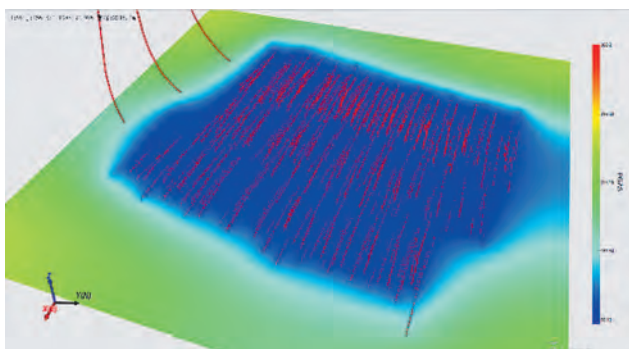


Рис. 15. Распределение прогнозируемой продуктивности после ГРП — достигнут полный охват запасов
Fig. 15. Distribution of predicted productivity after hydraulic fracturing — full coverage of reserves achieved

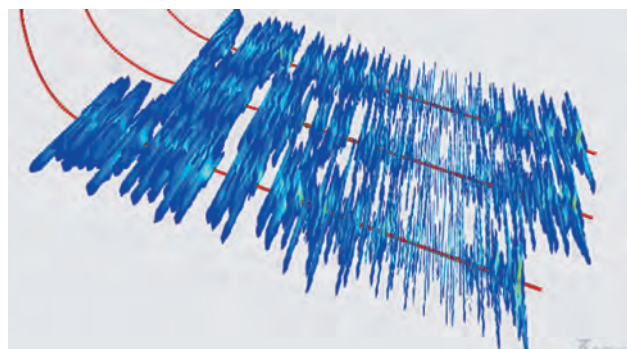


Рис. 16. Результаты моделирования искусственных трещин после ГРП — искусственные трещины покрыли всю область коллектора
Fig. 16. Results of modeling artificial fractures after hydraulic fracturing — artificial fractures covered the entire reservoir area

Скв. Н15-3: 16 стадий, 130 кластеров; расстояние между кластерами 10,2 м; ср. длина трещины 323 м; ср. высота трещины 29 м; SRV 11,81 млн м³; EUR (20 лет) 69 млн м³.

Типовой пример применения в сланцевом газе — оптимизация для увеличения продуктивности и предотвращения перетоков (Frac Hit)

Для кустовой площадки WH80: после ввода в эксплуатацию скв. 80-4 образовалась зона пони-

женного давления. При проектировании ГРП скв. 80-5 и 80-6 возникло противоречие между риском «перетока» (frac hit) в скв. 80-4 и необходимостью полного охвата запасов. С помощью FrSmart проведена дифференцированная оптимизация.

Скв. 80-5: В интервалах, противопоставленных эффективно простимулированным зонам скв. 80-4 (расстояние между скважинами 500 м), для предотвращения перетока использовано 8 кластеров с полудлиной трещины

220 м и удельным расходом жидкости 28—29 м³/м. В интервалах, противопоставленных недостаточно простимулированным зонам скв. 80-4 (стадии 8—9, 14—15), использовано 6 кластеров с полудлиной трещины 235 м и удельным расходом жидкости 29—30 м³/м.

Скв. 80-6: Учитывая расстояние 450 м между скважинами и необходимость полного межскважинного охвата, в основных интервалах использовано 8 кластеров с удельным расходом жидкости 30—31 м³/м.

Результат: Мониторинг давления на скв. 80-4 во время ГРП скв. 80-5 не показал значительного роста давления. Достигнута двойная цель: предотвращение межскважинных перетоков и создание эффективной трещинной системы для увеличения добычи (рис. 17, 18).

Пример оптимизации ГРП для метана угольных пластов (СВМ) — достижение прорыва в продуктивности

На основе модели естественной трещиноватости с использованием модуля моделирования сложных искусственных трещин спрогнозировано, что при объеме жидкости на стадию 2200—2800 м³

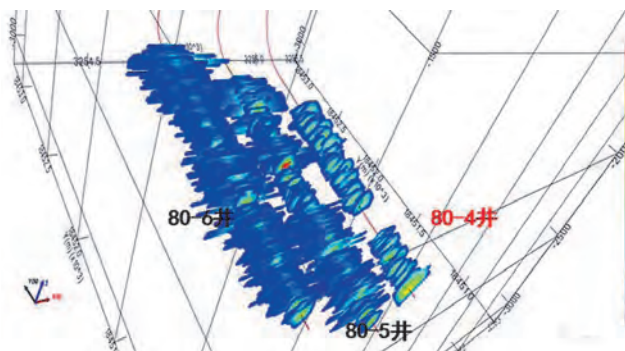


Рис. 17. Результаты моделирования искусственных трещин
Fig. 17. Artificial fracture modeling results

и объеме проппанта 300—450 м³ основная трещина в скв. m2H достигнет длины 81—281 м (средняя — 191 м). Модуль прогноза продуктивности позволил смоделировать динамику изменения поля давления и степень десорбции газа: через 3 года эксплуатации степень десорбции в зоне охвата трещинами составила 10—30% (рис. 19).

Реализация: На скв. m2H проведен 15-стадийный ГРП (46 кластеров), общий объем жидкости 38 897 м³, общий объем проппанта 6100 м³.

Результат: Прогнозируемый стабильный дебит 60 тыс. м³/сут достигнут и поддерживался 495 дней. Прогнозируемые извлекаемые запасы за 15 лет (EUR) составили 69,1 млн м³. Фактический дебит после испытаний — 60—100 тыс. м³/сут стабильно соответствовал прогнозу. Достигнут прорыв в продуктивности для данного актива.

Пример применения при проектировании ГРП сланцевой нефти — достижение сбалансированного охвата и прорыва в продуктивности

Скважины НУ-1, НУ-2, НУ-3 — оценочные скважины в блоке сланцевой нефти месторождения Ляохэ (Китай). Для обеспечения

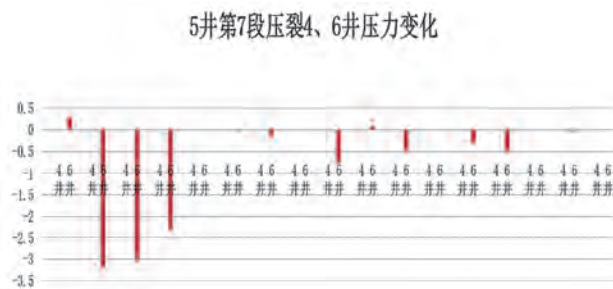


Рис. 18. Данные мониторинга давления в процессе ГРП
Fig. 18. Pressure monitoring data during hydraulic fracturing

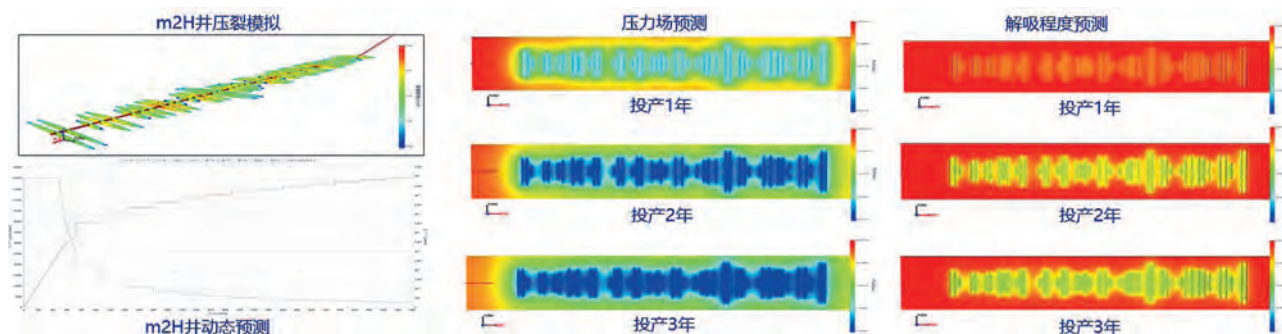


Рис. 19. Результаты прогноза трещин и продуктивности скв. m2H
Fig. 19. Results of fracture and well productivity forecast m2H

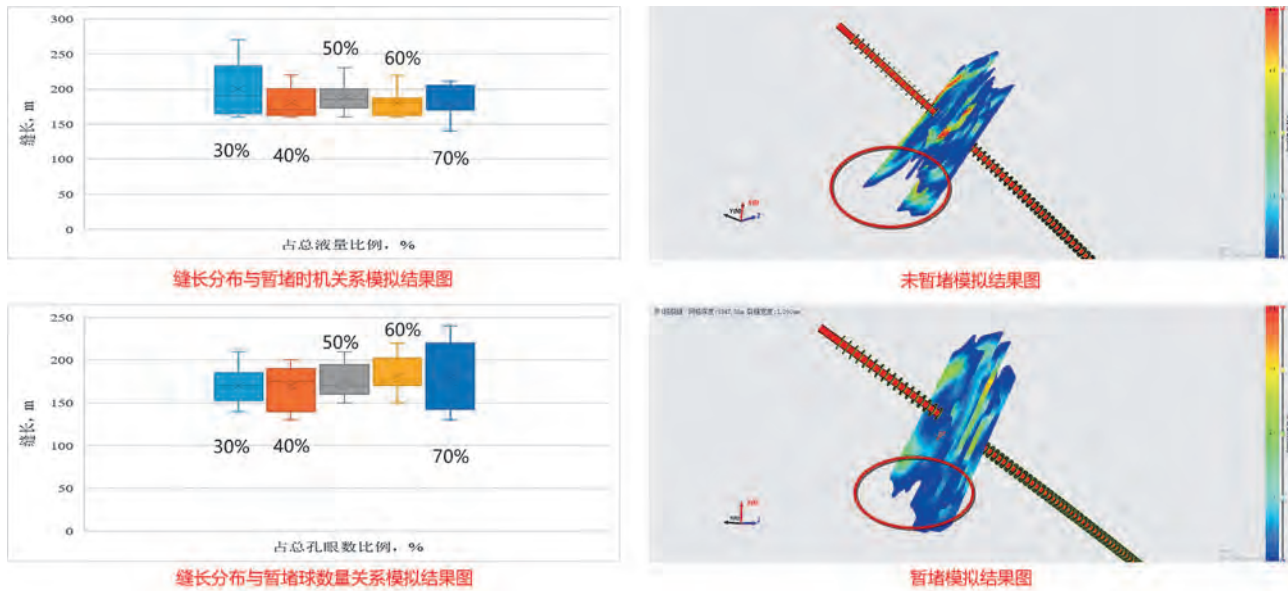


Рис. 20. Пример моделирования ГРП с временным изолированием (стадия 3, скв. НУ-2)
 Fig. 20. Example of modeling hydraulic fracturing with temporary isolation (Stage 3, well HY-2)

сбалансированного распространения трещин и максимального охвата межскважинных запасов модуль моделирования трещин FrSmart использовался для проектирования ГРП трех скважин. Оптимизированы ключевые параметры: расстояние между трещинами, полудлина трещины, проводимость трещины (CF), технология проведения, время постановки временного изолирующего барьера (diverters), количество изолирующих шаров.

Оптимальные параметры: соотношение низко/высоковязкой жидкости 7:3, удельная масса пропанта 3,0—3,5 т/м, удельный расход жидкости 32 м³/м, объем жидкости на стадию 50—60%, количество изолирующих шаров ~60% от числа перфорационных отверстий.

Результат: после реализации дебит сектора разработки превысил дебит соседних секторов более чем на 15%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

- Chen F.L., Tong M., Yan L., et al. Sweetness Evaluation Method for Tight Oil "Sweet Spots". *Special Oil & Gas Reservoirs*. 2017;24(02), pp. 12—17 (In Chinese).
- Chen H.D. Research on Microseismic Monitoring Technology for Shale Gas Reservoir Stimulation. PhD Dissertation, China University of Geosciences (Beijing), 2022. (In Chinese). <https://doi.org/10.27493/d.cnki.gzdy.2022.000120>
- Chen M., Jin Y., Zhang G.Q. *Fundamentals of Petroleum Engineering Rock Mechanics*. Science Press, 2008. 85 p. (In Chinese).
- Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. *Fundamentals of Rock Mechanics*. Blackwell Publishing, 2007. 488 p.
- Li A.F., Liu M., Zhang H.Q., et al. Study on Variation of Starting Pressure Gradient for Oil-Water Two-Phase Flow in Low-Permeability Reservoirs. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*. 2010;25(06), pp. 47—50; 54; 111 p. (In Chinese).
- Li Z.M., Zhang J.Z. In-Situ Stress and Oil-Gas Exploration & Development. *Petroleum Industry Press*, 1997, pp. 138—140 (In Chinese).
- Maxwell S.C., Rutledge J., Jones R., et al. *Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing*. SEG Books, 2014. 212 p.
- Moos D., Peska P., Finkbeiner T., et al. Comprehensive Wellbore Stability Analysis Utilizing Quantitative Risk Assessment. *SPE Drilling & Completion*, vol. 38, 2003, pp. 97—109.
- Nolte K.G., Smith M.B. Fracture Pressure Analysis for Non-Ideal Behavior. *Journal of Petroleum Technology (JPT)*. 1991;43(02), pp. 210—218. <https://doi.org/10.2118/20704-PA>
- Song G.C. Mechanism of Casing Damage in Complex Well Conditions of Horizontal Wells and Prevention Technology. PhD Dissertation, China University of Petroleum, 2010 (In Chinese).
- Wang Z., Yang L.F., Wang X., et al. Numerical Simulation of Hydraulic Fracturing Based on Non-Planar 3D Fracture Model. In: *Proceedings of the 32nd National Natural Gas Academic Annual Conference (2020)*. CNPC Key Laboratory of Reservoir Reconstruction;

- PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, 2020, pp. 1025—1033 (In Chinese). <https://doi.org/10.26914/c.cnkihy.2020.064973>
12. Weng X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. *Journal of unconventional oil and gas resources*. 2014, pp. 114—135. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2014.07.001>
13. Yu W. Embedded Discrete Fracture Model (EDFM) for Complex Fracture Geometry. [Publisher not identified], 2018, pp. 155—205. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813868-7.00005-5>
14. Zhu H.Y., Song Y.J., Tang X.H. Research Advances in 4D Geostress Evolution and Complex Fracture Propagation in Shale Gas Reservoir Infill Wells. *Petroleum Science Bulletin*. 2021;6(03), pp. 396—416 (In Chinese).
15. Zoback M.D. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2010. 449 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Фу Юнцян — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ян Лифэн — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ван Синь — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лю Чжэ — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Фань Мэн — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ван Ган — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Юань Лишань — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лю Хао — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

У Синь — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ху Шимэн — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Fu Yongqiang — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Yang Lifeng — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Wang Xin — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Liu Zhe — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Fan Meng — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Wang Gang — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Yuan Lishan — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Liu Hao — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Wu Xi — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Hu Shimeng — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фу Юнцян — профессор, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Ян Лифэн — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC); аспирант, Китайский нефтяной университет.
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай
18, ул. Фусюе, район Чанпин, г. Пекин 102200, Китай

Ван Синь — профессор, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Лю Чжэ — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Фань Мэн — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Ван Ган — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Юань Лишань — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Лю Хао — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

У Синь — старший инженер, Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений Китая (RIPED, CNPC).
9, Северная улица Дунчжимэнь, район Дунчэн, г. Пекин 100007, Китай

Ху Шимэн — аспирант, Китайский нефтяной университет.
18, ул. Фусюе, район Чанпин, г. Пекин 102200, Китай

Fu Yongqiang — Professor, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Yang Lifeng — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC); PhD Candidate in Engineering, China University of Petroleum.
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China
18 Xuefulu, Changping District, Beijing 102200, China

Wang Xin — Professor, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Liu Zhe — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Fan Meng — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Wang Gang — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Yuan Lishan — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Liu Hao — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Wu Xi — Senior Engineer, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED, CNPC).
9 Dongzhimen North Str., Dongcheng District, Beijing 100007, China

Hu Shimeng — PhD Candidate, China University of Petroleum.
18 Xuefulu, Changping District, Beijing 102200, China



ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.Н. ШАНДРЫГИН¹, Э.Р. САПТАРОВА^{2,*}, Т.А. МУРТАЗИН², З.Д. КАЮМОВ², В.А. СУДАКОВ²,
С.А. УСМАНОВ², Г.Д. ХАШАН², А.Н. КОЗЛОВ²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Владение 15, строение 1, ул. Газовиков, пос. Развилка, Московская обл. 142717, Россия

² ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

18, ул. Кремлевская, г. Казань 420008, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) традиционным способом на истощение сопровождается безвозвратной потерей в пластах значительного количества конденсата и существенным снижением продуктивности газовых скважин. В настоящее время является актуальным поиск альтернативных подходов к разработке такого типа залежей с воздействием на пласт.

Цель. В мировой практике наиболее распространенный успешный опыт разработки ГКМ с воздействием на пласт связан с сайклинг-процессом для поддержания пластового давления, а также испарения углеводородов (УВ) из выпавшего конденсата в фильтрующийся через пласт сухой газ. В рамках данной работы решается задача дизайна и оптимизации сайклинга с определением доли возвращаемого в пласт сухого газа, времени начала и длительности закачки — тех параметров, от которых зависит экономическая эффективность разработки ГКМ.

Материалы и методы. Проведение серии расчетов на композиционной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с варьируемыми: составом газоконденсатной смеси, величиной пластового давления на момент начала закачки, ее длительностью, а также доли возврата сухого газа обратно в пласт. Создание экономической модели для расчета чистого дисконтированного дохода для каждого сценария закачки. Обучение и тестирование нейросетевой модели.

Результаты. С использованием нейросетевых технологий созданы алгоритм и программа по подбору оптимальных объемов обратной закачки газа, времени начала закачки и ее длительности, включающих этапы: воспроизведение результатов расчетов ГДМ, определение сценария и показателей закачки газа, обеспечивающих максимальную экономическую эффективность сайклинга при данных экономических условиях.

Заключение. Разработанный алгоритм и программа представляют собой инструмент для оперативного подбора оптимального для данных геолого-физических характеристик залежи, состава и свойств пластового газа, а также экономических условий варианта реализации сайклинга, который затем может быть детально проработан с использованием полномасштабной ГГДМ залежи при проектировании и управлении процесса разработки ГКМ.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, сайклинг, гидродинамическое моделирование, нейросетевой подход

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Благодарности: коллектив авторов выражает признательность организаторам III ежегодной геологической конференции «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии», а также редакторам журнала «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» за возможность публикации данной работы.

Для цитирования: Шандрыгин А.Н., Саптарова Э.Р., Муртазин Т.А., Каюмов Э.Д., Судаков В.А., Усманов С.А., Хашан Г.Д., Козлов А.Н. Оптимизация планирования сайклинг-процесса на газоконденсатных месторождениях с применением нейросетевых технологий. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):74—85. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85> EDN: [IDCRAH](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85)

Статья поступила в редакцию 23.07.2025

Принята к публикации 26.09.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

OPTIMIZATION OF CYCLING PROCESS PLANNING AT GAS CONDENSATE FIELDS USING NEURAL NETWORK APPROACH

ALEXANDER N. SHANDRYGIN¹, ZALINA R. SAPTAROVA^{2*}, TIMUR A. MURTAZIN², ZUFAR D. KAYUMOV²,
SERGEY A. USMANOV², VLADISLAV A. SUDAKOV², ALEXEY N. KOZLOV²

¹ Gazprom VNIIGAZ

15, bld. 1, Gazovikov str., Razvilka village, Moscow region 142717, Russia

² FSAEI HE "Kazan (Volga Region) Federal University"

18, Kremlevskaya str., Kazan 420008, Russia

ABSTRACT

Background. The development of gas condensate fields (GCF) using conventional depletion-based approaches is accompanied by the irreversible loss of significant amounts of condensate within the reservoir and a substantial decline in gas well productivity. Currently, the search for alternative approaches to developing this type of reservoirs, involving reservoir management techniques, is a high-priority objective.

Aim. Gas cycling is an approach for GCF development, involving reservoir management, which is widely and successfully applied in global practice. This approach aims to maintain reservoir pressure and vaporize hydrocarbons from the condensed liquid back into the dry gas that flows through the reservoir. In this work, we address the problem of designing and optimizing gas cycling by determining the fraction of dry gas to be returned to the reservoir, the start time of injection, and the injection duration — the parameters that govern the economic effectiveness of GCF development.

Materials and methods. A series of simulations were performed using a compositional reservoir model, with variations in the composition of the gas condensate mixture, the reservoir pressure at the start of injection, the injection duration, and the fraction of dry gas returned to the reservoir. An economic model to calculate the net present value for each injection scenario was created. A neural network model was trained and tested.

Results. Neural network technologies were used to develop an algorithm and a software program to select the optimal volume of gas reinjection, the start time of injection, and its duration. The steps include reproducing the results of the reservoir simulations and determining the scenario and parameters of gas injection that provide maximum economic efficiency of the gas cycling process under given economic conditions.

Conclusion. The developed algorithm and software program represent a tool for a prompt selection of the optimal gas cycling implementation option for given geological and physical characteristics of the reservoir, the composition and properties of the reservoir gas, as well as economic conditions. This option can be further elaborated in detail using a full-scale reservoir model during the design and management of the GCF development process.

Keywords: gas condensate field, cycling, reservoir simulation, neural network approach

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

Financial disclosure: this paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030).

Acknowledgments: the authors express their gratitude to the organizers of the 3rd Annual Geological Conference “Potensial severa Zapadnoy Sibiri: resursy i tekhnologii” (“Potential of the North of Western Siberia: Resources and Technologies”), as well as to the editors of the journal “Izvestiâ vysših učebnyh zavedenij. Geologîa i razvedka” (“News of higher educational institutions. Geology and exploration”) for the opportunity to publish this work.

For citation: Shandrygin A.N., Saptarova Z.R., Murtazin T.A., Kayumov Z.D., Usmanov S.A., Sudakov V.A., Kozlov A.N. Optimization of cycling process planning at gas condensate fields using neural network approach. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):74—85. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85>
EDN: [IDCRAH](https://www.edn.ru/IDCRAH)

Manuscript received 23 July 2025

Accepted 26 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Эффективная добыча конденсата из газоконденсатных месторождений с высоким начальным содержанием тяжелых углеводородов (фракции C5+ с концентрацией свыше 250—300 г/м³) представляет собой сложную задачу. Практический опыт разработки таких месторождений демонстрирует, что коэффициент извлечения конденсата (КИК) редко превышает 30—40% [3, 4, 8, 10, 12]. Такая низкая эффективность обусловлена выпадением в пластах ретроградного конденсата, состоящего в основном из тяжелых фракций — высокомолекулярных углеводородных компонентов, и невозможности мобилизации и вытеснения ретроградного конденсата из пластов при разработке залежей на истощение пластовой энергии. Ретроградный конденсат остается неподвижным практически на всем протяжении разработки месторождения в силу низкой фазовой насыщенности им пласта, существенно меньшей насыщенности, отвечающей порогу его подвижности¹. Как отмечается в статьях [3, 12], движение конденсата в основном происходит только в призабойных зонах пласта, фактически в радиусе воронки депрессии. Вследствие этого значительная часть начальных запасов высокомолекулярных углеводородов остается в пласте в виде трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Для обеспечения полноты извлечения конденсата из газоконденсатных залежей и достижения высоких значений КИК необходимо привлечение методов воздействия на пласт, позволяющих

поддерживать пластовое давление на уровне давления начала конденсации пластовой газоконденсатной смеси или немногим ниже его. В настоящее время, по существу, единственным таким методом воздействия является сайклинг-процесс, заключающийся в поддержании пластового давления путем закачки сухого газа в продуктивный горизонт и позволяющий предотвратить ретроградную конденсацию пластового газа в призабойной зоне пласта и тем самым увеличить коэффициент извлечения. Кроме того, применение сайклинг-процесса оправдано в ряде случаев разработки месторождений в условиях отсутствия инфраструктуры для транспорта газа с месторождения, позволяя сохранять запасы газа до момента их реализации.

Как отмечается в статьях [8, 13], промышленная разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) в России ведется исключительно на истощение, хотя, как показывают исследования, применение технологии сайклинг-процесса при современных ценах на углеводородное сырье и нынешних налоговых льготах может являться экономически привлекательным. Так, с 2011 года введены поправки в Налоговый кодекс РФ, согласно которым к объемам природного газа, закачиваемого обратно в пласт при добыче конденсата, впервые в российской практике может применяться нулевая ставка налога на добычу [5, 6].

За рубежом ситуация с реализацией сайклинг-процесса отличается от существующей в нашей стране практики. Впервые технологию

¹ В широком диапазоне потенциального содержания конденсата в пластовом газе насыщенность им порового пространства пластов составляет не более 2—15%, тогда как насыщенность, отвечающая порогу его подвижности для терригенных горных пород с высокой проницаемостью, может составлять 20—25% и выше, а для низкопроницаемых пород — от 30 до 60%.

обратной закачки газа начали использовать в годы Второй мировой войны в США и Канаде. На 1944 год в США разрабатывали 244 газоконденсатных месторождения, закачка осуществлялась на тех из них, где содержание конденсата составляло 150—180 г/м³, в послевоенное время планка по содержанию конденсата в пластовом газе для применения сайклинг-процесса повысилась до 250—300 г/м³ ввиду заметного изменения структуры потребления углеводородов. В таблице 1 приведены некоторые более конкретные примеры внедрения обратной закачки газа за рубежом [1, 11], среди которых указано также крупнейшее по запасам газа месторождение Арун в Индонезии, на котором даже при относительно невысоком значении ПС5+ достигнутый КИК составляет 95% [16].

На эффективность сайклинга могут повлиять множество факторов: геологическое строение залежи и фильтрационно-емкостные свойства пластов, характеристики самой пластовой газоконденсатной системы, а также технологические параметры, такие как объем закачиваемого газа, время начала и продолжительность закачки, которые важно учитывать при внедрении сайклинга. Так, в работе [2] при оценке эффективности сайклинг-процесса учитывались как время начала закачки, так и объемы закачки (уровни компенсации). Длина ствола горизонтальных скважин, их количество учтены в расчетах [5, 13] на примере Термокарстового месторождения, соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин — в работах [7, 9, 17]. Кроме того,

Таблица 1. Примеры реализации сайклинга на газоконденсатных месторождениях в мире
Table 1. Worldwide examples of cycling on gas condensate fields

Месторождение	Геологические особенности	Особенности закачки	Эффект
La Gloria США	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 3,9 млрд м³ (небольшие) ПС5+ 110 г/см³ (низкое) Высокий Кпр, Кп 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1941 г.) длительностью 8 лет Квоз 97% 	<ul style="list-style-type: none"> КИК сайклинг — 68% КИК при последующем истощении — 20,8%
Arun Индонезия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 481 млрд м³ ПС5+ 255 г/м³ Высокое нач. пластовое давление — 49 МПа 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1977 г.) длительностью 20 лет Суммарно обратная закачка составила 142 млрд м³ (30% от нач. запасов) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК 95%
Sleipner Ost Норвегия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 59 млрд м³ Высокий Кпр Офшор, насыщенная залежь 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1994 г.) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК (2007 г.) — 76% КИК (истощение, ожидаемый) — 50%
North Brae Англия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 23 млрд м³ КГФ высокий (порядка 900 г/м³) Высокий Кпр (360 мД) Офшор, недонасыщенная залежь 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга с начала разработки (1988 г.) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК (1991 г.) — 66% КИК (2003 г.) — 75%
Новотроицкое Украина	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ 455 г/м³ Нач. запасы газа — 11,6 млрд м³ 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (7 лет) Закачка сухого газа начата в 1981 г. 	<ul style="list-style-type: none"> КИК на период истощения — 13% КИК после сайклинг — 23% (1987 г.)
Тимофеевское Украина	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ 366 г/м³ Нач. запасы газа — 18,4 млрд м³ Песчаный коллектор, высокие Кпр 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (15 лет) Закачка сухого газа начата в 1993 г. 	<ul style="list-style-type: none"> КИК после сайклинга — 48% (2017 г.) — доп. добыча конденсата 500 тыс. т
Карачаганак Казахстан	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ >400 г/м³ Нач. запасы газа — 1,3 млрд м³ Неоднородный карб. коллектор, наличие кислых примесей Недонасыщенная залежь (10 МПа) 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (19 лет) Закачка сухого газа начата в 2004 г. 	<ul style="list-style-type: none"> По состоянию на 2020 г. добыто около 13,6% ЖУВ, 12,9% газа

при выборе оптимального сценария обратной закачки газа специалисты учитывают не только потенциальные технологические показатели разработки, но и экономические параметры от реализации технологии и, в первую очередь, чистый дисконтированный доход (иначе — ЧДД или NPV). Известно, что главными сдерживающими факторами реализации сайклинг-процесса могут служить длительная консервация запасов газа, значительные капитальные вложения на компрессорные мощности, затраты на бурение нагнетательных скважин.

В рамках данной работы представляются результаты разработки подходов к созданию нейросетевой модели для поиска наиболее экономически эффективного варианта реализации сайклинг-процесса для любых геолого-промысловых условий эксплуатации газоконденсатных месторождений. Актуальность такой работы связана с необходимостью оптимизации разработки газоконденсатных месторождений и достижения максимально возможных объемов добычи конденсата. Предлагаемый подход предполагает выполнение двух этапов исследований: 1) определение оптимальных с точки зрения чистого дисконтированного дохода (ЧДД или NPV) технологических параметров закачки (*коэффициента возврата, времени начала закачки и длительности закачки газа*) при варьируемых исходных геолого-физических характеристиках пласта и свойствах пластовых флюидов; 2) определение оптимального числа нагнетательных/добывающих скважин и схемы их размещения на площади залежи.

Настоящая статья освещает результаты первого этапа работ и включает в себя решение следующих задач: построение секторной модели двухфазной многокомпонентной фильтрации, включающей добывающую и нагнетательную скважины; проведение серии расчетов при различных геолого-физических параметрах пласта и компонентного состава пластового флюида, а также исходных технико-экономических данных; обучение нейросетевой модели по данным, полученным в результате расчетов на ГДМ; создание экономической модели, учитывающей ключевые статьи расходов на реализацию закачки газа и добычи углеводородов; оптимизация параметров разработки для обеспечения максимального значения NPV.

Материалы и методы

Гидродинамическая модель

С целью изучения процессов поддержания пластового давления газоконденсатной

залежи и частичного испарения выпавшего в пластах ретроградного конденсата при обратной закачке добытого и осушенного газа (сайклинг-процесс), а также определения влияния геолого-технологических факторов на эффективность сайклинг-технологии была разработана секторная композиционная гидродинамическая модель (ГДМ), включающая две вертикальные скважины (добывающую и нагнетательную). В период отсутствия закачки нагнетательная скважина переводится в добычу. ГДМ реализована в программном комплексе т-Навигатор (IPM). На рисунке 1 представлен общий вид 3D-модели (слева) и пример карты насыщенности конденсатом (справа) на один из моментов разработки залежи при осуществлении сайклинг-процесса с понижением давления относительно начального пластового давления.

Основные характеристики ГДМ следующие: размеры секторной модели — 400×1250×20 м; неравномерная трехмерная сетка, составленная на основе исходной пятиточечной сетки с размерами ячеек по X и Y — 50 м, по Z — 2 м.

Использовано уравнение General Pseudo Pressure — GPP, позволяющее учесть эффекты, сопровождающие процесс разработки газоконденсатной залежи:

- нелинейный характер изменения подвижности газоконденсатной смеси, обладающей высокими значениями сжимаемости, вследствие которой наблюдается высокая изменчивость вязкости и плотности в зависимости от текущего пластового давления;
- влияние выпадения конденсата в призабойной зоне скважины на продуктивность скважины при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Как отмечается в статье [14], для размера ячеек 5×5 м допустимо использование и стандартного уравнения притока, но для более крупных ячеек с целью корректного учета обозначенных ранее эффектов в радиусе вокруг ствола скважины гораздо меньшем, чем размер самой вскрытой ячейки, рекомендуется использовать GPP.

Количество слоев в модели принималось равным 10. Рассматривалась газоконденсатная система предельного типа насыщения. Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) определены на основе данных керновых исследований, проведенных на месторождении X в Западной Сибири (рис. 2). Вертикальная проницаемость по слоям задана 0, чтобы исключить влияние гравитационного эффекта. В качестве

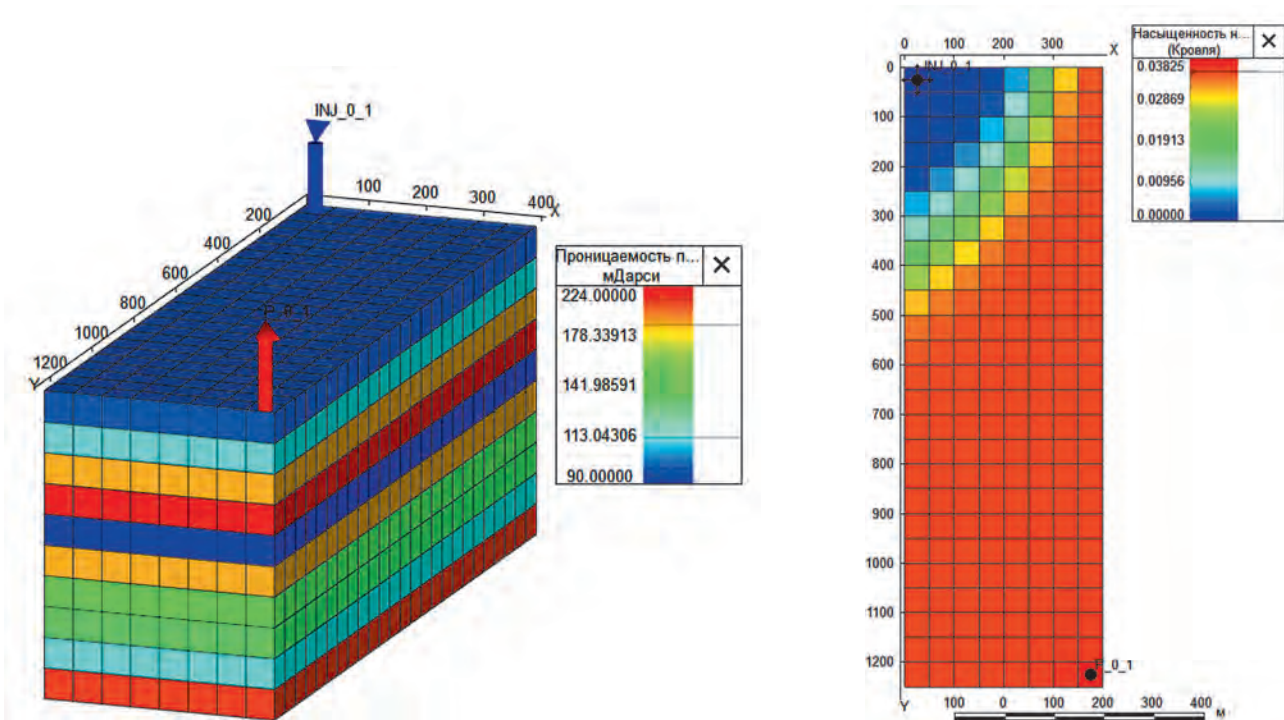


Рис. 1. ГДМ: 3D-вид модели (слева) и карта насыщенности конденсатом на временном шаге «n» (справа)
 Fig. 1. Reservoir simulation: 3D (left) and condensate saturation map on the timestep “n” (right)

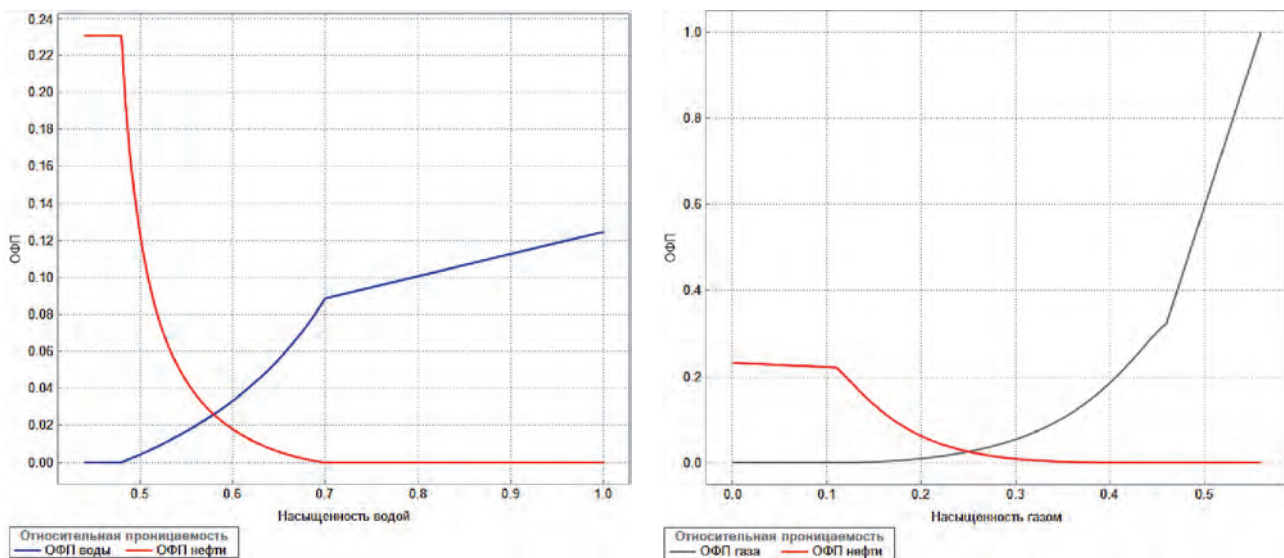


Рис. 2. ОФП систем конденсат-вода (слева), газ-конденсат (справа), принятые в модели
 Fig. 2. Relative permeability curves in the system condensate-water (left), gas-condensate (right) used in the model

агента закачки используется сухой газ с последней низкотемпературной ступени сепарации (-60 °С, 1 атм), обеспечивающей более полное отделение тяжелых компонентов от сухого газа и предотвращающей их повторное поступление обратно в пласт; полная продолжительность расчетов — 20 лет.

С целью анализа влияния различных геологических условий коллектора и свойств пластового флюида, а также технологических и экономических параметров на реализацию сайклинг-процесса проведены многовариантные расчеты в гидродинамическом симуляторе при варьируемых исходных данных. Среди геологических факторов

выделены два основных: потенциал газоконденсатной смеси (далее — ПС5+, г/м³) и степень неоднородности пласта, выраженная коэффициентом Дийкстра — Парсона (ДП), который, в свою очередь, зависит от распределения проницаемости по слоям (количество слоев в модели — 10) и соотношения проницаемостей, где 1 — максимально неоднородный коллектор: 0, 0,06, 0,54, 0,85. Средняя проницаемость для всех случаев неоднородности пласта составляет 150 мД.

Состав газоконденсатных смесей получен путем проведения CVD-теста (Constant Volume Depletion — неполный аналог теста по дифференциальной конденсации) для исходной газоконденсатной пластовой смеси с ПС5+ на сухой газ 401 г/м³. В результате подобраны три исследуемых состава газоконденсатных смесей с ПС5+ 263, 353, 401 г/м³ с давлениями начала конденсации 258, 303 и 350 бар соответственно. Системы с меньшим значением ПС5+ не рассматривались, так как предполагалось, что при более низком значении ПС5+ сайклинг экономически нерентабелен. Для более «легкой» смеси (ПС5+ 263 г/м³) максимальный относительный объем выпавшей жидкости (аналог насыщенности в случае пласта) составляет 0,06, для состава с ПС5+ 353 г/м³ — 0,11 и для более тяжелого состава с ПС5+ 401 г/м³ — 0,12.

С точки зрения дизайна закачки рассмотрен широкий диапазон коэффициентов возврата (далее — Квоз) газа — от 0 (вариант разработки на истощение) до 100% (весь газ закачивается обратно в пласт). Кроме того, принято во внимание, что осуществление сайклинга на месторождении может проводиться не с началом его разработки, а спустя какое-то время разработки на истощение. В связи с этим рассмотрены варианты по различному уровню текущего пластового давления (далее — Рпл тек) на момент закачки — 80, 90 и 100% от начального пластового. Еще одним технологическим параметром, учтенном в рамках данной работы, является длительность закачки в вариантах 5, 10, 15 и 20 лет, по истечении которых способ разработки месторождения переходит на истощение.

Экономическая модель

Оптимальный сценарий сайклинг-процесса для объекта подбирался исходя из наиболее высокого значения чистого дисконтированного дохода (ЧДД, или NPV). Расчет NPV проводился на основе подхода, описанного в статье [15]. В данном упрощенном подходе к экономическим расчетам капитальные вложения определялись в соответствии с удельными затратами

в разрезе следующих расходов: на бурение скважин, оборудование скважин для газодобычи; сбор и транспорт газа и конденсата; оборудование для подготовки газа к дальнейшему транспорту; строительство дожимных компрессорных станций и компрессорных станций для закачки газа.

Расчет эксплуатационных расходов складывался из условно-постоянных и условно-переменных затрат. В условно-переменные расходы включали затраты на электроэнергию для добычи углеводородов; подготовки, транспортировки углеводородов и закачки газа.

Нейросетевая модель и алгоритмы оптимизации

Архитектура нейросетевой модели представляет собой многослойный перцептрон (MLP), состоящий из трех последовательно соединенных полносвязных слоев (fully connected). Общая схема архитектуры модели приведена на рисунке 3. Первый (входной) содержит 64 нейрона, второй — 32. На каждом этапе применяется функция активации ReLU. Используются слои Dropout с вероятностью отключения слоя 30% (для повышения обобщающей способности и снижения риска переобучения).

На следующем этапе после обучения нейросетевой модели решается задача максимизации значения NPV за счет подбора оптимальных параметров сайклинг-процесса, при этом фиксируемыми параметрами служат фильтрационно-емкостные свойства пласта, степень его неоднородности в соответствии с коэффициентом ДП, а также значение ПС5+. В качестве оптимизируемых используются: P — текущее пластовое давление в момент начала закачки газа; k_{voz} — коэффициент возврата; $years_before_inj$ — момент старта закачки; $years_inj$ — продолжительность закачки. Оптимизационный метод (dual_annealing) — глобальный стохастический оптимизатор, подходящий для задач с несколькими экстремумами и нелинейными зависимостями. В результате работы алгоритма на выходе получаем оптимизированный сценарий закачки, учитывающий технико-экономические показатели, особенности пласта и динамику закачки.

Результаты и обсуждение

Для оценки качества прогнозной способности модели построены кросс-плоты (scatter plots), где по оси X — фактические значения из ГДМ, а по оси Y — предсказанные нейросетью. Критерий точности основан на условии: прогноз

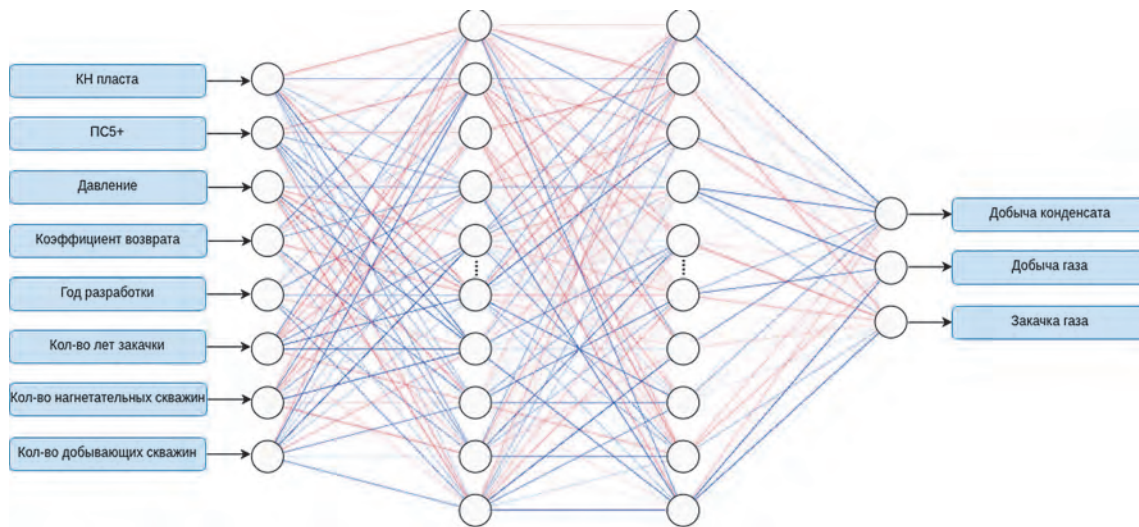


Рис. 3. Общая схема архитектуры нейросетевой модели
Fig. 3. General diagram of the neural network model architecture

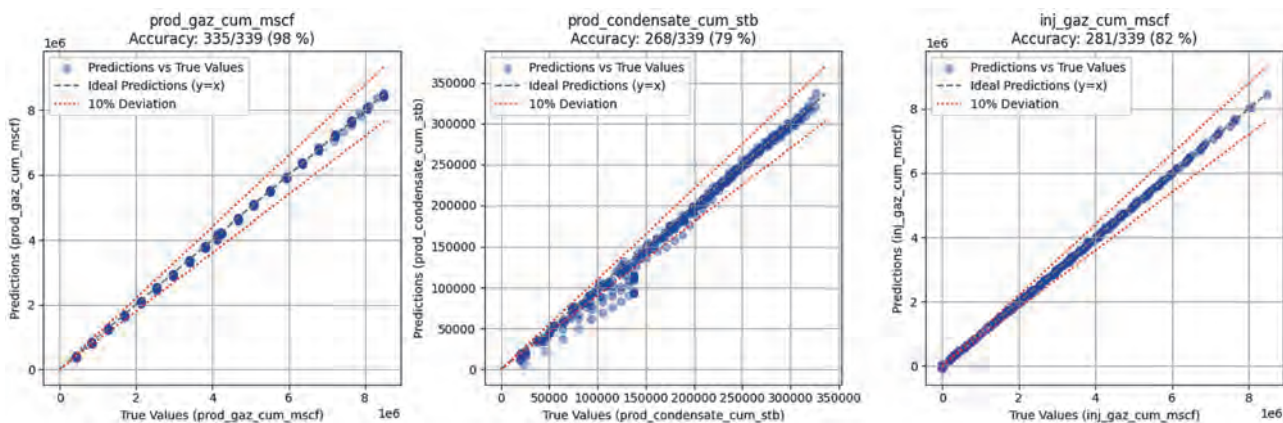


Рис. 4. Кросс-плоты, демонстрирующие точность прогнозов параметров нейросетевой моделью (слева направо: накопленная добыча газа, накопленная добыча конденсата, накопленная закачка газа)
Fig. 4. Cross-plots demonstrating the accuracy of neural network model predictions (from left to right: cumulative gas production, cumulative condensate production, cumulative gas injection)

признается успешным, если относительное отклонение от фактического значения не превышает 10%. Результаты на тестовой выборке показывают среднюю точность по трем признакам 86%. Это означает, что в среднем 86% всех прогнозов модели укладываются в диапазон $\pm 10\%$ от значения, рассчитанного в ГДМ (рис. 4).

В качестве примера работы алгоритма в таблице 2 приведены результаты для различных случаев степени неоднородности пласта и состава с ПС5+ 200 г/м³.

Из результатов видно, что в случае более низкого ПС5+ и повышенной степени неоднородности пласта более перспективными становятся

варианты разработки на истощение. Стоит отметить, что степень точности предсказаний зависит от вводных параметров в экономической модели — чем больше параметров в ней учтено с точки зрения поверхностного обустройства и чем более близкие к реальности задаются значения параметров в экономической модели, тем результаты точнее отражают действительность.

Заключение

Выполнены многофакторные расчеты показателей сайклинг-процесса в газоконденсатном пласте на секторной модели газоконденсатной залежи. Разработан предварительный вариант алгоритма

Таблица 2. Результаты работы алгоритма для различных начальных условий залежи
Table 2. Results of the algorithm for different initial conditions of the deposit

КН (ДП)	PS5	P	k_voz	years_inj	years_before_inj	npv	prod_gaz_cum_mscf	prod_ccondensate_cum_stb	inj_gaz_cum_mscf
0	200	100	100	17	0	4,3E + 0,8	7 893 717,5	311 240,3125	6960748
0,06	200	100	100	17	0	4,2E + 0,8	7 903 555	298 045,5	6969176
0,54	200	95	0	11	0	4E + 0,8	5 066 520	141 857,5156	824675
0,85	200	95	0	16	0	4,3E + 0,8	5 824 318	141 935,6406	1161624

на базе нейросетевых технологий, который с высокой точностью (86 %) для данных геолого-физических характеристик залежи и свойствах пластовых флюидов определяет оптимальные показатели сайклинг-процесса в газоконденсатных залежах без применения гидродинамической модели. Полученный алгоритм позволяет прогнозировать наиболее экономически эффективный для конкретного

случая дизайн и параметры закачки газа при проведении сайклинг-процесса, включая коэффициент возврата газа, время начала и длительность закачки газа, с возможностью их дальнейшей детальной проработки на полномасштабной геолого-гидродинамической модели залежи при проектировании и управлении процессом разработки газоконденсатного месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметжан С.З., Купешова А.С., Сабитов А.К., Нурсултанов Е.К., Айшов Н.К. Современное состояние вопросов нагнетания газа обратной закачки на месторождении Карачаганак. Устойчивое инновационное развитие: проектирование и управление. 2022. Т. 18. № 3(56). С. 7—15.
2. Волженина Д.А., Шарф И.В., Сабанчин И.В. Анализ эффективности применения сайклинг-технологии при разработке залежей газового конденсата. Известия ТПУ. 2020. № 5. С. 18—27.
3. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрюгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997. 364 с.
4. Качалов В.В., Сокозущенко В.Н., Земляная Е.В., Волохова А.В. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений. Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. С. 19—48.
5. Колбиков С.В., Прокаев В.А. Оценка влияния двойного налогообложения на эффективность разработки газоконденсатных месторождений с использованием сайклинг-процесса. Недропользование XXI век. 2009. № 3. С. 76—80.
6. Люгай А.Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского ГКМ): автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2016. 26 с.
7. Макаров Е.С., Юшков А.Ю., Романов А.С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамической модели. Вестник Тюменского государственного университета. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3. № 1. С. 79—90. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
8. Чебан С.Е., Мулявин С.Ф. Повышение коэффициента извлечения конденсата с помощью технологии сайклинг-процесса. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 2. С. 86—92. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92
9. Юшков А.Ю., Макаров П.В. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения. Нефтепромысловое дело. 2015. № 4. С. 38—53.
10. Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M. The effect of gas-condensate reservoir depletion stages on gas injection and the importance of the aerosol state of fluids in this process. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. No. 31. P. 779—790. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.079
11. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Review of Published Pilot and Commercial Projects. Nafta-Gaz. 2021. Vol. 1. P. 20—25. DOI: 10.18668/NG.2021.01.03
12. Doroshenko V., Titlov A.O. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology audit and production reserves. 2021. No. 1/3(57). P. 12—15. DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212
13. Kolbikov S.V. Gas-Condensate Recovery For The Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia, 2010. SPE 136380. DOI: 10.2118/136380-MS
14. Sharafutdinov R., Tyurin V., Fateev D., Skvortsov S., Dolgikh Yu., Tokarev D., et al. Practical Application of High-Resolution Reservoir Simulation and High-Performance Computing for Accurate Modeling of Low Permeability Gas Condensate Reservoirs Production. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. DOI: 10.2118/196916-MS
15. Siddiqui M.A.Q., Alnuaim S., Khan R. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, 2014. SPE-172107-MS 2014 10.2118/172107-MS.

16. *Suhendro S.* Review of 20 Years Hydrocarbon Gas Cycling in the Arun Gas Field. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Indonesia, 2017. SPE-186280-MS. DOI: 10.2118/186280-MS
17. *Udovchenko O., Blicharski J., Matiishyn L.* A Case Study of Gas-Condensate Reservoir Performance with Gas Cycling. Archives of Mining Sciences. 2024. No. 9 (1). P. 25—49. DOI: 10.24425/ams.2024.149825

REFERENCES

1. Akhmetzhan S.Z., Kupeshova A.S., Sabitov A.K., Nursultanov E.K., Aishov N.K. Current state of gas re-injection issues at the Karachaganak field. Sustainable Innovative Development: Design and Management, 2022, Vol. 18, No. 3(56), P. 7—15 (In Russ.).
2. Volzhenina D.A., Sharf I.V., Sabanchin I.V. Analysis of the efficiency of using cycling technology in the development of gas condensate deposits. TPU Bulletin, 2020, No. 5, pp. 18—25 (In Russ.).
3. Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M., Shandrygin A.N., Podyuk V.G. Methods for increasing the productivity of gas condensate wells. Moscow: Nedra Publ., 1997. 364 p. (In Russ.).
4. Kachalov V.V., Sokotuschenko V.N., Zemlyanaya E.V., Volokhova A.V. Review of methods for increasing component recovery in the development of gas condensate fields. Science. Innovations. Technologies, 2019. No. 3. P. 19—48 (In Russ.).
5. Kolbikov S.V., Prokaev V.A. Evaluation of the impact of double taxation on the efficiency of gas condensate field development using the cycling process. Subsurface Management in XXI century, 2009. No. 3. P. 76—80 (In Russ.).
6. Lyugay A.D. Increasing component recovery in the development of gas condensate fields with high content of non-hydrocarbon components (using the Astrakhan gas condensate field as an example). Cand. techn. sci. diss. Moscow, 2016. 26 p. (In Russ.).
7. Makarov E.S., Yushkov A.Yu., Romanov A.S. Study of methods for additional extraction of gas condensate from Achimov formations on a hydrodynamic model. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Oil, gas, energy. 2017. Vol. 3. No. 1. P. 79—90 (In Russ.). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
8. Cheban S.E., Mulyavin S.F. Increasing the condensate recovery coefficient using cycling process technology. News of higher educational institutions. Oil and Gas, 2016. No. 2. P. 86—92 (In Russ.). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92
9. Yushkov A.Yu., Makarov P.V. Evaluation of cycling options at the achimovsky layers of the Urengoy field. Oilfield Engineering. 2015. No. 4. P. 38—53 (In Russ.).
10. Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M. The effect of gas-condensate reservoir depletion stages on gas injection and the importance of the aerosol state of fluids in this process. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. No. 31. P. 779—790. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.079
11. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Review of Published Pilot and Commercial Projects. Nafta-Gaz. 2021. Vol. 1. P. 20—25. DOI: 10.18668/NG.2021.01.03
12. Doroshenko V., Titlov A.O. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology audit and production reserves. 2021. No. 1/3(57). P. 12—15. DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212
13. Kolbikov S.V. Gas-Condensate Recovery For The Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia, 2010. SPE 136380. DOI: 10.2118/136380-MS
14. Sharafutdinov R., Tyurin V., Fateev D., Skvortsov S., Dolgikh Yu., Tokarev D., et al. Practical Application of High-Resolution Reservoir Simulation and High-Performance Computing for Accurate Modeling of Low Permeability Gas Condensate Reservoirs Production. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. DOI: 10.2118/196916-MS
15. Siddiqui M. A. Q., Alnuaim S., Khan R. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, 2014. SPE-172107-MS 2014 10.2118/172107-MS.
16. *Suhendro S.* Review of 20 Years Hydrocarbon Gas Cycling in the Arun Gas Field. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Indonesia, 2017. SPE-186280-MS. DOI: 10.2118/186280-MS
17. *Udovchenko O., Blicharski J., Matiishyn L.* A Case Study of Gas-Condensate Reservoir Performance with Gas Cycling. Archives of Mining Sciences. 2024. No. 9 (1). P. 25—49. DOI: 10.24425/ams.2024.149825

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шандрыгин А.Н. — разработал план расчетов, сформулировал идею подхода к оптимизации сайклинга, проводил экспертную оценку проводимых расчетов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander N. Shandrygin — Developed the calculation plan, formulated the conceptual approach to gas cycling optimization, provided expert evaluation of the calculations, gave final approval of the published version of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Саптарова З.Р. — разработала концепцию статьи, провела анализ источников по теме, составила упрощенную экономическую модель, подготовила текст статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Муртазин Т.А. — руководил процессом создания нейросетевой модели, занимался поиском и проводил тестирование различных подходов к оптимизации параметра NPV, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Каюмов З.Д. — сформировал общую базу данных для нейросетевой модели, проводил обучение и тестирование работы модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Судаков В.А. — сформулировал концепцию задачи, согласовал план расчетов и сформированный подход, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Усманов С.А. — проводил консультирование по настройке расчетов на гидродинамической модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Хашан Г.Д. — проводил расчеты на гидродинамической модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Козлов А.Н. — занимался выгрузкой результатов с моделей, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Zalina R. Saptarova — Developed the concept of the article, conducted a literature review on the topic, created the simplified economic model, prepared the text of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Timur A. Murtazin — Supervised the development of the neural network model, researched and tested various approaches to optimizing the NPV parameter, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Zufar D. Kayumov — Generated the overall database for the neural network model, conducted training and testing of the model's performance, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vladislav A. Sudakov — Formulated the problem concept, approved the calculation plan and the developed approach, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Sergey A. Usmanov — Provided consulting expertise of reservoir simulations, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ghassan D. Khashan — Conducted reservoir simulations, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexey N. Kozlov — Was responsible for extracting results from the models, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шандрыгин Александр Николаевич — доктор технических наук по специальности разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Владение 15, строение 1, ул. Газовиков, пос. Развилка, Московская обл. 142717, Россия

e-mail: shan.alex2010@yandex.ru

SPIN-код: 2832-8011

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-7025-2481>

SCOPUS: 6603416883

Саптарова Залина Ринатовна* — ведущий инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия

e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

SPIN-код: 7990-8613

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9895-3851>

SCOPUS: 58029913900

Alexander N. Shandrygin — Dr. of Sci. (Tech.), Chief Researcher at Gazprom VNIIGAZ.

15, bld. 1, Gazovikov str., Razvilka village, Moscow region 142717, Russia

e-mail: shan.alex2010@yandex.ru

SPIN-code: 2832-8011

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-7025-2481>

SCOPUS: 6603416883

Zalina R. Saptarova* — Lead Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia

e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

SPIN-code: 7990-8613

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9895-3851>

SCOPUS: 58029913900

Муртазин Тимур Александрович — инженер-проектировщик ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: aleksandrovich313@yandex.ru
SPIN-код: 9634-4635
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0354-1374>

Каюмов Зуфар Дамирович — инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: kayumov.zufar@gmail.com
SPIN-код: 4425-7324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5331-4087>
SCOPUS: 57217175738

Судаков Владислав Анатольевич — заместитель директора по маркетингу НОЦ «Газпромнефть — КФУ».

7, ул. Чернышевского, г. Казань 420111, Россия
e-mail: VIASudakov@kpfu.ru
SCOPUS: 57191748649
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6865-7477>

Усманов Сергей Анатольевич — заместитель директора по методической и образовательной деятельности ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Газпромнефть — КФУ».

7, ул. Чернышевского, г. Казань 420111, Россия
e-mail: SAUsmanov@gmail.com
SPIN-код: 926934
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8140-5680>

Хашан Гассан Джавдат — инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: khachan.ghassan@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6659-6386>

Козлов Алексей Николаевич — специалист по учебно-методической работе ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: ankozlov.oil@gmail.com
SPIN-код: 4256-4940
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7837-5585>

Timur A. Murtazin — Designing engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: aleksandrovich313@yandex.ru
SPIN-code: 9634-4635
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0354-1374>

Zufar D. Kayumov — Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: kayumov.zufar@gmail.com
SPIN-code: 4425-7324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5331-4087>
SCOPUS: 57217175738

Vladislav A. Sudakov — Deputy Director for Marketing, Gazpromneft — KFU.

7, Chernyshevsky str., Kazan, 420111, Russia
e-mail: VIASudakov@kpfu.ru
SCOPUS: 57191748649
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6865-7477>

Sergey A. Usmanov — Deputy Director for Methodological and Educational Activities, Kazan (Volga Region) Federal University, Gazpromneft — KFU.

7, Chernyshevsky str., Kazan, 420111, Russia
e-mail: SAUsmanov@gmail.com
SPIN-code: 926934
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8140-5680>

Ghassan D. Khashan — Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: khachan.ghassan@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6659-6386>

Alexey N. Kozlov — Specialist teaching work, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: ankozlov.oil@gmail.com
SPIN-code: 4256-4940
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7837-5585>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПОЛЯЦИИ МЕТОДОМ ОБРАТНО ВЗВЕШЕННЫХ РАССТОЯНИЙ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА ЛАТЕРАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ ВСКРЫВАЕМОГО РАЗРЕЗА

И.Е. РОМАНЕНКО^{1,*}, П.В. ШПАКОВ¹, Н.А. ШАДЧНЕВ², В.В. ЖУК³, Н.К. КАЮРОВ³, Е.В. ШКУНОВ³

¹ ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

² ПАО «НОВАТЭК»

90/2, Ленинский проспект, г. Москва 119415, Россия

³ ООО «ННТЦ»

4г, ул. Кутателадзе, г. Новосибирск 630090, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В сложных литофациальных условиях поставленные перед геонавигацией задачи требуют нового подхода к построению геологического разреза в процессе бурения. Метод должен обладать быстродействием, детальностью и возможностью гибкой настройки свойств разреза на основе поступающей в процессе бурения информации.

Цель. Применить алгоритм геологического моделирования с целью восстановления свойств разреза высокой латеральной изменчивости, обеспечивающий гибкую настройку влияния опорных скважин и требуемую скорость обновления в режиме реального времени.

Материалы и методы. За основу для решения поставленной задачи был принят математический метод обратного взвешенных расстояний (ОВР) — это тип детерминированного метода многомерной интерполяции, основанный на расчете значений в неизвестных точках с помощью средневзвешенного значения по известным точкам. Метод ОВР часто используется для интерполяции различных данных, включая температуру, концентрацию веществ и другие пространственно зависимые переменные. Применение метода позволило восстановить геологический разрез без противоречий с данными сейсмоки. Итоговые материалы представлены в статье в сравнении с моделями, полученными в альтернативных специализированных программах 3D ГМ.

Результаты. Применен подход восстановления синтетического разреза вдоль фактического ствола скважины, удовлетворяющий потребностям задач геонавигации по быстродействию и детальности, а также позволяющий отразить геологическую картину, согласующуюся с априорными данными, такими как каротаж скважин окружения и сейсмические атрибуты района бурения.

Заключение. С целью нивелирования недостатков применения сеточных моделей и метода двумерного синтетического каротажа (ДСК) был применен алгоритм, позволяющий получать модель пласта вдоль интересующей горизонтальной скважины. Возможность тонкой настройки влияния опорной скважины на формирование разреза позволила учесть сейсмические данные при формировании результата моделирования. Продемонстрирована высокая сходимость моделей, построенных при помощи предложенного подхода и метода кригинга, показано приращение на реальных данных.

Ключевые слова: геонавигация, синтетический разрез, метод обратного взвешенных расстояний, моделирование геологического разреза

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Романенко И.Е., Шпаков П.В., Шадчнев Н.А., Жук В.В., Каюров Н.К., Шкунов Е.В. Геологическое моделирование в процессе бурения на основе интерполяции методом обратно взвешенных расстояний с целью учета латеральной изменчивости вскрываемого разреза. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):86—96. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-86-96> EDN: MECTLU

Статья поступила в редакцию 13.08.2025
Принята к публикации 11.09.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

GEOLOGICAL SIMULATION DURING THE DRILLING PROCESS BASED ON INTERPOLATION BY INVERSE DISTANCE WEIGHTING TO ACCOUNT FOR THE LATERAL VARIABILITY OF THE SECTION BEING DEVELOPED

ILYA.E. ROMANENKO^{1,*}, PAVEL V. SHPAKOV¹, NIKOLAY A. SHADCHNEV², VLADISLAV V. ZHUK³,
NIKITA K. KAIUROV³, EVGENIY V. SHKUNOV³

¹ ООО «NOVATEK NTC»
7, Pozharnyykh i spasatelei St., Tyumen 625031, Russia

² PAO «NOVATEK»
90/2, Leninsky Prospekt, Moscow 119415, Russia

³ ООО «NNTC»
4g, Kutateladze St., Novosibirsk 630090, Russia

ABSTRACT

Background. In difficult lithological and facial conditions, the tasks of geological steering require improved approaches to constructing a geological section during drilling. The selected method should be prompt, detailed, and capable of flexible adjustment of the section properties based on information received during drilling.

Aim. To apply a geological simulation algorithm to reconstruct the properties of a section with a high lateral variability, enabling flexible adjustment of test wells and the required update rate in real time.

Methods. The problem was solved using the mathematical method of inverse distance weighting (IDW), i.e., a type of deterministic multivariate interpolation based on calculating values at unknown points using a weighted average of known points. The IDW method is effectively used to interpolate diverse data sets, including temperature, substance concentration, and other spatially dependent variables. This method was used to reconstruct the geological section under study without conflicting with seismic data. The results were compared with those obtained by alternative specialized 3D geophysical simulation programs.

Results. The approach of reconstructing a synthetic section along the actual wellbore was used. This approach meets the requirements of geological steering in terms of promptness and detail, providing a geological picture consistent with such a priori data as wellbore logs of the surrounding area and seismic attributes of the drilling area.

Conclusion. To mitigate the shortcomings of grid models and the DSC method, we used an algorithm to develop a reservoir model along the horizontal well of interest. The possibility of adjusting the influence of the test well during section formation allowed seismic data to be taken into account in the simulation process. High convergence of models constructed using the proposed approach and the kriging method is demonstrated, and their application to real data is demonstrated.

Keywords: geological steering, synthetic section, inverse distance weighting, geological section simulation

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

Funding: the study received no external funding.

For citation: Romanenko I.E., Shpakov P.V., Shadchnev N.A., Zhuk V.V., Kaiurov N.K., Shkunov E.V. Geological simulation during the drilling process based on interpolation by inverse distance weighting to account for the lateral variability of the section being developed. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):86—96. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-86-96> EDN: [MECTLU](https://mc.manuscriptcentral.com/MECTLU)

Manuscript received 13 August 2025

Accepted 11 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

При разработке нефтяных и газовых месторождений активно применяется бурение горизонтальных скважин (ГС) со средней длиной горизонтальных участков скважин, предназначенных для вскрытия продуктивных пластов, от 500 до 2000 м. Как правило, сейсмогеологические модели, которые используются для первоначального планирования траекторий ГС, не обладают достаточной точностью, которая бы позволила пробурить ГС без корректировок профиля в процессе бурения. Это обусловлено относительно низким разрешением трехмерных геологических моделей, целью которых является в первую очередь оценка геологических ресурсов и запасов с последующим формированием гидродинамической модели для планирования системы разработки.

С целью максимизации дебита из пробуренной скважины и полноты вскрытия нефте- или газонасыщенного коллектора применяется геонавигация. Процесс геонавигации заключается в анализе данных геофизических исследований скважин (ГИС), поступающих в процессе бурения, определении относительного положения скважины в геологическом разрезе и корректировке профиля скважины.

Одним из основных и распространенных методов геонавигации является метод двумерного синтетического каротажа (ДСК). Разрез наполняется свойствами одной опорной скважины. На основании этих свойств снимаются синтетические каротажные для сопоставления с фактическими данными и настройки структурных изменений. Метод хорошо работает в случае, если свойства пласта однородны по простиранию.

Процесс освоения месторождения неизменно приводит к тому, что геологические задачи на проводку скважин усложняются. Осваиваются более рискованные области месторождения. Бурение ведется на периферии месторождения, на пласты

с существенной латеральной изменчивостью, в обособленных линзах-ловушках, где задачей может быть поставлено вовлечение нескольких потенциально перспективных геологических тел. В описанных выше условиях применение метода ДСК затрудняет геологическое представление о разрезе и понимание положения скважины в стратиграфии.

Использование метода ДСК ввиду построения модели только по одной опорной скважине влечет за собой следующие значимые проблемы:

- отсутствие целостного представления о разрезе при бурении в отложениях с постепенной латеральной изменчивостью;
- настройка синтетического каротажа на фактический может привести к ошибочным выводам о залегании пласта;
- сложности с определением момента изменения одной опорной скважины на другую в процессе геонавигации.

Несмотря на обозначенные проблемы, метод ДСК имеет наибольшее распространение и реализован в подавляющем большинстве программных продуктов для геонавигации по причине высокой скорости работы, что является важным фактором в связи с оперативным характером работ по геонавигации.

Ограничения метода ДСК могут быть сняты путем использования полноценных трехмерных геологических моделей, построенных с участием всех скважин, вскрывших необходимый пласт. Но, в свою очередь, такая методика имеет следующие ограничения:

- значительная трудоемкость первоначального создания расчетных алгоритмов для построения модели;
- низкая скорость непосредственного расчета модели необходимой детализации;
- низкая дискретность получаемого синтетического каротажа ввиду применения сетки для моделирования;

• необходимость компетенций как в сейсмогеологическом моделировании, так и в бурении и интерпретации данных ГИС.

С целью нивелирования недостатков метода ДСК авторами статьи был применен алгоритм, позволяющий производить моделирование геологического разреза в пласте вдоль интересующей траектории горизонтальной скважины на основе геолого-геофизических данных опорных скважин, расположенных в районе бурения ГС. Преимущества подхода:

- предложенное решение основано на использовании свойств нескольких опорных скважин;
- обеспечено быстрое обновление модели для работы в реальном времени за счет того, что расчет поля значений ведется только в координатах разреза текущей скважины;

• программная реализация метода дает высокую детализацию синтетических каротажей, сопоставимую с данными реального времени;

• реализована настройка влияния скважины на формирование свойств получаемой модели, что дает возможность учитывать сейсмические атрибуты.

Описание алгоритма

Для решения поставленной задачи был использован метод обратно взвешенных расстояний (ОВР) — тип детерминированного метода многомерной интерполяции, основанный на расчете значений в неизвестных точках с помощью средневзвешенного значения по известным точкам. Предлагается искать значения поля $G(x, y, h)$ с помощью интерполяции обратно взвешенных расстояний (ОВР) [4]:

$$G(x, y, h) = \begin{cases} \frac{\sum_{i=1}^N w_i G_i(x_i, y_i, h_i)}{\sum_{i=1}^N w_i}, & \text{если } d(x, y, h, x_i, y_i, h_i) \neq 0 \text{ для всех } i \\ G_i(x_i, y_i, h_i), & \text{если } d(x, y, h, x_i, y_i, h_i) = 0 \text{ для всех } i \end{cases}, \quad (1)$$

где $G_i(x_i, y_i, h_i)$ — значения свойства опорных скважин, $d(x, y, h, x_i, y_i, h_i)$ — расстояние от исследуемой точки до опорной скважины, x, y — координаты горизонтальной скважины, x_i, y_i — координаты опорных скважин, h и h_i высоты на одинаковых уровнях между опорными скважинами и интервалом пласта (рис. 1), w_i — вес, определяемый следующим образом:

$$w_i = \frac{1}{d(x, y, h, x_i, y_i, h_i)^p}, \quad (2)$$

где p — степень влияния расстояния до опорных скважин.

Для нахождения расстояния $d(x, y, h, x_i, y_i, h_i)$ необходимо провести нормализацию глубин опорных

скважин и интервала вдоль пласта к отрезку $[0, 1]$ в тех координатах (x, y) , в которых происходит поиск значения поля. Нормализованные глубины разделяются на равные отрезки для сохранения корреляции между данными (рис. 2), после определяется расстояние $d(x, y, h, x_i, y_i, h_i)$.

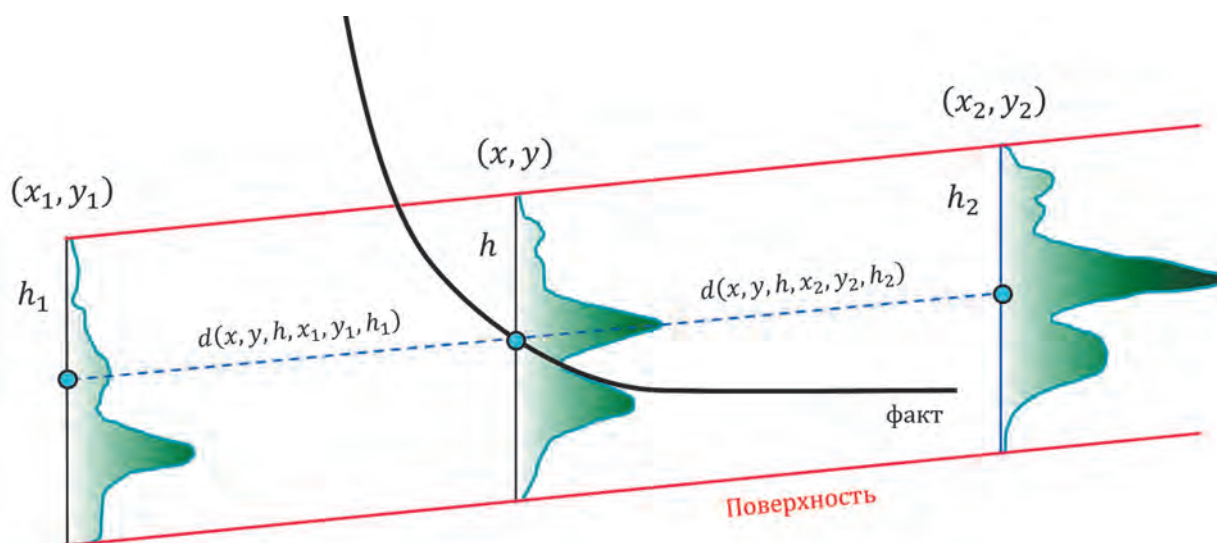


Рис. 1. Входные параметры
Fig. 1. Input parameters

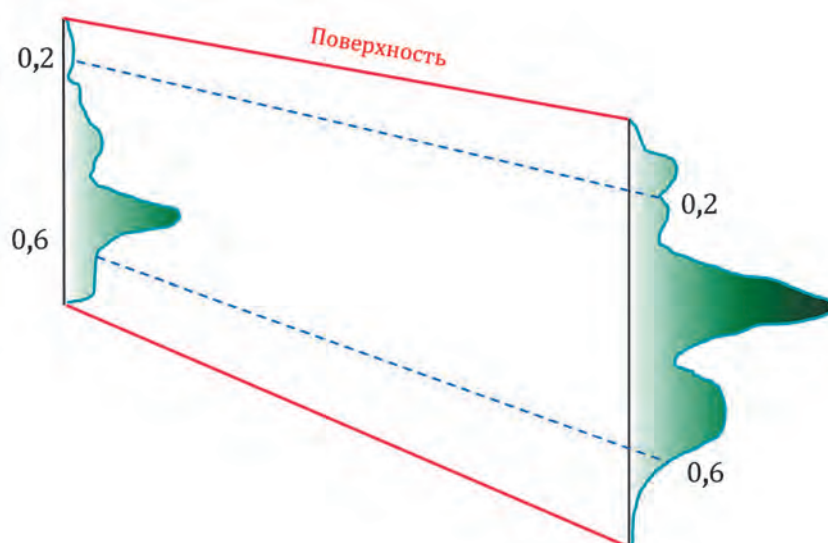


Рис. 2. Разделение глубин на равные отрезки
Fig. 2. Dividing depths into equal segments

Необходимо отметить, что поле $G(x, y, h)$ может быть представлено как функция координат (x, y, h) , таким образом, реализуется свободная сетка. Следовательно, поле может быть сгенерировано без привязки к сетке, а значит, можно находить значения поля не во всей области, а только вдоль интересующего разреза (апсидальной плоскости горизонтальной скважины), при этом данные опорных скважин, участвующих в моделировании, будут учтены [2].

Для сравнения результатов построения разреза по предложенной методике в одном из пакетов для геологического моделирования была построена сеточная модель. Для распространения поля гамма-активности (данных гамма-каротажа (ГК)) был применен метод кригинга [2]. В качестве входных данных для обеих моделей были заданы каротажные данные по 3 вертикальным скважинам. На рисунке 3а приведен разрез, полученный по описываемой методике, на рисунке 3б — разрез, полученный методом кригинга. Синтетический каротаж, полученный вдоль траектории выбранной скважины, по обоим моделям имеет высокую сходимость. Стоит отметить, что кривая, полученная из разреза, имеет непрерывный характер в отличие от кривой из сеточной модели.

Для более корректного и детального сравнения синтетических кривых на построенном разрезе была выбрана точка, через которую была проведена синтетическая вертикальная скважина, в которой получено вертикальное распространение прогнозных геолого-геофизических свойств по двум моделям.

При сравнении была отмечена устойчивая корреляция между прогнозными геофизическими свойствами поля в межскважинном пространстве (рис. 4).

Еще один пример сравнения построений наглядно показывает хорошую сходимость результатов и детальность построений при использовании предложенного метода в сравнении с реализацией в программе геологического моделирования (рис. 5). На рисунке 5а приведен разрез, полученный методом кригинга, на рисунке 5б — разрез, полученный по используемой методике.

Апробация

Программная реализация метода позволила строить разрезы высокой дискретности и протестировать алгоритм на реальных данных.

В качестве примера рассмотрим скважину с горизонтальным участком длиной около 1500 м. Выбранная скважина имеет латеральное изменение свойств, что приводит к хорошей корреляции с опорной скважиной только в первой половине скважины, а далее латеральные фациальные изменения разреза вынуждают перейти на опорную скважину № 2. Для сравнения произведены настройки геонавигационных моделей с использованием метода ДСК с переходом от одной к другой опорной скважине (рис. 6а) и настройка, использующая модель, построенную по описанном выше алгоритму по двум опорным скважинам, которые расположены в районе бурения ГС (рис. 6б). В обоих случаях для моделирования использовались данные гамма-каротажа.

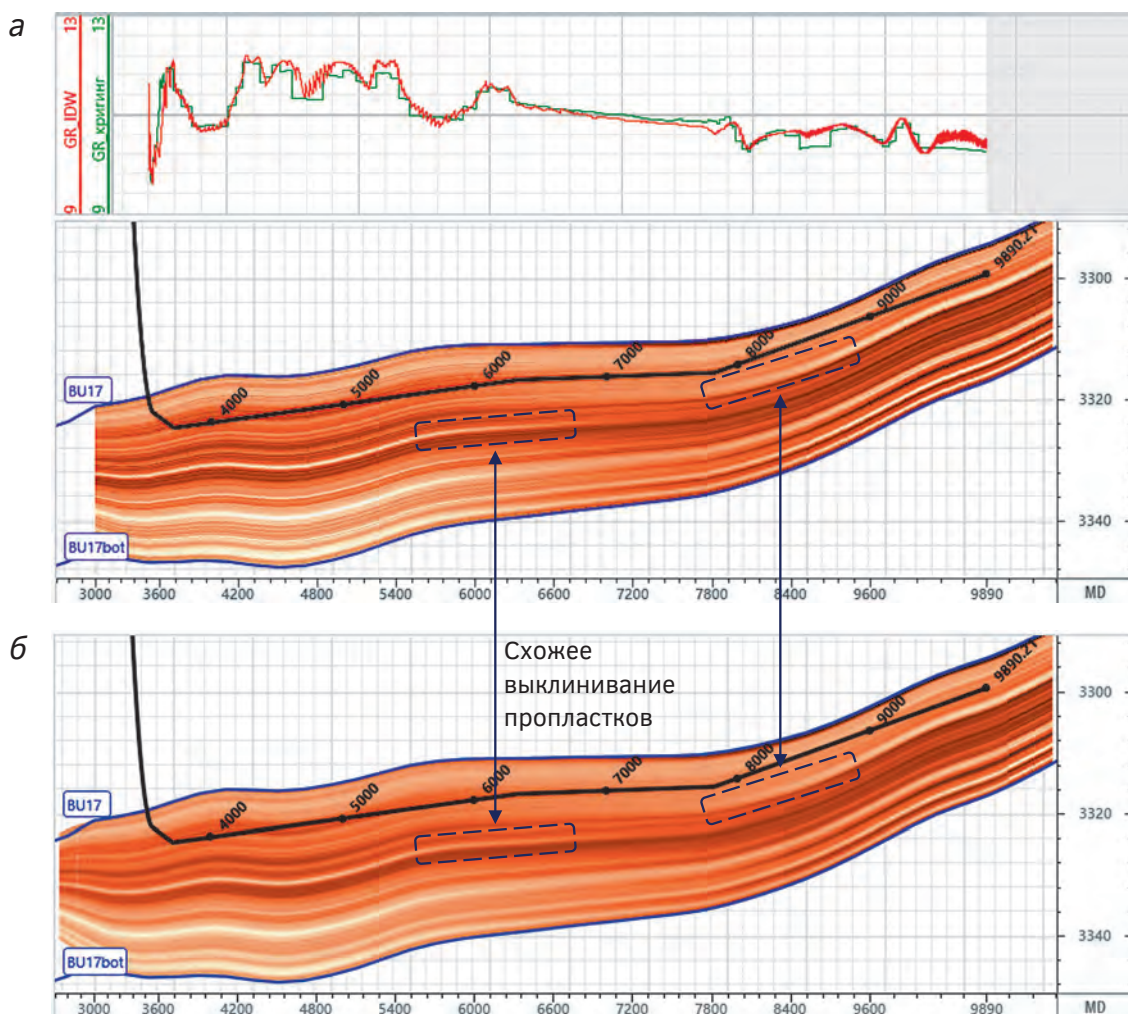


Рис. 3. Модель поля гамма-активности: а — используемый алгоритм; б — сеточная модель — метод кригинга
 Fig. 3. Model of the gamma activity field: а — the algorithm used; б — grid model — the kriging method

Рассматриваемая ГС имеет синусоидальный профиль и пересекает разрез пласта от кровли до подошвы и обратно. Исходя из анализа фактических данных ГК можно отметить, что во вскрытом разрезе отмечается резкая латеральная изменчивость, так как показания ГК в первой и второй половинах горизонтального участка разнятся. Наблюдается хорошая корреляция синтетического и фактического каротажа примерно до середины ГС при бурении вниз (глубина 3100 м). При бурении вверх корреляция с фактическим каротажем отсутствует, имеет место латеральное изменение свойств, и, только изменив опорную скважину, удастся получить приемлемое сопоставление свойств во второй части разреза.

Как можно увидеть на представленных выше примерах, использование модели, отражающей пространственную изменчивость пласта,

позволяет получить плавное изменение свойств в заданной оператором стратиграфии, добиться хорошей корреляции разреза на всей протяженности разреза без резкой точки перехода и уверенно восстановить структурные изменения.

Стоит отметить, что использованный метод отвечает высоким требованиям к быстрдействию при проведении работ по геонавигации, расчет одной итерации модели занимает 5—10 секунд. В то время как расчет секторной модели в пакетах для трехмерного геологического моделирования может занимать до 5 минут.

Рассмотрим другой пример, показывающий восстановление свойств с использованием предложенного подхода, способного повлиять на принятие решения во время бурения и уверенно восстановить структурные изменения в сложных геологических условиях, где имеет место

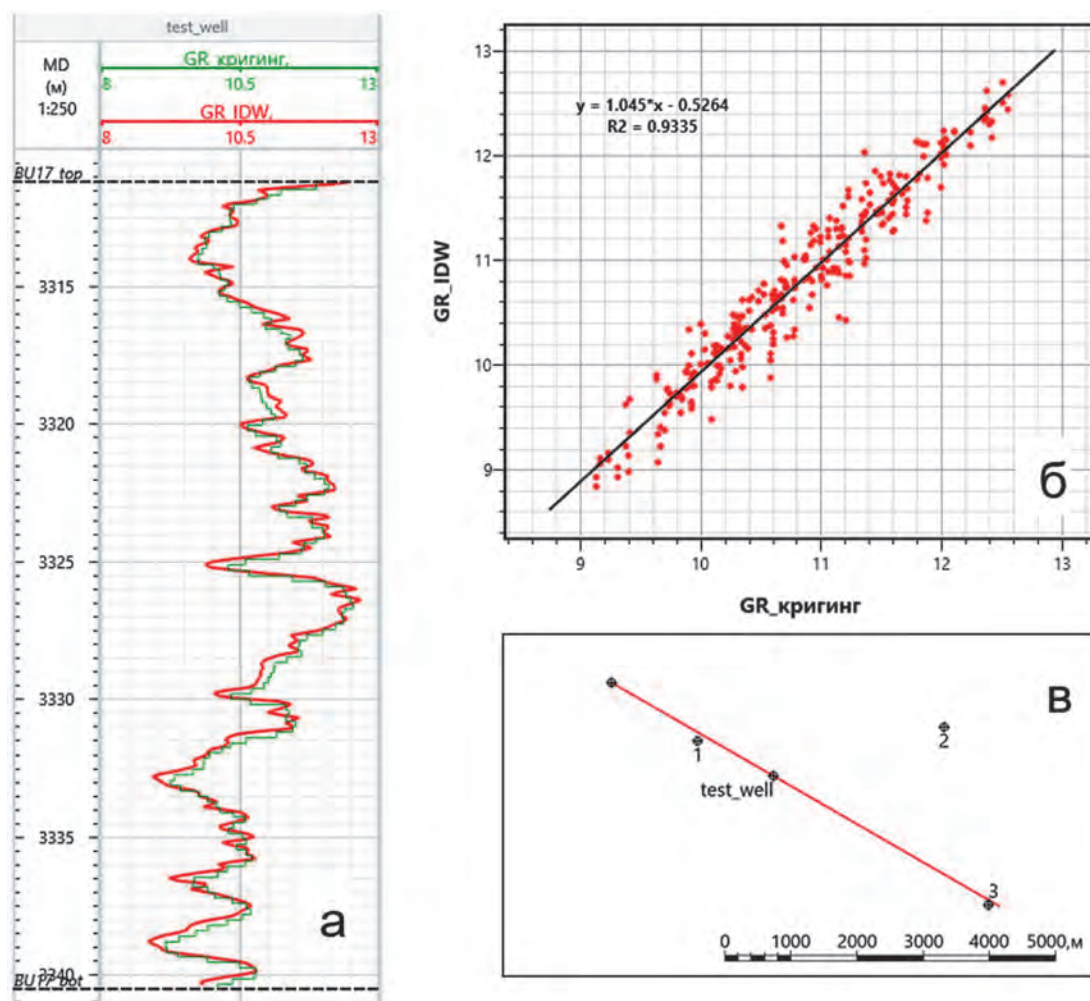


Рис. 4. Сопоставление синтетических кривых на искусственной вертикальной скважине: а — сопоставление синтетических данных ГК по глубине; б — корреляция между синтетическими данными ГК; в — пространственное положение синтетической скважины

Fig. 4. Comparison of synthetic curves on an artificial vertical well: a — comparison of synthetic GC data by depth; б — correlation between synthetic GC data; в — spatial position of the synthetic well

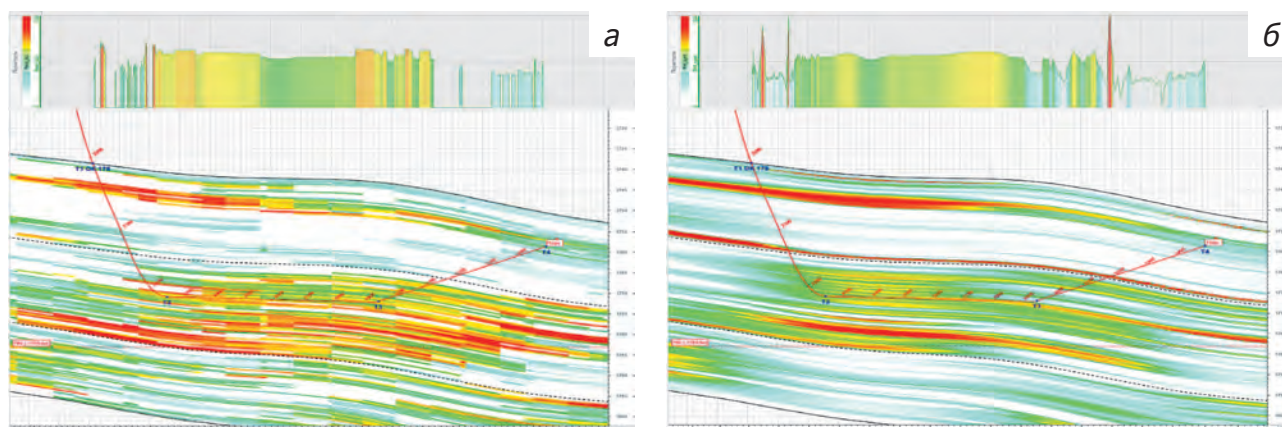


Рис. 5. Модель поля пористости: а — разрез, полученный методом кригинга; б — разрез, полученный по используемой методике

Fig. 5. Model of the porosity field: а — section obtained by the kriging method, б — section obtained by the method used

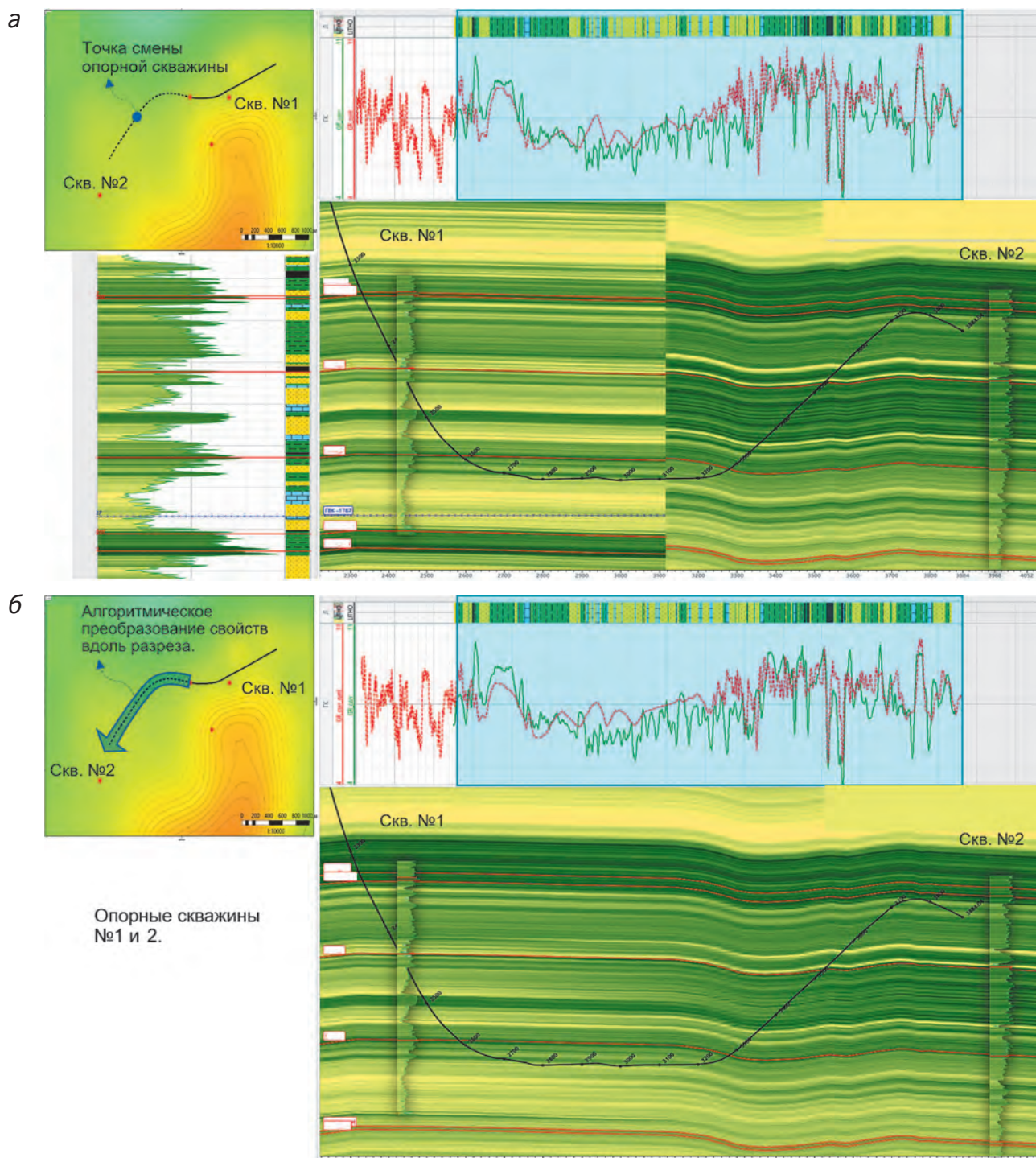


Рис. 6. Сопоставление моделей геонавигации: а — ДСК; б — используемый алгоритм
Fig. 6. Comparison of geosteering models: а — DSC; б — the algorithm used

выклинивание линз и существенная изменчивость пласта. Во время бурения было принято решение о вскрытии разреза ниже по стратиграфии, что позволило вовлечь в разработку коллекторы нижней линзы (рис. 7).

Рассмотрим еще один интересный пример проводки ГС через локализованные каналы руслового комплекса (рис. 8).

После потери коллектора на глубине 2700 м дальнейшее бурение велось в глинах до глубины

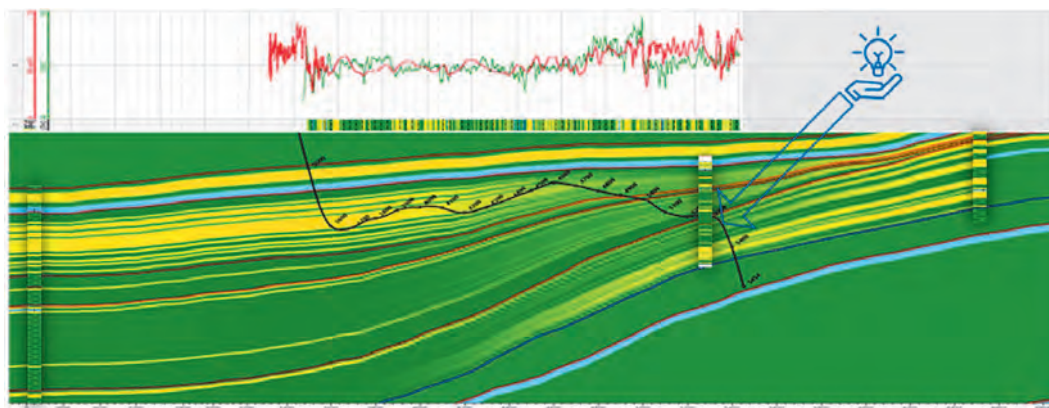


Рис. 7. Пример восстановления свойств разреза в условиях линзового строения дельтового комплекса
Fig. 7. An example of restoration of the properties of a section under conditions of the lens structure of a delta complex

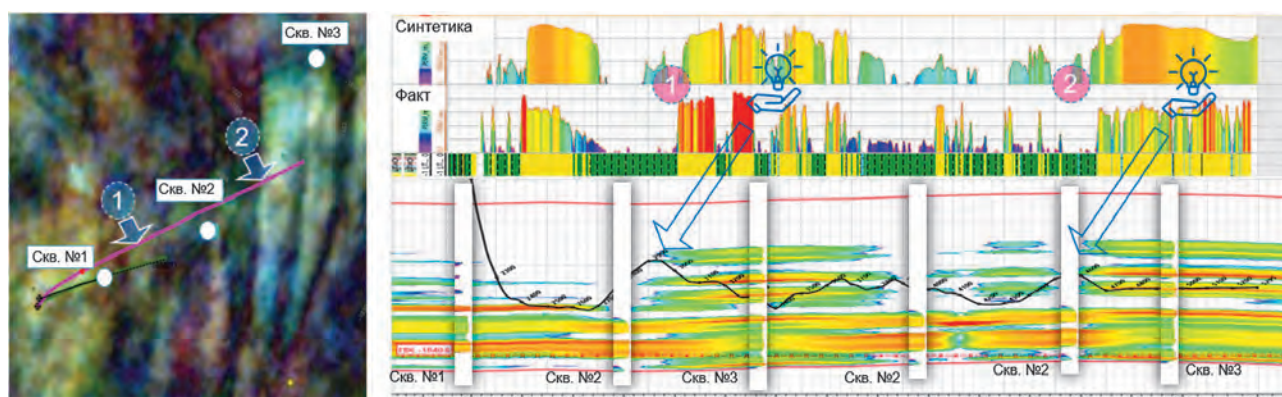


Рис. 8. Пример восстановления свойств разреза в условиях локализованных каналов руслового комплекса
Fig. 8. Example of restoration of section properties in conditions of localized channels of the channel complex

2900 м. Несмотря на потерю эффективной проходки, бурение продолжено. Решение было основано на данных сейсмического атрибута спектральной декомпозиции, на котором прослеживались перспективные объекты аккреционного комплекса. Использование скважин окружения, проходящих через русловые тела и скважин, не попавших в перспективные зоны, позволило восстановить ожидаемый разрез с прогнозом свойств.

В точке № 2 скважины было принято решение об удлинении с целью вовлечения перспективных объектов. Это позволило приобщить в разработку песчаное тело, вскрытое вертикальной скважиной № 3. Учет свойств и положения русловых объектов позволил восстановить достоверный разрез и свойства пласта.

Заключение

Для повышения эффективности геонавигации при бурении ГС в разрезах с постепенной

латеральной изменчивостью необходимо учитывать данные всех опорных скважин в районе бурения. С целью нивелирования недостатков применения сеточных моделей и метода ДСК был применен алгоритм моделирования, позволяющий получать модель пласта вдоль интересующей ГС. Возможность тонкой настройки влияния опорной скважины на формирование разреза позволила учесть сейсмические данные при формировании результата моделирования. На реальных данных продемонстрирована высокая сходимость моделей, построенных при помощи описанного алгоритма и метода кригинга.

Сочетание примененного подхода с возможностями модуля геонавигации программного комплекса Darcy [3] позволило создать удобный инструмент для решения задач геонавигации, учитывающий все особенности пространственного распределения свойств в геологическом разрезе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дэвис Дж.С.. Статистический анализ данных в геологии. Под ред. Родионов Д.А. М.: Недра, 1990. 319 с.
2. Исмагилов Н.С., Мухамадеев Д.С. Применение трехмерных спектральных моделей для геологического сопровождения бурения. Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 70—73. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-70-73. EDN: XTUIUP.
3. Каюров Н.К. и др. Программная реализация для проведения интегрированных расчетов при сопровождении бурения. Нефть. Газ. Новации. 2021. №. 4. С. 44—47.
4. Shepard D. A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data. Proceedings of the 1968 23rd ACM national conference. 1968. С. 517—524.

REFERENCES

1. Davis J.S. Statistical analysis of data in geology. Ed. Rodionov D.A. Moscow: Nedra, 1990. 319 p. (In Russ.).
2. Ismagilov N.S., Mukhamadeev D.S. Application of three-dimensional spectral models for geological support of drilling. Oil industry. 2018. No. 7. P. 70—73 (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-70-73. EDN XTUIUP
3. Kayurov N.K., et al. Software implementation for integrated calculations during drilling support. Oil. Gas. Innovations. 2021. No. 4. P. 44—47 (In Russ.).
4. Shepard D. A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data // Proceedings of the 1968 23rd ACM national conference. 1968. P. 517—524.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Романенко И.Е. — разработал и применил концепцию, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шпаков П.В. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шадчнев Н.А. — внес ключевые правки и предложения, указал приоритетные цели и задачи статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Жук В.В. — реализовал предложенный подход в программном обеспечении, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Каюров Н.К. — подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шкунов Е.В. — подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Romanenko I.E. — developed and applied the concept, prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Shpakov P.V. — developed the concept and prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Shadchnev N.A. — made key edits and suggestions, indicated the priority goals and objectives of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Zhuk V.V. — embodied the proposed approach in software and prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Kayurov N.K. — prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Shkunov E.V. — prepared the text of the article, gave final approval to the published version of the article. Agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Романенко Илья Евгеньевич* — главный специалист отдела геонавигации ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Ilya.Romanenko@novatek.ru
SPIN-код: 6083-7563
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-4115-4684>

Ilya E. Romanenko* — Chief Specialist of the Geonavigation Department of NOVATEK NTC LLC 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
e-mail: Ilya.Romanenko@novatek.ru
SPIN-code: 6083-7563
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-4115-4684>

Жук Владислав Витальевич — геофизик ООО «ННТЦ». 4г, ул. Кутателадзе, г. Новосибирск 630090, Россия
e-mail: vzhuk@nntc.pro
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8976-107X>

Vladislav V. Zhuk — geophysicist, NNTC LLC. 4g, Kutateladze St., Novosibirsk 630090, Russia
e-mail: vzhuk@nntc.pro
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8976-107X>

Шкунов Евгений Викторович — руководитель геологического отдела, ООО «ННТЦ». 4г, ул. Кутателадзе, г. Новосибирск 630090, Россия
e-mail: eshkunov@nntc.pro
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8686-0938>

Evgeniy V. Shkunov — Head of Geological Department, NNTC LLC. 4g, Kutateladze St., Novosibirsk 630090, Russia
e-mail: eshkunov@nntc.pro
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8686-0938>

Шпаков Павел Владимирович — главный технолог проекта, Департамент геологии и разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Pavel.Shpakov@novatek.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-7596-0679>

Pavel V. Shpakov — Chief Project Technologist, Department of Geology and Development, NOVATEK NTC. 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
e-mail: Pavel.Shpakov@novatek.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-7596-0679>

Шадчнев Николай Александрович — начальник управления, Департамент разработки месторождений ПАО «НОВАТЭК». Ленинский проспект, 90/2, Москва, 119415
e-mail: nikolay.shadchnev@novatek.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8429-9619>

Nikolay A. Shadchnev — Head of Department, Field Development Department, NOVATEK. 90/2 Leninsky Prospekt, Moscow, 119415
e-mail: nikolay.shadchnev@novatek.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8429-9619>

Каюров Никита Константинович — технический директор, ООО «ННТЦ». 4г, ул. Кутателадзе, г. Новосибирск 630090, Россия
e-mail: nkayurov@nntc.pro
SPIN-код: 7233-1448
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-8527-2802>

Nikita K. Kayurov — Technical Director, NNTC LLC. 4g, Kutateladze St., Novosibirsk 630090, Russia
e-mail: nkayurov@nntc.pro
SPIN-code: 7233-1448
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-8527-2802>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОРИГИНАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL ARTICLE

УДК 622.279

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-97-104>EDN: [NTFLWI](#)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН И ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

И.О. ХОДАКОВ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

75—79д, наб. реки Мойки, г. Санкт-Петербург 190000, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Эффективное планирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений требует комплексного подхода для достижения максимального экономического эффекта с соблюдением условий рационального использования запасов углеводородов месторождения, включающего не только определение технологических решений по разработке месторождения, включая количество скважин и систему разработки, но и оптимальное проектирование инфраструктуры.

Цель. Разработать методику оптимизации размещения эксплуатационных скважин, кустовых площадок, установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимных компрессорных станций (ДКС) с учетом технологических, экономических и географических ограничений.

Материалы и методы. Предложенный подход основан на математическом моделировании, включающем анализ плотности запасов в пласте для наиболее корректного размещения проектных скважин, учет затрат на строительство инфраструктуры и минимизацию затрат на транспортировку газа. Дополнительно рассматриваются ландшафтные ограничения, влияющие на размещение объектов инфраструктуры.

Результаты. В результате разработана методика, позволяющая максимизировать вовлекаемые в разработку запасы УВ, минимизировать капитальные затраты на строительство инфраструктуры и эксплуатационные расходы, что является ключевым фактором при проектировании месторождений.

Заключение. Разработанная методика и ее программная реализация могут быть использованы при проектировании новых газоконденсатных месторождений, а также для оптимизации схем разработки действующих объектов.

Ключевые слова: оптимизация газового промысла, интегрированное моделирование, сеть сбора и транспорта, минимизация затрат, газовый промысел, оптимизация количества скважин, оптимизация размещения скважин, оптимизация размещения кустов

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Ходаков И.О. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений за счет комплексной оптимизации схемы размещения скважин и элементов газового промысла. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):97—104. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-97-104> EDN: [NTFLWI](#)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025

Принята к публикации 23.07.2025

Опубликована 30.09.2025

INCREASING THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF GAS CONDENSATE FIELDS BY OPTIMIZING WELL ARRANGEMENT PATTERNS AND GAS PRODUCTION ELEMENTS

ILYA O. KHODAKOV

Gazpromneft STC LLC

75—79D, Moika River Embankment, St. Petersburg 190000, Russia

ABSTRACT

Background. Effective planning of gas and gas-condensate fields requires an integrated approach, which could ensure maximal economic effects while observing the conditions for the rational use of hydrocarbon reserves of the field. This includes not only effective technological solutions for field development, such as the number of wells and development systems, but also the optimal design of the entire infrastructure.

Aim. To develop a methodology for optimizing the placement of production wells, well pads, and booster compressor stations (BCS) taking into account technological, economic, and geographical constraints.

Materials and methods. The proposed approach is based on mathematical modeling, including an analysis of the density of reserves in the reservoir for the most competent placement of design wells, accounting for the costs of infrastructure construction and minimizing the costs of gas transportation. Additionally, landscape constraints affecting the placement of infrastructure facilities are considered.

Results. The developed approach allows the amount of hydrocarbon reserves involved in development to be maximized and the capital costs for infrastructure construction and operating costs to be minimized, which constitutes the key task of gas field planning.

Conclusion. The developed methodology and its software implementation can be used in the design of new gas condensate fields, as well as for optimizing the development schemes of existing facilities.

Keywords: gas field optimization, integrated modeling, collection and transportation network, cost minimization, gas field, well number optimization, well placement optimization, cluster placement optimization

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Khodakov I.O. Increasing the development efficiency of gas condensate fields by optimizing well arrangement patterns and gas production elements. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):97—104. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-97-104> EDN: NTFLWI

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 23 July 2025

Published 30 September 2025

Задачи оптимизации газового промысла на месторождениях природного газа

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений требует существенных капитальных вложений в строительство скважин и наземную инфраструктуру газового промысла [6, 9, 12]. При этом затраты на создание наземной инфраструктуры не только не уступают, но и зачастую превышают затраты на строительство скважин.

В общем виде объекты инфраструктуры газового промысла обычно включают: внутрпромысловые трубопроводы, газосборные пункты, оборудование промысловой подготовки газа, компрессорные станции, а также вспомогательные сооружения, в числе которых можно указать хозяйственные объекты, механические мастерские, транспортную сеть, объекты водоснабжения и связи [11, 10]. Количество, характер и мощность промысловых

сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики месторождения. При кустовом размещении скважин существенные затраты связаны с сооружением кустовых оснований.

Для обеспечения как экономической, так и технологической эффективности процесса разработки месторождений природных газов требуется оптимизация газового промысла с комплексным подходом к проектированию технологических процессов разработки месторождений природных газов и инфраструктурных решений [8, 14, 15]. Это предполагает построение объектов инфраструктуры с учетом планируемых технологических решений по разработке месторождений, включая систему размещения скважин и технологические режимы их эксплуатации, климатические и ландшафтные условия, а также требования по экспорту продукции с месторождения. Данная задача представляется довольно сложной ввиду жесткой взаимосвязи принимаемых решений по наземной инфраструктуре и технологических решений непосредственно по размещению устьев и забоев скважин на площади месторождения. Решение указанной задачи может проводиться путем совместной (комплексной) оптимизации размещения объектов инфраструктуры и скважин на месторождении. При этом в качестве критерия оптимизации следует рассматривать экономические показатели эффективности разработки с обеспечением максимально возможной выработки запасов углеводородов (УВ).

Ранее другие авторы в своих работах уже проводили исследования оптимизации размещения скважин и обустройства сети сбора и транспорта.

Так, в своей работе по оптимизации размещения скважин на газовых и газоконденсатных скважинах [7, 15] авторы отметили, что важным критерием при выборе расположения скважин является проницаемость коллектора, а также параметры трещин.

В работах А.И. Ермолаева [3, 4] рассматривались вопросы расстановки и кустования скважин. Автор привел несколько математических моделей решения данной задачи.

Кроме того, данная работа является продолжением серии работ, связанных с оптимизацией газоконденсатных промыслов. В статье на тему оптимизации режимов работы скважин [13] авторы рассматривали возможные способы для выравнивания объемов дренирования и снижения темпов падения пластового давления с помощью корректного выставления режимов работы скважин.

Алгоритм оптимизации газового промысла

Для оптимизации газового промысла был разработан автоматизированный алгоритм [1], предусматривающий нахождение наиболее оптимального с технологической и экономической точек зрения расположения скважин, кустовых площадок для скважин, установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС), а также других объектов промысла. Алгоритм направлен на минимизацию издержек строительства инфраструктуры рассматриваемого объекта (эксплуатационный объект, залежь, участок залежи и т.д.) при максимизации добычи газа с соблюдением заданных ограничений, включая географические и технологические условия.

При построении алгоритма оптимизации газового промысла учитывались следующие физические и технологические ограничения:

Географические ограничения

- *Заповедники и водоохраняемые зоны:* запрещено размещение кустовых площадок и ДКС на территории заповедников; забои скважин при этом могут располагаться на территории заповедников.

Технологические ограничения

- Максимальный угол наклона ствола скважины от кустовой площадки (принят в данном случае не более 60° и может варьироваться).

- Максимальное количество скважин, которое может быть размещено на одной кустовой площадке (принято в данном случае равным 5 в качестве оптимального, но не является обязательным).

- Минимальное количество скважин на залежи (принято при демонстрации данного алгоритма равным 5 и может быть пересмотрено), значение в процессе расчета оптимального количества скважин может варьироваться в зависимости от объема залежи и затрат на бурение.

Экономические ограничения

- Минимизация суммарного расстояния от кустов до площадок с УКПГ и ДКС для снижения издержек на транспортировку газа.

- Минимизация затрат на строительство кустовых площадок.

- Минимизация затрат на бурение скважин.

Алгоритм предполагает разбиение газонасыщенной площади пласта на ячейки различного размера в зависимости от конкретной задачи (значение вариативное, в данном конкретном случае приняты размером 500×500 м). Каждая ячейка имеет свои запасы газа, которые определяются по картам плотности запасов газа.

В рассматриваемом ниже примере запасы по ячейкам сетки варьируются в диапазоне от 50 до 150 условных единиц¹.

Указанные условия были приняты в качестве примера для возможности тестирования предлагаемого алгоритма. Они могут варьироваться в различных диапазонах, не учитываться или могут добавляться новые ограничения в зависимости от конкретных условий реальной залежи.

Этапы реализации алгоритма

Алгоритм состоит из нескольких этапов, на каждом из которых последовательно решаются отдельные задачи проектирования инфраструктуры.

1. Оптимизация количества скважин и их размещения

Выбор оптимального количества скважин является первоочередным этапом проектирования газового промысла. Чрезмерное увеличение количества скважин приводит к росту капитальных затрат на бурение, строительство инфраструктуры и эксплуатационные расходы, в то время как недостаточное количество скважин снижает эффективность разработки месторождения и приводит к низким коэффициентам извлечения углеводородов.

Оптимизация выполняется с учетом следующих факторов:

- экономической целесообразности — баланс между затратами на строительство скважин и доходами от добычи;
- запасов газа в ячейках продуктивного пласта — размещение скважин в наиболее перспективных областях залежи;
- ограничений по плотности размещения скважин — минимальное расстояние между скважинами для предотвращения взаимного влияния скважин и образования обширных зон пониженного давления.

Для выбора наиболее оптимального количества скважин авторами предлагается следующий подход.

Метод оптимизации

Оптимизация количества скважин решается упрощенно как дискретная задача оптимального выбора, в которой целевая функция представляет собой максимизацию прибыли при варьировании количества скважин.

Целевая функция расчета количества скважин имеет следующий вид:

$$\max n_{\text{СКВ}} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{СКВ}}} N_i \cdot C_{\text{прод}} - C_{\text{бур}} \right), \quad (1)$$

где $n_{\text{СКВ}}$ — количество эксплуатационных скважин; N_i — запасы в области дренирования (ячейки) скважины i ;

$C_{\text{прод}}$ — стоимость реализации 1000 м³ газа;

$C_{\text{бур}}$ — стоимость бурения одной скважины.

Дополнительно вводятся ограничения:

1. Минимальное расстояние между скважинами:

$$d(i, j) \geq d_{\text{яч}}, \quad \forall i, j, i \neq j,$$

где $d(i, j)$ — расстояние между центрами двух скважин; $d_{\text{яч}}$ — размеры принятых в расчетах ячеек сетки.

2. Экономическое ограничение:

$$n_{\text{СКВ}} \cdot C_{\text{бур}} \leq B_{\text{max}},$$

где B_{max} — капитальные вложения на бурение скважин.

3. Учет запасов в каждой ячейке. Скважины размещаются в ячейках с наибольшей плотностью запасов. Основными критериями выбора местоположения скважин являются:

- максимальная величина запасов газа — выбираются ячейки с наибольшими запасами;

• обеспечение равномерной выработки запасов УВ — скважины должны располагаться на достаточном расстоянии, чтобы избежать локального истощения пласта;

- минимальное расстояние между скважинами — не менее одной принятой в расчетах ячейки (в данном случае 500 м), что снижает интерференцию.

Оптимизация размещения выполняется методом дискретного линейного программирования, где целевая функция формулируется как:

$$\max \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{СКВ}}} N_i \cdot w_i \right). \quad (2)$$

Учитываются следующие ограничения:

$$\sum w_i = n_{\text{СКВ}}, \quad w_i \in \{0, 1\}, \quad d(i, j) \geq 500 \text{ м},$$

где w_i — бинарная переменная, принимающая значение 1, если в ячейке размещена скважина.

В результате решения комплекса данных задач получаем оптимальное количество скважин и расположение их забоев для заданных условий и карты плотности запасов.

Необходимо понимать, что при эксплуатации скважин необходимо грамотно подходить

¹ Запасы представлены в условных единицах.

к определению режимов работы скважин для их более продуктивной эксплуатации [2, 5].

2. Оптимизация расположения кустов

Кустовое расположение скважин позволяет существенно снизить затраты на строительство инфраструктуры, поскольку несколько скважин могут быть объединены в одну кустовую площадку, снижая суммарную протяженность трубопроводов, затраты на строительство дорог, а также упрощают процесс замера продукции и осмотра скважин.

В представленном алгоритме следующим этапом является оптимизация расположения кустов на объекте (залежи, месторождении).

Решение данной задачи основано на следующих ограничениях, накладываемых на расположение кустов и их строительство:

- проверка технологического ограничения на угол наклона ствола скважины ($\leq 60^\circ$ в данном примере);
- проверка ограничения на максимальное количество скважин на кусте (≤ 5 в данном примере);
- минимизация расстояния от скважины до кустовой площадки;
- проверка отсутствия заповедников, рек, озер в данных ячейках.

Если для группы скважин невозможно объединение в один куст из-за угла наклона или ограничений по количеству скважин, считается, что скважина является единичной. Кусты, связанные только с одной скважиной, не создаются ввиду экономической нецелесообразности. Вопрос о целесообразности работы с данными удаленными скважинами должен решаться отдельно с учетом экономических расчетов.

В рамках решения задачи учитывается, что куст и забой скважины могут располагаться в пределах одной ячейки (в таком случае тип скважины вертикальный или наклонно-направленный).

На первом этапе решения текущей задачи производится кластеризация скважин на группы с учетом минимизации расстояний между ними. Для этого используется алгоритм K-means, где:

- количество кластеров (кустов) определяется как $n_{\text{куст}} = n_{\text{скв}} / 5$;
- центроидами кустов изначально являются скважины с наибольшими запасами.

После первичной итерации кустования скважины перераспределяются по кустам так, чтобы минимизировать расстояние до центроида. Проверяется, что в каждом кусте не более 5 скважин. Если в кусте остается только одна скважина, то куст удаляется, а скважина остается самостоятельной.

На следующей итерации происходит поиск новых оптимальных координат куста:

$$K^* = \min \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} d(K, Wi) \right), \quad (3)$$

где K — координаты кустовой площадки; Wi — координаты скважины i ; $d(K, Wi)$ — расстояние между кустом и скважиной.

После определения положения кустов:

1. Проверяется соблюдение ограничений на угол наклона. Если угол превышает критические значения (в данном примере 60°), скважина исключается из куста или куст смещается.

2. Если куст попадает в природоохранные зоны (заповедник, водоем или иное), его местоположение корректируется с размещением в ближайшую доступную ячейку.

Предлагаемый автором подход позволяет рационально распределять кустовые площадки на месторождении, сокращая затраты на строительство и эксплуатацию инфраструктуры.

3. Оптимизация расположения площадок УКПГ и ДКС

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимные компрессорные станции (ДКС) являются важными объектами инфраструктуры газовых промыслов и предназначены для поддержания требуемого давления газа, а также обеспечения его транспортировки к пунктам подготовки или магистральным газопроводам.

При снижении пластового давления в процессе разработки месторождения давление на устье скважины становится недостаточным для самопроизвольного транспорта газа по трубопроводам. ДКС компенсирует это снижение, обеспечивая транспортировку газа в систему сбора и далее в магистральные газопроводы. За счет снижения забойного давления компримирование газа способствует повышению дебита скважин и увеличению объема извлекаемых запасов.

УКПГ и ДКС должны быть размещены таким образом, чтобы минимизировать суммарное расстояние до кустов и снизить затраты на транспортировку газа от кустовых площадок и компримирование газа. Оптимизация выполняется путем минимизации целевой функции:

$$\min \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{куст}}} d(K_i, D) \right), \quad (4)$$

где K_i — координаты кустовой площадки i ;

D — координаты УКПГ и ДКС.

Решение данной задачи проводится методом градиентной оптимизации (L-BFGS-B) с учетом ограничений:

- запрет на размещение УКПГ и ДКС в заповедниках и водоемах;
- выбор ближайшего допустимого участка, если оптимальная точка попадает в запрещенную зону.

Пример реализации алгоритма

Разработанный алгоритм был использован для оптимизации размещения на площади залежи скважин с кустовым основаниями и элементов инфраструктуры при проектировании разработки месторождений природного газа при предварительном обосновании вариантов разработки эксплуатационных объектов. На рисунке 1 в качестве примера приведен фрагмент газовой залежи для одного из месторождений УВ

в Западной Сибири с оптимизированными схемами размещения скважин на картах плотности запасов газа в варианте с количеством скважин 41 ед. Данная схема размещения скважин в дальнейшем может использоваться при проведении расчетов показателей разработки и проведении их технико-экономической оценки уже с учетом не только распределения начальных запасов газа, но и фильтрационных процессов.

Заключение

В данной работе рассмотрены задачи оптимизации газового промысла при проектировании разработки месторождений природного газа, включая оптимизацию: количества эксплуатационных скважин и размещения их забоев, размещения кустовых площадок и определения оптимального расположения УКПГ и ДКС на газовом промысле. Разработана методика, позволяющая максимизировать вовлекаемые

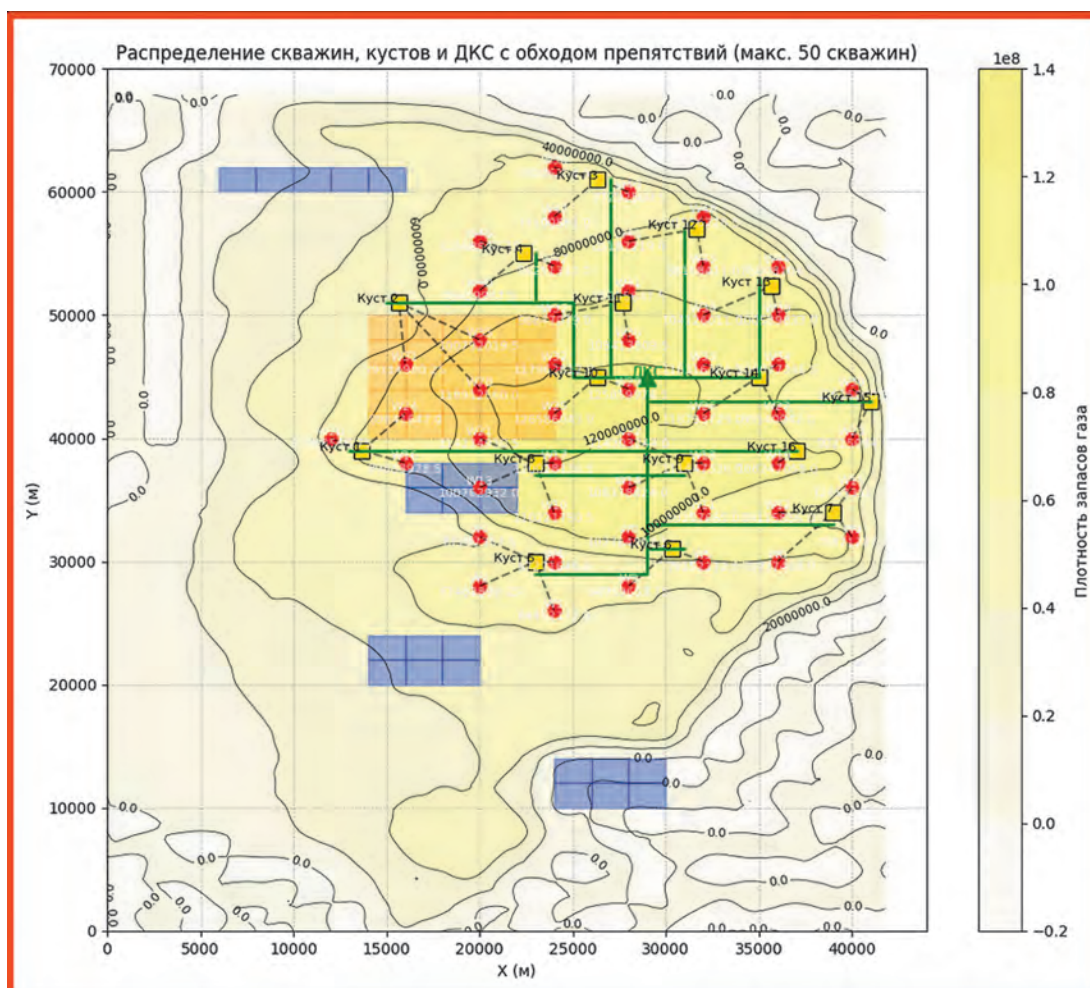


Рис. 1. Пример отработки алгоритма № 1 (количество скважин 41)
Fig. 1. Example of working out algorithm No. 1 (the number of wells 41)

в разработку запасы УВ, минимизировать капитальные затраты на строительство инфраструктуры и эксплуатационные расходы, что является ключевым фактором при проектировании месторождений.

Методика, предложенная автором, выполнена в виде программного кода, обеспечивающего автоматизированный расчет оптимального расположения объектов инфраструктуры газового промысла. Разработанный алгоритм включает встроенные средства визуализации, позволяя наглядно представить результаты расчетов в виде картографического отображения размещения скважин, кустов и ДКС, а также распределения запасов газа и изолиний пластового давления.

Таким образом, разработанная методика и ее программная реализация могут быть использованы при проектировании новых месторождений, а также для оптимизации схем разработки действующих объектов.

Дальнейшее развитие работы будет направлено на учет динамических процессов в пласте, интеграцию более сложных фильтрационных моделей и оптимизацию данной методики для применения ее в интеграции с гидродинамической моделью месторождения. Такой подход поможет не только более корректно проводить оптимизацию, учитывая динамические потоки, но и способствовать решению задачи равномерной выработки запасов [9, 12].

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. М.: Недра, 1987. 144 с.
2. Ермолаев А.И., Трубочева И.А., Некрасов А.А. Алгоритм оптимизации дебитов газоконденсатных скважин. Наука и техника в газовой промышленности. 2019. № 3. С. 26—34.
3. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели и алгоритмы размещения кустовых площадок и распределения скважин по кустам при разработке нефтяных и газовых месторождений. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2011. № 9. С. 29—32.
4. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Латипов А.Р. Проектирование оптимальных схем размещения скважин на газовых залежах. Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2021). 2021. С. 622—627.
5. Ермолаев А.И., Трубочева И.А., Некрасов А.А. Распределение заданного суммарного отбора газа по скважинам газоконденсатной залежи по критерию минимума потерь пластовой энергии. Наука и техника в газовой промышленности. 2019. № 2. С. 57—68.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: «Недра», 1974. 376 с.
7. Кааров Ж.З., Гаджиев М.Д. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах. Науки о Земле. 2020. № 5-3. С. 73—77.
8. Кабанов О.П., Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А. Методология создания адекватной технологической модели газоконденсатного промысла на основе результатов комплексного моделирования. Наука и техника в газовой промышленности. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. С. 30—36.
9. Лапердин А.Н. Совершенствование разработки газовых месторождений севера Западной Сибири на основе системного анализа геолого-промысловой информации: дис. д-ра техн. наук: 25.00.17. М., 2006. 390 с.
10. Маслов В.Н. Методология и технология управления разработкой крупных газовых месторождений севера Западной Сибири: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17. Тюмень, 2007. 392 с.
11. Никоненко И.С., Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система. М.: Недра, 1998. 343 с.
12. Скоробогач М.А. Совершенствование методов управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2012. 119 с.
13. Ходаков И.О., Шандрыгин А.Н. К вопросу оптимизации технологических режимов скважин для повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. Недропользование XXI. 2024. № 1(102). С. 58—63.
14. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. Dissertation submitted to the department of petroleum engineering and the committee on graduate studies of Stanford university for the degree of doctor of philosophy. June 2002. P. 35—40.
15. Ilsik Jang, Seeun Oh, Hyunjeong Kang, Juhwan Na. Multi-well placement optimisation using sequential artificial neural networks and multi-level grid system. Oil, Gas and Coal Technology. 2020. No. 4. P. 445—465.

REFERENCES

1. Vasiliev Yu.N. Automated control system for gas field development. Moscow: Nedra, 1987. 144 p. (In Russ.).
2. Ermolaev A.I., Trubacheva I.A., Nekrasov A.A. Algorithm for optimizing gas condensate well flow rates. Science and Technology in the

- Gas Industry. 2019. No. 3. Pp. 26—34. (In Russ.).
3. Ermolaev A.I., Kuvichko A.M., Soloviev V.V. Models and algorithms for placing well pads and distributing wells among well pads during the development of oil and gas fields. Automation, telemechanization and communication in the oil industry. 2011. No. 9. Pp. 29—32 (In Russ.).
4. Ermolaev A.I., Kuvichko A.M., Latipov A.R. Design of Optimal Well Placement Schemes in Gas Deposits. Management of Large-Scale Systems Development (MLSD'2021). 2021. pp. 622—627 (In Russ.).
5. Ermolaev AI, Trubacheva IA, Nekrasov AA Distribution of a Given Total Gas Production by Wells of a Gas Condensate Deposit Based on the Criterion of Minimum Reservoir Energy Losses. Science and Technology in the Gas Industry. 2019. No. 2. pp. 57—68 (In Russ.).
6. Zakirov SN, Lapuk BB Design and Development of Gas Fields. Moscow: «Nedra», 1974. 376 p. (In Russ.).
7. Kaarov Zh.Z., Gadzhiev MD Development of Methods for Optimizing the Placement of Horizontal Wells in Gas and Gas Condensate Deposits. Earth Sciences. 2020. No. 5-3. P. 73—77 (In Russ.).
8. Kabanov O.P., Kasperovich A.G., Omelchenko O.A., Rychkov D.A. Methodology for creating an adequate technological model of gas condensate production based on the results of complex modeling. Science and technology in the gas industry. Moscow: OOO IRC Gazprom, 2006. P. 30—36 (In Russ.).
9. Laperdin A.N. Improving the development of gas fields in the north of Western Siberia based on a system analysis of geological and field information: dis. Doctor of Engineering Sciences: 25.00.17. Moscow, 2006. 390 p. (In Russ.).
10. Maslov V.N. Methodology and technology for managing the development of large gas fields in the north of Western Siberia: dis. ... Doctor of Engineering Sciences. sciences: 25.00.17. Tyumen, 2007. 392 p. (In Russ.).
11. Nikonenko I.S., Vasiliev Yu.N. Gas production enterprise as a complex system. Moscow: Nedra, 1998. 343 p. (In Russ.).
12. Skorobogach M.A. Improving gas production system management methods based on rational use of reservoir energy: diss. Cand. sciences: 25.00.17. Moscow, 2012. 119 p.
13. Khodakov I.O., Shandrygin A.N. On the issue of optimizing well operating modes to improve the efficiency of gas condensate field development. Subsoil Use XXI. 2024. No. 1 (102). P. 58—63 (In Russ.).
14. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. Dissertation submitted to the department of petroleum engineering and the committee on graduate studies of Stanford university for the degree of doctor of philosophy. June 2002. P. 35—40.
15. Ilsik Jang, Seeun Oh, Hyunjeong Kang, Juhwan Na Multi-well placement optimization using sequential artificial neural networks and multi-level grid system. Oil, Gas and Coal Technology. 2020. No. 4. P. 445—465.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Ходаков И.О. — обучаясь в аспирантуре ООО «ВНИИГаз», разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ilya O. Khodakov — studying in the graduate school of VNIIGaz, developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Ходаков Илья Олегович — руководитель направления центра компетенций по развитию интегрированного моделирования активов ООО «Газпромнефть НТЦ». 75—79д, наб. реки Мойки, г. Санкт-Петербург 190000, Россия
e-mail: Khodakov.IO@gazprom-neft.ru
тел.: +7 (812) 448-24-01 (доб. 3366),
+7 (985) 486-06-70
SPIN-код: 1162-6676

Ilya O. Khodakov — Head of the Competence Center for the Development of Integrated Asset Modeling Gazpromneft STC LLC. 75—79D, Moika River Emb., St. Petersburg 190000, Russia
e-mail: Khodakov.IO@gazprom-neft.ru
tel.: +7 (812) 448-24-01 (ext. 3366),
+7 (985) 486-06-70
SPIN-code: 1162-6676

ОРИГИНАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL ARTICLE

УДК 550.8.05

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-105-111>

EDN: [OEMWLY](https://oemwly.ru)



ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ

У.С. СЕРИКОВА, А.К. ШАТЫРОВ*

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Присахалинский шельф — один из ключевых нефтегазоносных регионов России, где сосредоточены значительные запасы углеводородов. Основные месторождения расположены в пределах Сахалинского шельфа Охотского моря, включая Северо-Сахалинский нефтегазоносный бассейн и Восточно-Сахалинскую нефтегазоносную область.

Цель. Анализ геолого-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов.

Материалы и методы. Систематизация данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ.

Результаты. Для развития геолого-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов рекомендованы технологические решения, экологические, экономические и регуляторные меры.

Ключевые слова: Присахалинский шельф, Киринское месторождение, платформа, разработка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С., Шатыров А.К. Особенности геолого-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов на Присахалинском шельфе. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):105—111. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-105-111> EDN: [OEMWLY](https://oemwly.ru)

Статья поступила в редакцию 18.08.2025

Принята к публикации 22.09.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

FEATURES OF GEOLOGICAL EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF SAKHALIN SHELF HYDROCARBON DEPOSITS

ULYANA S. SERIKOVA, ANAR K. SHATYROV*

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

ABSTRACT

Background. The Sakhalin shelf is one of the key oil and gas regions of Russia, where significant hydrocarbon reserves are concentrated. The main deposits are located within the Sakhalin shelf of

the Sea of Okhotsk, including the North Sakhalin oil and gas basin and the East Sakhalin oil and gas region.

Aim. Analysis of geological exploration and development of hydrocarbon deposits in the area under study.

Materials and methods. Review of data and materials borrowed from reference literature, stock sources, field data, and scientific publications.

Results. Technological solutions, environmental, economic, and regulatory measures are recommended for geological exploration and development of hydrocarbon deposits.

Keywords: Sakhalin shelf, Kirinskoye field, platform, development

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Serikova U.S., Shatyrov A.S. Features of geological exploration and development of Sakhalin shelf hydrocarbon deposits. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):105—111. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-105-111> EDN: OEMWLY

Manuscript received 18 August 2025

Accepted 22 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Освоение шельфа сопряжено с рядом геологических, технических и экологических сложностей, связанных с геолого-геофизическими и экологическими условиями развития региона. Прежде всего это сложность строения недр (наличие разломов, сейсмическая активность); суровый климат (ледовый покров зимой, сильные штормы); технические сложности (применение самоходных буровых установок (СПБУ) и стационарных платформ, подводное дообустройство); логистика (удаленность от инфраструктуры, зависимость от ледокольного флота); экологические риски (высокая чувствительность экосистемы, строгие экологические требования).

Методика исследований

На месторождениях Присахалинского шельфа используются современные инновационные методы и технологии. Так, на месторождении Чайво применялись кустовые площадки и добыча с помощью гравитационного основания (платформа «Орлан»), на Аркутун-Даги использовалась платформа «Беркут» — одна из самых тяжелых в мире и платформа «Моликпак», проектирование которых велось с учетом ледовых нагрузок и сейсмичности.

Результаты исследований

Буровая платформа «Орлан» (проект «Сахалин-1»). С платформы пробурена самая

протяженная скважина в мире на месторождении «Чайво». Эксплуатационная скважина О-14 пробурена в направлении крайней юго-восточной оконечности месторождения. Скважина имеет самую большую в мире глубину по стволу, равную 13 500 метров, и горизонтальный участок ствола длиной 12 033 метра. Рекордная скважина выполнена по схеме одного ствола, это когда из одного устья пробурено несколько стволов, но на платформе уже есть многостволовые скважины. Платформа «Орлан» первоначально носила название «Glomar Beaufort sea I» (Гломар Бофорт Си I) и была построена в 1983—1984 гг. в Японии. Платформа эксплуатировалась в качестве установки разведочного бурения. В результате ее эксплуатации было практически доказано, что конструкция платформы приспособлена для круглогодичной эксплуатации в суровых арктических условиях [14]. После глобальной модернизации, когда на платформе смонтировали новейшее буровое оборудование (а по сути, от старой платформы осталось только основание), «Орлан» был отбуксирован на место постоянной стоянки. Его понтоны были заполнены, и платформа навсегда опустилась на подготовленное дно Охотского моря [5].

Платформа «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги («Сахалин-1»). Длина платформы 105 м, ширина — 60 м, высота с основанием — 144 м. Практически равна 50-этажному зданию. Самая мощная из существующих в мире буровых

установок позволяет обеспечить, согласно модели разработки, бурение скважин с отходом от вертикали не менее 7 километров [3].

Таким образом, платформа, по сути, является гигантской кустовой площадкой, позволяющей максимально эффективно обеспечить разработку морских месторождений. С одной этой платформы будет пробурено 45 скважин с пиком суточной добычи в 12 тысяч тонн, что даст 4,5 млн тонн нефти в год. Предусматривается бурение 28 нефтедобывающих и 16 водонагнетательных скважин и 1 скважины для закачки шлама [1]. Платформа расположена на расстоянии 25 км от берега, на участке, где глубина моря достигает 35 м. На «Беркуте» впервые в мире применена система сейсмозащиты, позволяющая выдержать удар землетрясения силой в 9 баллов без нарушения работоспособности. «Беркут» не боится низких температур и рассчитан на работу в условиях минус 44 °С, выдержит волну высотой более 18 м (это практически цунами) и давление льда толщиной 2 м [12].

Нефтегазодобывающая платформа «Моликпак» (проект «Сахалин-2»). Платформа представляет собой переоборудованную буровую установку, которая ранее использовалась в арктических водах у побережья Канады. Платформа «Моликпак» расположена в 16 км от побережья северо-восточной части о. Сахалин. Ширина платформы составляет 120 м. Вес — более 37 500 т [15]. Производственная мощность: нефть — 90 тыс. бар./сут (11 538 т/сут); попутный газ — 1,7 млн м³/сут. Промышленная добыча шельфовой нефти на платформе «Моликпак» началась в 1999 году на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения. С 2008 года, после перехода на круглогодичную отгрузку нефти, платформа стала частью общей производственной цепочки проекта «Сахалин-2» [9].

Платформа «Пильтун-Астохская-Б». Самая крупная платформа, установленная на проекте «Сахалин-2». С конца 2008 года на платформе ведется добыча нефти и попутного газа на Пильтунской площади Пильтун-Астохского нефтяного месторождения. Углеводороды поступают через транссахалинскую трубопроводную систему на завод по производству СПГ и терминал отгрузки нефти комплекса «Пригородное». Платформа спроектирована для круглогодичной эксплуатации в условиях суровых климатических, волновых, ледовых и сейсмических нагрузок [8].

Платформа «Лунская-А» (ЛУН-А). Первая в России морская газодобывающая платформа. На платформе ЛУН-А добываются основные

объемы газа проекта. Разделение нефти/конденсата и газа, в том числе обработка газа для транспортировки на завод по производству СПГ, производится на объединенном береговом технологическом комплексе. Платформа спроектирована для круглогодичной эксплуатации в условиях суровых климатических, волновых, ледовых и сейсмических нагрузок [2].

В настоящее время мировой уровень подводных технологий способен соответствовать большинству приведенных условий, поэтому впервые в российской практике добыча продукции на Кирином месторождении будет осуществляться с подводного газового промысла (рис. 1) [10].

В процессе развития подводных технологий были опробованы различные технические предложения. В конечном счете разработчики ПДК пришли к нескольким базовым техническим и схемным решениям, у каждого из которых есть свои преимущества и недостатки, поэтому выбор того или иного варианта осуществляется в зависимости от конкретных условий. Современные подводные добычные комплексы включают в себя полный набор оборудования для добычи. Компактность и модульный принцип построения конструкций оборудования позволяют осуществить транспортировку на месторождение, установку и соединения элементов ПДК в относительно небольшой период времени, ограниченный погодными условиями или ледовой обстановкой [7].

Для выпускаемых подводных добычных комплексов различной конфигурации разработана полная номенклатура технических средств и инструментов для монтажа, демонтажа и обслуживания оборудования под водой как с помощью водолазов, так и посредством дистанционно управляемых подводных аппаратов [4].

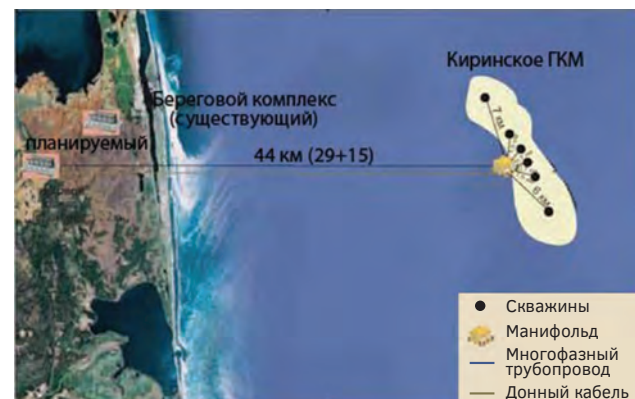


Рис. 1. Схема обустройства Кириного ГКМ
Fig. 1. The scheme of arrangement of the Kirinsky GCD

Разработка месторождений будет осуществляться с применением подводных добычных комплексов на донных плитах, содержащих подводные кусты скважин, манифольд и энергоблок, и внутривысоководных трубопроводов и шлангокабелей. Продукция скважин будет поступать на сборный манифольд, далее под пластовым давлением транспортироваться на береговую установку комплексной подготовки газа (УКПГ), специально построенную для Киринского блока проекта «Сахалин-3». Для месторождений Киринского блока возможно применение также подводных компрессоров. Применение технологий подводного компримирования газа позволит продлить жизнь месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки в режиме падающего давления и активного водопоявления, что особенно важно для месторождений, обустроенных с использованием подводных технологий и находящихся на значительном расстоянии от берега [6].

Для повышения эффективности освоения и разработки месторождений Присахалинского шельфа необходим учет горно-геологических и нефтегазопромысловых особенностей. Геология Присахалинского шельфа требует применения высокотехнологичных решений, что делает освоение дорогим, но перспективным. Успешная разработка возможна только при комплексном учете тектонических, гидрологических и экологических факторов [13].

Основные горно-геологические особенности: сложное тектоническое строение, глубоководные условия (до 1,5 км) и сложные ледовые условия зимой, неоднородность коллекторов — залежи связаны с кайнозойскими отложениями (миоцен-плиоцен), представленными песчаниками с изменчивой пористостью и проницаемостью, наличие газовых шапок и сложных УВ систем — многие месторождения имеют нефтегазовые залежи с высоким содержанием сероводорода и CO₂. Проектные решения по разработке и обустройству месторождений обусловлены тремя основными факторами: наличием сезонного ледового режима; глубиной воды и расстоянием до объектов береговой инфраструктуры [11]. Учитывая относительно небольшое количество скважин и близость береговых сооружений, разработка и обустройство предусматриваются с использованием подводных технологий добычи, что позволяет сократить сроки ввода месторождения и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии. Промысел создается скважинами с подводным заканчиванием, которые соединяются промысло-

выми трубопроводами со сборным манифольдом, откуда сборный подводный трубопровод обеспечивает доставку продукции скважин на береговую УКПГ. Названные особенности влияют на освоение и разработку месторождений УВ.

На освоение:

- высокие затраты на разведку из-за глубоководья и сложных климатических условий;
- необходимость 3D-сеймики и сложного моделирования для учета разломов и неоднородности пластов;
- риски при бурении (выбросы, поглощение бурового раствора из-за трещиноватости).

На разработку:

- применение морских платформ (например, «Моликпак», «Беркут») с учетом ледовых нагрузок и сеймики;
- гидроразрыв пласта (ГРП) и горизонтальное бурение для увеличения продуктивности неоднородных коллекторов;
- системы поддержания пластового давления (ППД) из-за быстрого падения давления в низкопроницаемых пластах;
- обработка сероводорода и утилизация CO₂ для соответствия экологическим стандартам.

Основными вызовами являются обводнение (активная подошвенная вода в турогеновой свите), снижение пластового давления (особенно на Пильтун-Астохском месторождении), низкая проницаемость глубоких горизонтов.

Экономическими и экологическими вызовами являются:

- высокая себестоимость добычи (требуются передовые технологии);
- экологические риски (разливы нефти в ледовых условиях сложно ликвидировать);
- зависимость от международных партнеров (проекты «Сахалин-1, -2» изначально разрабатывались с Exxon, Shell).

Влияние анализа и типизации горно-геологических условий на эффективность освоения:

1. Оптимизация проектных решений:

- выбор типа морской платформы (стационарная, плавучая, подводная добыча) зависит от глубины и ледовых условий;
- системы разработки (естественный режим, ППД, газовые методы) подбираются на основе анализа коллекторов и флюидов.

2. Снижение геологических рисков:

- прогноз зон аномальных давлений и разломов уменьшает аварийность при бурении;
- моделирование неоднородности пластов повышает КИН (коэффициент извлечения нефти).

3. Экономическая эффективность:

- снижение затрат за счет выбора оптимальных технологий (например, мультилатеральное бурение вместо вертикального);
- сокращение сроков разведки и ввода в эксплуатацию благодаря типовым решениям для схожих месторождений.

4. Экологическая безопасность:

- учет ледовых условий предотвращает аварии (например, усиление платформ «Беркут» для работы в Арктике);
- анализ распространения возможных разливов помогает в планировании аварийных мер.

Глубокий анализ горно-геологических условий на Присахалинском шельфе трансформируется в конкретные инженерные решения, обеспечивая повышение извлекаемости на 15—20%; снижение аварийности при бурении в 2—3 раза; оптимизацию капитальных затрат до 25%.

Заключение

Для развития ГРП и освоения месторождений УВ рекомендованы следующие решения:

Технологические решения. Внедрение подводных добычных комплексов (как на проекте «Сахалин-3») и использование роботизированных систем для ремонта скважин. Применяемые технологии горизонтального бурения (Чайво, Одопту). Морской ГРП (для низкопроницаемых зон), поддержание пластового давления. Применение цифровых технологий: 3D-сейсмика для повышения точности разведки. Создание цифровых двойников месторождений для оптимизации разработки.

Экологические меры. Спутниковый контроль за разливами. Использование биоремедиации для ликвидации загрязнений. Переход на низкоэмиссионные технологии: Утилизация ПНГ (путного нефтяного газа). Водооборотные системы для минимизации сбросов.

Экономические и регуляторные меры. Поддержка российских производителей бурового оборудования. Развитие судостроения (строительство СПБУ на дальневосточных верфях). Гибкая налоговая политика: Введение налоговых каникул для новых проектов. Упрощение процедур госэкспертизы для ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Сахалин-2» // Газпром URL: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2/> (дата обращения: 01.09.2025).
2. Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Гайдук А.В., Гируц М.В., Лобусев М.А., Серов С.Г., Кузнецов Н.Б., Романюк Т.В. и др. Углеводородные-биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднекембрийских и нижнекембрийских пород Катаганской седловины (Сибирская платформа) // Геохимия. 2017. № 4. С. 335—343.
3. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38—42.
4. Зайцев В.А., Серикова У.С. Геомеханическая модель коллекторов Аяшского ЛУ Присахалинского шельфа // Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях. — М.: Нефть и газ, 2017. С. 157—165.
5. Зайцев В.А., Серикова У.С. Геомеханическая модель коллекторов Восточно-Одоптинского блока Присахалинского шельфа // Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях. — М.: Нефть и газ, 2017. С. 166—181.
6. Ильина С.В. Проблемы при выборе типа морской стационарной платформы для работы в ледовых условиях // Технические науки в России и за рубежом. — М.: Ваш полиграфический партнер, 2011. — С. 86—91.
7. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Серикова У.С. Влияние неотектоники на эволюцию углеводородных систем в акватории Охотского моря // Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа. — М.: Нефть и газ, 2017. С. 20—23.
8. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ // Нефть, газ и бизнес. 2014. — № 7. С. 28—34.
9. Липидус А.Л., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Мовсумзаде Э.М., Салихова И.М., Жагфаров Ф.Г. Природные битумы — физико-химические свойства и технологии добычи // Химия твердого топлива. 2018. № 6. С. 4—15.
10. Мансуров М.Н., Захаров Е.В. Геологические предпосылки и принципы разработки месторождений блока «Сахалин-3» // ROGTEC Magazine. — 2012. — С. 48—57.
11. Романов П.А., Серикова У.С., Челябин Е.Д., Перов А.Д. Механизм и пути миграции углеводородов в Южно-Каспийском бассейне // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2025. № 2. С. 8—19.
12. Шатыров А.К. Применение результатов геофизических исследований скважин для решения региональных геологических задач // Науки о Земле. Современное состояние. — Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2024. С. 108—110.
13. Шатыров А.К. Прогноз нефтегазовых резервуаров Охотского моря на основе интерпретационной обработки сейсмического материала // Известия

высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023. № 4. С. 66—80.

14. Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Lapidus A.L., Giruts M.V., Mustaev R.N., Zhagfarov F.G., et al. Physicochemical properties and genesis of the asphaltites of Orenburg oblast. *Solid Fuel Chemistry*. 2018. No. 2. P. 128—137.

15. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Environment for the formation of shale oil and gas accumulations in low-permeability sequences of the maikop series, fore-caucasus. *Oriental Journal of Chemistry*. 2017. No. 2. P. 879—892.

REFERENCES

1. “Shakhalin-2” // URL to view: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2/> (date of access: 09/01/2025) (In Russ.).
2. Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gaiduk A.V., Giruts M.V., Lobusev M.A., Serov S.G., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. and others. Hydrocarbon-biomarkers and hydrocarbons of diamond-like structure from the Late Precambrian and Lower Cambrian rocks of the Katagan Saddle (Siberian Platform) // *Geochemistry*. 2017. No. 4. pp. 335—343 (In Russ.).
3. Guliyev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the Earth: scale and consequences // *Mining magazine*. 2018. No. 11. pp. 38—42 (In Russ.).
4. Zaitsev V.A., Serikova U.S. Geomechanical model of reservoirs of the Ayashsky LU Prisakhalinsky shelf // *Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in marine areas*. Moscow: Oil and Gas, 2017. pp. 157—165 (In Russ.).
5. Zaitsev V.A., Serikova U.S. Geomechanical model of reservoirs of the East Odoptin block of the Prisakhalinsky shelf // *Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in marine areas*. — Moscow: Oil and Gas, 2017. pp. 166—181 (In Russ.).
6. Ilyina S.V. Problems in choosing the type of offshore stationary platform for operation in ice conditions // *Technical sciences in Russia and abroad*. Moscow: Your polygraphic Partner, 2011. pp. 86—91 (In Russ.).
7. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Serikova U.S. The influence of neotectonics on the evolution of hydrocarbon systems in the waters of the Sea of Okhotsk // *Actual issues of prospecting and exploration of oil and gas fields*. Moscow: Oil and Gas, 2017. pp. 20—23 (In Russ.).
8. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Serikova U.S. Strategy and tactics of the development of hydrocarbon resources on the shelf of the Russian Federation // *Oil, gas and business*. 2014. — No. 7. pp. 28—34 (In Russ.).
9. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen — physico-chemical properties and extraction technologies // *Chemistry of solid fuels*. 2018. No. 6. pp. 4—15 (In Russ.).
10. Mansurov M.N., Zakharov E.V. Geological developments and applications for the development of the Shakhalin-3 space block // *ROGTEC Journal*. — 2012. — pp. 48—57 (In Russ.).
11. Romanov P.A., Serikova U.S., Chelyapin E.D., Perov A.D. The mechanism and ways of hydrocarbon migration in the South Caspian basin // *News of higher educational institutions. Geology and exploration*. 2025. No. 2. pp. 8—19 (In Russ.).
12. Shatyrov A.K. Application of the results of geophysical studies of wells to solve regional geological problems // *Earth Sciences. The current state*. Novosibirsk: Novosibirsk National Research State University, 2024. pp. 108—110 (In Russ.).
13. Shatyrov A.K. Forecast of oil and gas reservoirs of the Sea of Okhotsk based on interpretative processing of seismic material // *News of higher educational institutions. Geology and exploration*. 2023. No. 4. pp. 66—80 (In Russ.).
14. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Lapidus A.L., Giruts M.V., Mustaev R.N., Zhagfarov F.G. and others. Physicochemical properties and genesis of asphaltites of the Orenburg region. *Chemistry of solid fuels*. 2018. No. 2. pp. 128—137.
15. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Conditions of formation of shale oil and gas deposits in low-permeable strata of the Maikop series, the Anterior Caucasus. *Oriental Chemical Journal*. 2017. No. 2. pp. 879—892.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Серикова У.С. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шатыров А.К. — внес вклад в работу при поиске материалов, анализе данных и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ulyana S. Serikova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finalized the published version of the article and agree to assume responsibility for all aspects of the work.

Anar K. Shatyrov — contributed to the work in the search for materials, data analysis and agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Серикова Ульяна Сергеевна — доктор технических наук, доцент, профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: lubava45@gmail.com
тел.: +7 (965) 429-39-79
SPIN-код: 9363-4064
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Шатыров Анар Камандарович* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
тел.: +7 (926) 142-77-63
SPIN-код: 5794-0287
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Ulyana S. Serikova — Dr. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: lubava45@gmail.com
tel.: +7 (965) 429-39-79
SPIN-code: 9363-4064
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Anar K. Shatyrov* — Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
tel.: +7 (926) 142-77-63
SPIN-code: 5794-0287
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ЧАСТОТНО-ЗАВИСИМАЯ БАЛАНСИРОВКА АМПЛИТУД КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МОВ-ОГТ 3D В СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ

В.В. СОКОЛОВСКИЙ, Ю.Н. ДОЛГИХ*, Д.В. ГУЛЯЕВ

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень, 625031, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Введение. Изложены методические принципы и продемонстрированы результаты использования частотно-зависимой балансировки амплитуд сейсмических трасс для повышения качества и разрешающей способности результатов обработки съемок МОВ-ОГТ 3D в сложных поверхностных и глубинных условиях, характерных для районов работ компании «НОВАТЭК». На конкретных примерах показан потенциал повышения информативности, выявления деталей геоморфологии и седиментологии за счет сочетания частотно-зависимого подхода к обработке амплитуд с 5D-регуляризацией данных. Приведены некоторые объективные оценки достоверности результата расширения спектра сейсмического сигнала с помощью нейросетевого подхода — в сравнении с разработанной и внедренной НОВАТЭК НТЦ технологией.

Цель. Раскрыть потенциал и перспективы применения современных углубленных подходов к спектральной и пространственной обработке сейсмических данных в контексте повышения качества и разрешающей способности результатов.

Материалы и методы. В работе использовались материалы разнородных в методическом отношении архивных и современных сейсмических съемок МОВ-ОГТ 3D, отработанных с использованием различных (взрыв, вибро, импульс) источников возбуждения волн. Обработка данных осуществлялась с использованием наиболее современных на тот момент времени программ и методических подходов.

Результаты. Публикуемые результаты представляют собой корректные, насколько это возможно, сопоставления сейсмических образов, параметров и атрибутов — по данным итоговых мигрированных кубов МОВ-ОГТ 3D.

Заключение. Применение частотно-зависимого способа балансировки амплитуд является теоретически обоснованным и необходимым в районах деятельности компании «НОВАТЭК». В сочетании с 5D-регуляризацией этот методический подход создает предпосылки для повышения достоверности геологической интерпретации сейсмических данных и увеличения точности прогноза продуктивности.

Ключевые слова: частотно-зависимая обработка, 5D-регуляризация, компенсация аномалий, верхняя часть разреза, расширение спектра, повышение разрешающей способности, нейросетевой подход

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Соколовский В.В., Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В. Частотно-зависимая балансировка амплитуд как способ повышения качества и разрешающей способности результатов обработки данных МОВ-ОГТ 3D в сложных поверхностных и глубинных условиях. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):112—127. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-112-127> EDN: [OERITV](https://oeritv.ru)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025
Принята к публикации 23.07.2025
Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

FREQUENCY-DEPENDENT AMPLITUDE BALANCING AS AN APPROACH TO IMPROVING THE QUALITY AND RESOLUTION OF 3D REFLECTION SEISMIC SURVEY DATA IN SEVERE SURFACE AND SUBSURFACE CONDITIONS

VLADĪMĪR V. SOKOLOVSKY, YURĪ N. DOLGIKH*, DENĪS V. GULYAEV

Limited Liability Company "NOVATEK Scientific and Technical Center"
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen, 625031, Russian Federation

ABSTRACT

Background. This article describes the methodological principles of applying frequency-dependent balancing of seismic trace amplitudes to improve the quality and resolution of 3D reflection seismic survey data in severe surface and subsurface conditions, which are typical of the exploration area of the NOVATEK company. By using specific examples, the potential of the frequency-dependent approach to amplitude processing combined with 5D data regularization is demonstrated. This approach allows the data informativity to be increased and the geomorphological and sedimentological details to be obtained. Objective assessments of the reliability of expansion of the seismic signal spectrum using the neural network approach are presented, in comparison with the technology developed and implemented by the NOVATEK Scientific and Technical Center.

Objective. To determine the prospects of modern approaches to spectral and spatial processing of seismic data in the context of improving the quality and resolution of the results.

Materials and methods. The materials of methodologically non-homogenous archive and modern 3D reflection seismic surveys, processed using various (explosion, vibration, impulse) sources of wave excitation, were used. Data processing was carried out using the methods and approaches most contemporary at the respective period of time.

Results. The conducted analysis of the published results established their correctness in comparing seismic images, parameters, and attributes based on the data of the final migrated cubes of 3D reflection seismic surveys.

Conclusion. Frequency-dependent amplitude balancing is a theoretically justified and recommended method for application in the exploration area of the NOVATEK company. In combination with 5D regularization, this methodological approach creates the prerequisites for increasing the reliability of geological interpretation of seismic data and increasing the accuracy of the productivity forecast.

Keywords: frequency-dependent processing, 5D regularization, anomaly compensation, upper part of the section, spectrum expansion, resolution enhancement, neural network approach

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Sokolovsky V.V., Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V. Frequency-dependent amplitude balancing as an approach to improving the quality and resolution of 3D reflection seismic survey data in severe surface and subsurface conditions. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):112—127. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-112-127> EDN: OERITV

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 23 July 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Введение

В рамках настоящей статьи будут представлены некоторые результаты применения технологии обработки данных, адаптированной под характерные для районов работ «НОВАТЭК» сложные поверхностные и глубинные условия. Технология базируется на адаптивных частотно-зависимых подходах к компенсации аномалий амплитуд и спектров сейсмических данных.

Для поверхностных условий участков работ «НОВАТЭКа» характерно наличие сложной и изменчивой верхней части разреза (ВЧР), представляющей собой сочетание факторов орогидрографии, зоны пониженных скоростей, многолетней мерзлоты, что само по себе является серьезной и многогранной проблемой [3—5, 15]. При этом мерзлое состояние верхнего слоя ВЧР благоприятствует применению вибросейсмических (рис. 1а) источников [1, 2, 10, 12]. На наших лицензионных участках встречается много крупных (до 16 км) озер, получение кондиционных данных в пределах которых является вдвойне проблематичным: из-за повышенного уровня помех и из-за необходимости размещения там источников возбуждения. Использование поверхностных импульсных источников позволяет компенсировать обусловленные упомянутыми озерами «пробелы» в сейсмических данных, пусть и с некоторыми сложностями из-за повышенного уровня помех (рис. 1б, в). Работа же на акватории крупных озер с вибрационными и взрывными источниками вообще не является реальной.

Все приемы обработки «НОВАТЭК НТЦ» реализуются в рамках классической теории, сверточного подхода (рис. 2). Основные параметры сейсмической трассы, над которыми возможны преобразования, — это амплитуда, частота (период), фаза.

В настоящей статье мы будем говорить о преобразованиях амплитуды и частоты, проблему корректировок (дворотов) фазы оставим за рамками нашего рассмотрения. Это отдельная серьезная проблема, известная всем, кто работал в условиях мелководья и зоны транзита [11], особенно в присутствии изменчивых донных отложений и при переменных глубинах акватории. Мы владеем методическими подходами оценивания и устранения такого рода фазовых искажений,

но в рамках данной статьи касаться их не будем, сосредоточившись на искажениях амплитуд и частот.

Сейсмические съемки «НОВАТЭКа», особенно если речь идет о переобработке в едином ключе материалов прошлых лет в рамках зональных проектов (рис. 3), часто являются методически разнородными и отработанными с использованием различных источников (вибро, импульс, взрыв). Некоторые участки включают в себя и уже упомянутые зоны транзита, наиболее проблемные для получения однородных с точки зрения качества и частотно-динамических характеристик результатов [8, 9].

Отдельная проблема — внутренние неоднородности и искажающие объекты (например, залежи УВ и угольные пласты), а также зоны аномально высокого пластового давления (АВПД), обладающие повышенными поглощающими свойствами и аномально низкими пластовыми скоростями [7].

Все это оказывает существенное и трудно прогнозируемое влияние на сейсмическое волновое поле, усложняет его структуру и искажает амплитудные и частотные характеристики целевых отраженных волн.

Отметим, что учет влияния ВЧР и условий возбуждения на характеристики отраженных волн является значимой проблемой даже в гораздо более благоприятных поверхностных условиях [6].

Цель обработки в нашей ситуации — устранить, минимизировать влияние перечисленных выше поверхностных и глубинных неоднородностей на целевой сейсмический сигнал, что является совсем не тривиальной задачей, удовлетворительное решение которой возможно только за счет применения специализированных, адаптивных методических приемов обработки [14].

И именно применение адаптивных частотно-зависимых подходов позволяет приблизиться к этой цели, что далее и будет продемонстрировано.

Методические принципы разработанной нами частотно-зависимой балансировки амплитуд состоят в следующем.

1. Необходимо ослабить искажающее влияние факторов геологического строения участка на амплитуду сигнала (залежей, контрастных отражений, аномальных зон и пр.) и получить фоновую волновую картину, характерную для монотонного осадконакопления.

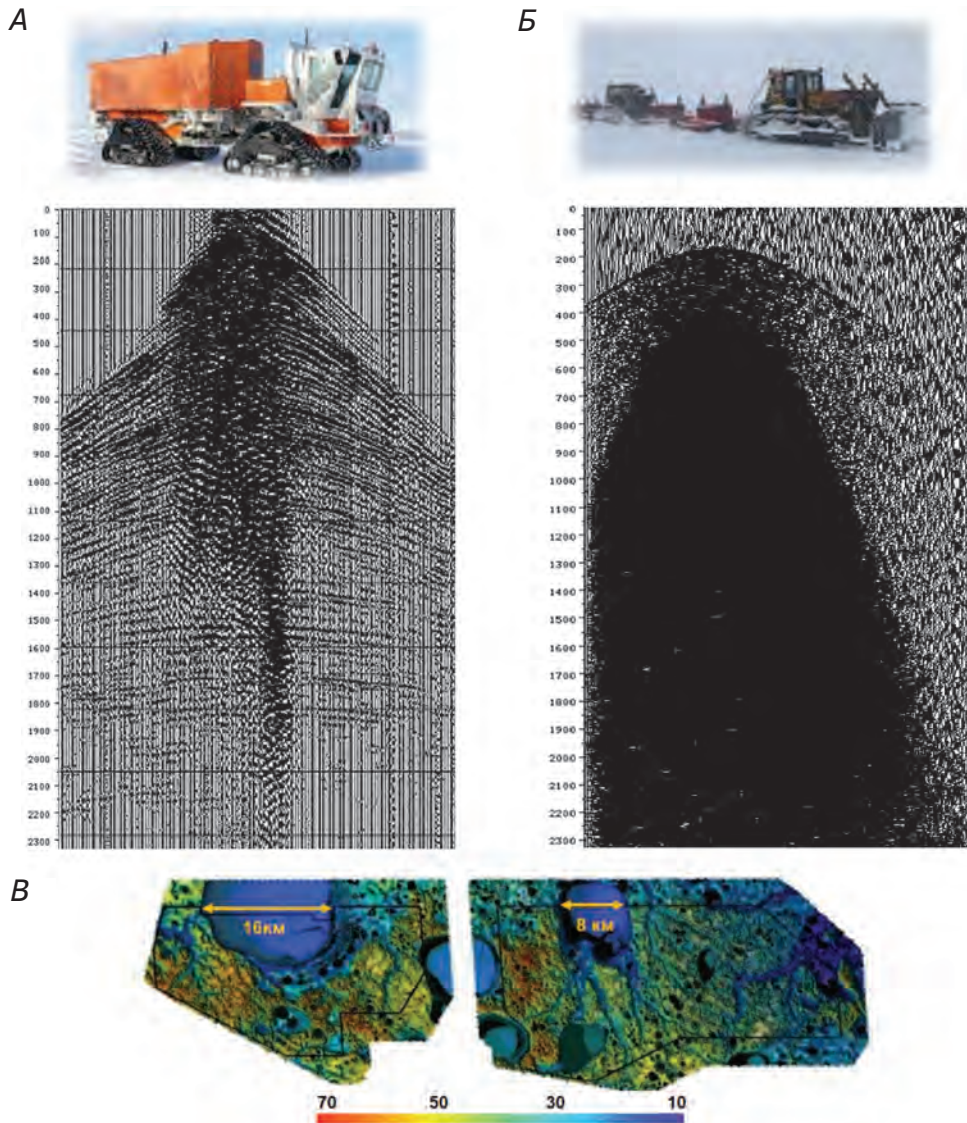


Рис. 1. Фрагмент типичной сейсмограммы ОПВ 3D: А — вибрационный источник; Б — импульсный источник; В — фрагмент совмещенной с космоснимком карты высот рельефа
Fig. 1. Fragment of a typical 3D seismogram: А — vibration source; Б — pulse source; В — fragment of a relief altitude map combined with a space image

2. Необходимо выбрать минимально необходимое количество частотных диапазонов, отражающих наибольшие искажающие влияния среды (как правило, достаточно 5—6 полос шириной не менее 15—20 Гц).

3. В каждом частотном диапазоне производится поверхностно-согласованный и соответствующий геологическому строению расчет амплитудных коэффициентов (поправок), компенсирующих искажающее влияние среды.

Фактически речь идет о расчете и вводе амплитудных поправок в разных частотных диапазонах и в разных сортировках трасс.

Подобная поверхностно-согласованная частотно-зависимая балансировка решает задачу минимизации искажений амплитуд, связанных с ВЧР и различными глубинными неоднородностями (факторами), такими как акустически контрастные отражения (например, угли), залежи УВ, континентальные отложения, горизонт Б.

Остается фоновая волновая картина, соответствующая монотонному осадконакопленению.

Работа в отдельных частотных диапазонах позволяет проводить более глубокий анализ причин и характера искажений амплитуд, избирательно подходить к компенсации искажений.

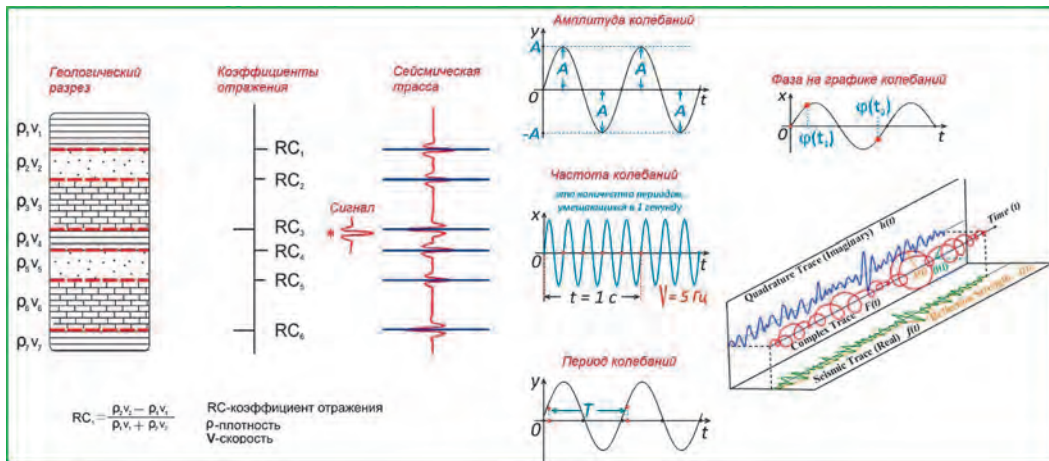


Рис. 2. Основные элементы и понятия сверточного подхода
 Fig. 2. Basic elements and concepts of the convolutional approach

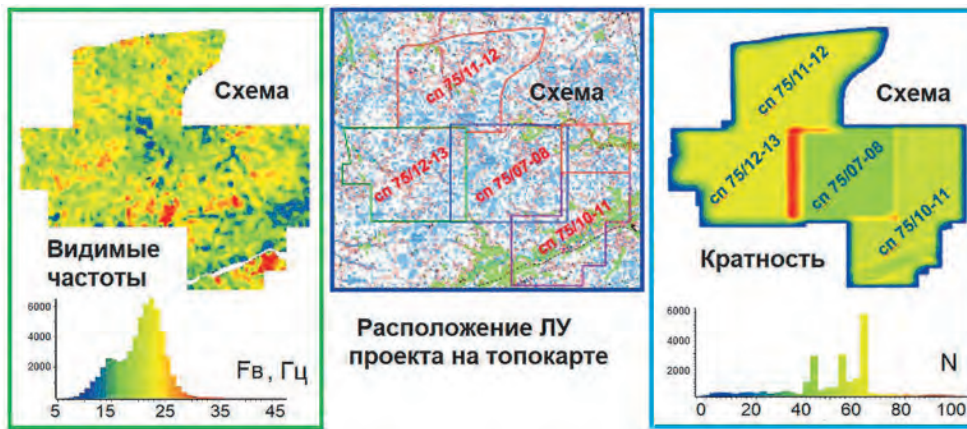


Рис. 3. Зональный проект разнородных в методическом отношении съемок: расположение участков на топокарте (в центре), общая схема кратности (справа), общая схема видимых частот исходных сейсмограмм (слева)
 Fig. 3. Zonal project of methodically heterogeneous surveys: location of sites on the topographic map (in the center), general scheme of multiplicity (on the right), general scheme of visible frequencies of the original seismograms (on the left)

На любом этапе можно вывести амплитудные поправки и вернуться к исходному состоянию, заменив поправки на более адекватную версию.

Критерием качества проведенной частотно-зависимой балансировки амплитуд является отсутствие корреляций амплитуд и доминантных частот с рельефом, орографией, параметрами ВЧР.

Рассмотрим теперь конкретные примеры реализации описанного выше подхода.

Пример 1

Базовый (исходный) вариант — зональный проект МОВ-ОГТ 3D обработки 2013 г., состоящей из разнородных в методическом отношении

съемок, обработанных с использованием одного вида источника — взрыва в скважинах.

Был получен итоговый мигрированный куб с применением графа обработки, который на тот момент времени считался исполнителями наиболее эффективным и современным (рис. 4).

Через 10 лет, в 2023 г., обработка была повторена. При этом вследствие ряда обстоятельств использовалась одна и та же система обработки (GEOVATION).

Сопоставление результатов, о которых речь пойдет ниже, является предельно корректным, поскольку отличия обусловлены примененными новыми методическими подходами, субъективный фактор — минимален.

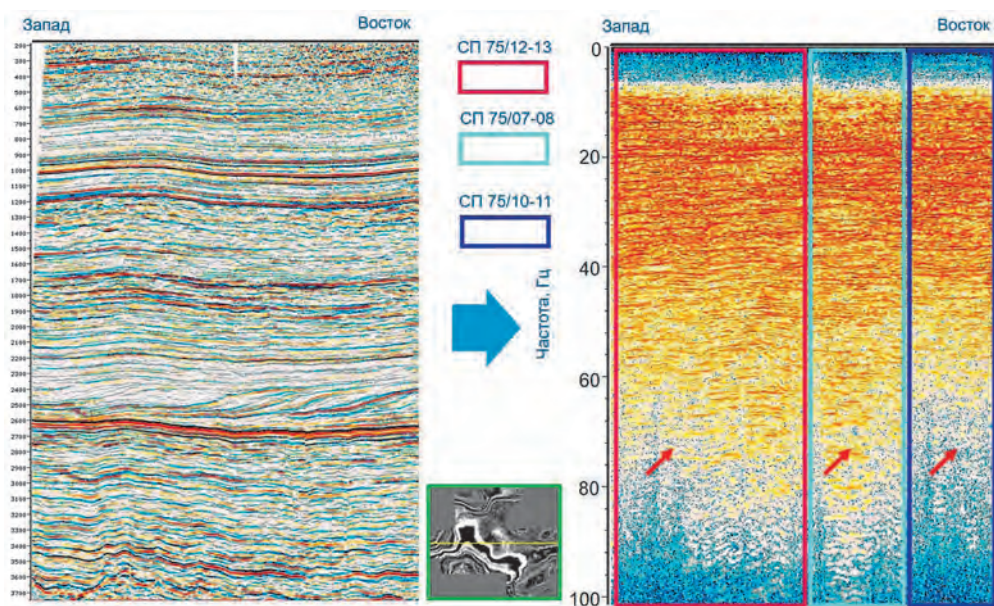


Рис. 4. Широтная линия куба обработки 2013 г.: временной разрез (слева), частотное разложение (справа) с выделением границ разных партий и участков, где наблюдаются остаточные аномалии в АЧХ (показаны стрелками)

Fig. 4. Latitude line of the 2013 processing cube: time section (left), frequency decomposition (right) with the selection of boundaries of different batches and areas where residual anomalies in the frequency response are observed (shown by arrows)

Главные отличия версии 2023 г. от версии 2013 г. следующие:

- наличие частотно-зависимой балансировки амплитуд,
- наличие 5D-регуляризации перед миграцией.

Постфактум-анализ качества обработки 2013 г. благодаря возможности сравнения с оптимизированной обработкой 2023 г. свидетельствует о наличии остаточных аномалий в частотах и амплитудах, особенно для частот более 45 и менее 10 Гц.

Наиболее явно эти различия видны при сравнении фильтрованных версий итоговых временных кубов в диапазонах частот 0—15, 15—30 и 45—60 Гц (рис. 5а, б).

В обработке 2013 г. четко видны сквозные амплитудные аномалии и зоны потери когерентности (показаны стрелками), которых нет в версии 2023 г. Особенно «эффективными» являются различия результатов в низкочастотной (до 15 Гц) области. Полагаем, специалисты хорошо понимают, к каким негативным последствиям для прогноза по результатам инверсионных преобразований это может привести.

В версии обработки 2013 г. присутствует явная корреляция между доминантными частотами в широком окне (1,5—3,5 с) и альтитудами рельефа,

а именно увеличение частоты на возвышенностях и снижение в низинах (рис. 6).

Такие корреляции характерны для северной геокриологической зоны, объясняются усилением криогенных свойств многолетнемерзлых пород (ММП) на открытых возвышенностях и ослаблением этих свойств в низинах, в зонах водоразделов.

В версии обработки 2023 г. подобная корреляция в явном виде отсутствует, само распределение доминантных частот в пределах площади работ становится гораздо более стабильным.

Полагаем, специалисты по динамической интерпретации поймут и оценят значимость минимизации подобных искажений АЧХ, обусловленных влиянием многолетней мерзлоты в ВЧР.

На рисунке 7 показано сопоставление результатов 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне укрупненных (интервал 2,1—2,8 с) фрагментов временных разрезов, соответствующих им спектров, итоговых частотных разложений.

На временных разрезах стрелками указана область явного повышения разрешенности сейсмической записи в ачимовке, стрелками на частотных разложениях показаны области восстановления и стабилизации АЧХ, причем как на низких (менее 10 Гц), так и на высоких (более 60 Гц)

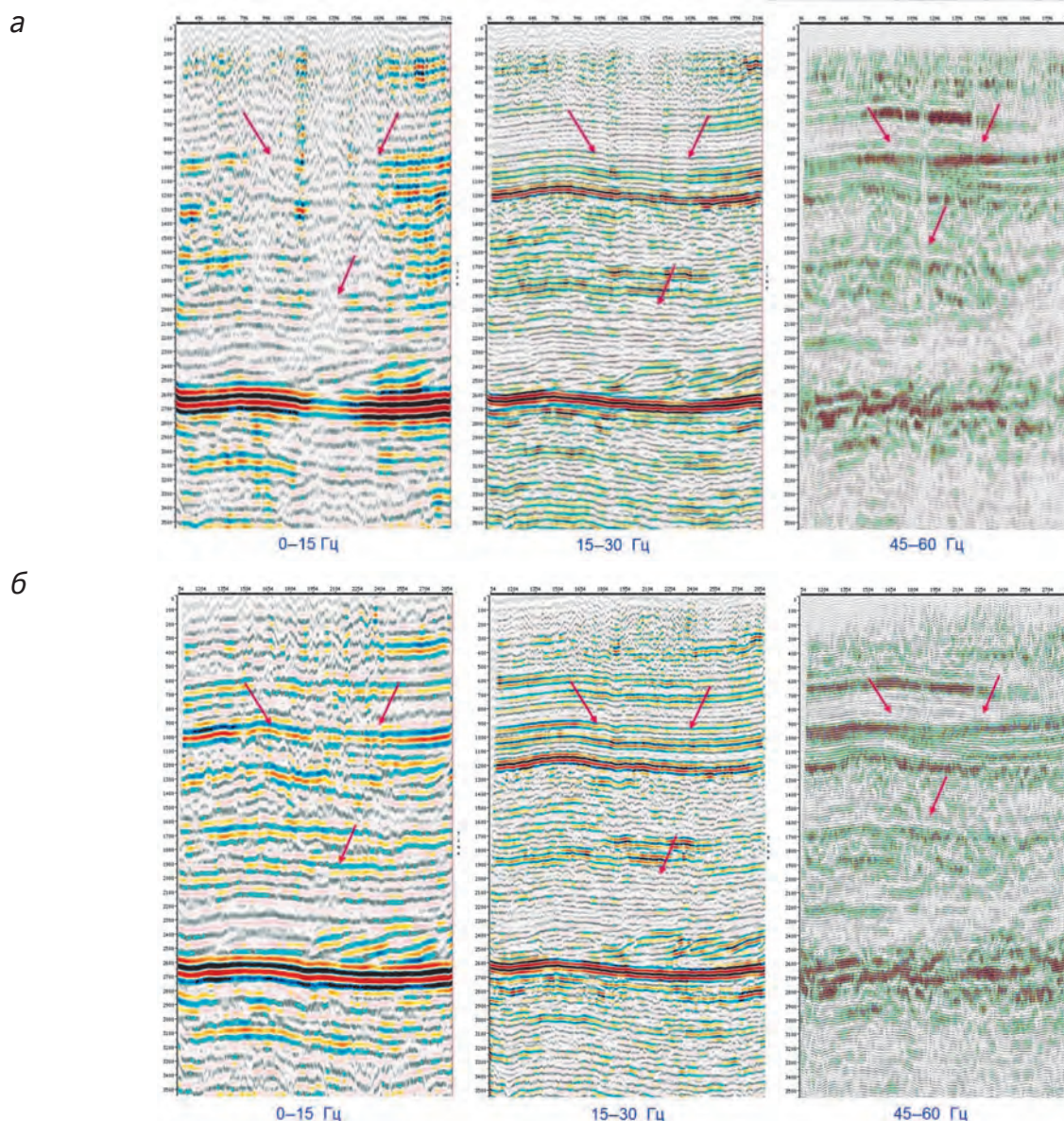


Рис. 5. Полосовые фильтрации результата обработки: а — 2013 г.; б — 2023 г.
Fig. 5. Bandpass filtering of the processing result: a — 2013; б — 2023

частотах. Графики спектров дают возможность сравнить, оценить их форму и стабильность при переходе от разреза в целом (черный график) к фрагменту 2,1—2,8 с (красный график). После переобработки спектральный состав сейсмической записи более стабильный по площади работ и не отражает изменчивое влияние ВЧР.

Рисунок 8 позволяет оценить эффект применения такого современного приема обработки, как 5D-регуляризация. Показано сопоставление горизонтальных слайсов итоговых кубов 2013 и 2023 гг. в сеноманском интервале разреза. Видим, что в обработке 2013 г. не удалось сохранить тон-

кие детали, обусловленные особенностью геоморфологии. Эти детали практически не видны из-за влияния размытого отпечатка, футпринта системы наблюдений. На слайсе куба 2023 г. образ футпринта и какая-либо размытость отсутствуют, четко видна такая особенность геологического строения сеномана, как сеть «такыров» (указана стрелкой).

О позитивных эффектах применения 5D-регуляризации свидетельствуют и другие исследователи [13].

В нашем случае сочетание повышения разрешающей способности за счет поверхностно-согласованной частотно-зависимой балансировки амплитуд

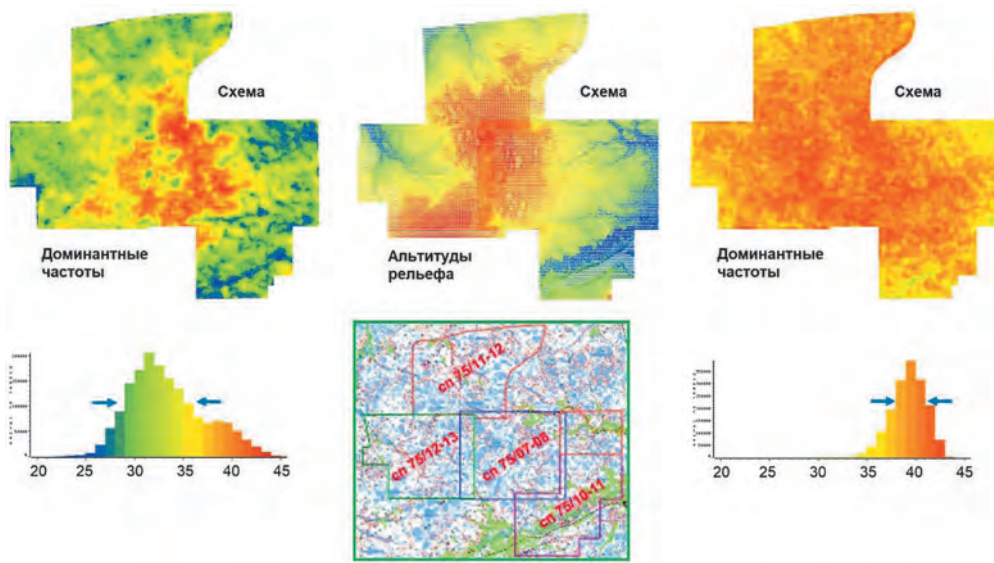


Рис. 6. Иллюстрация корреляции доминантных частот с рельефом версий обработки 2013 г. (слева) и 2023 г. (справа)

Fig. 6. Illustration of the correlation of dominant frequencies with the relief of the 2013 (left) and 2023 (right) processing versions

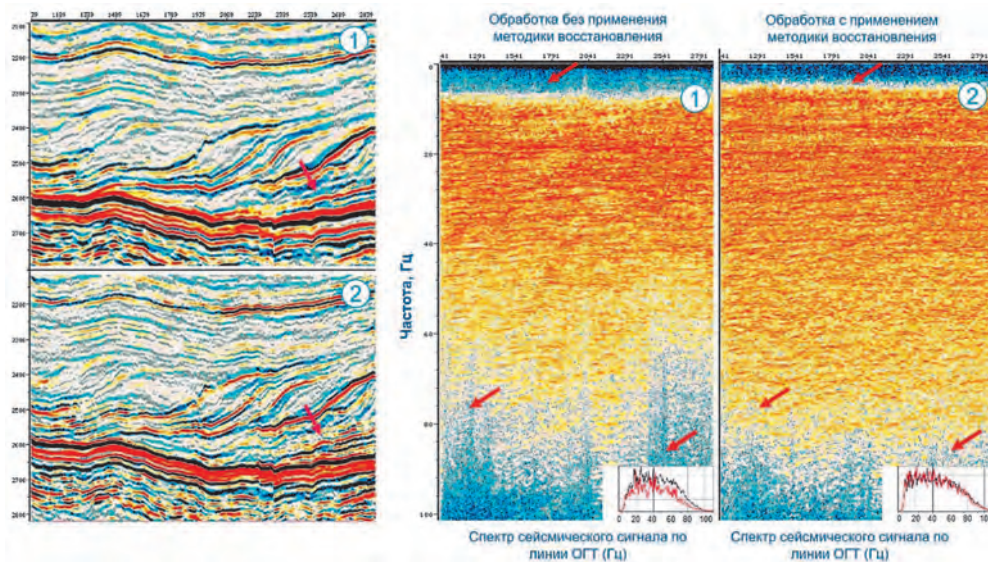


Рис. 7. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2)

Fig. 7. Comparison of processing results for 2013 (1) and 2023 (2)

и удаления футпринтов за счет 5D-регуляризации позволяет сохранить в образах волнового поля целевых интервалов седиментологические особенности: русла, зоны разгрузки, подводящие каналы (рис. 9а, б).

Резюмируя данный пример, укажем на полученные в итоге геологические результаты и позитивные эффекты:

- удалось детализировать геологическое строение ачимовского интервала;

- для целевых пластов ачимовского интервала путем инверсии рассчитаны карты эффективных газонасыщенных толщин и карты эффективной пористости;

- получена уточненная оценка запасов и ресурсов продуктивных пластов ачимовского интервала.

Пример 2

В следующем примере продемонстрируем эффективность разработанного подхода в отношении

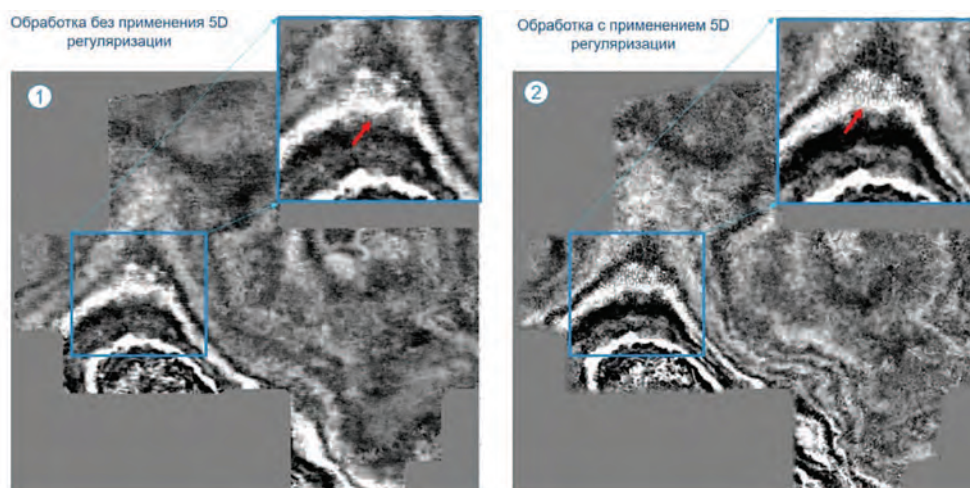
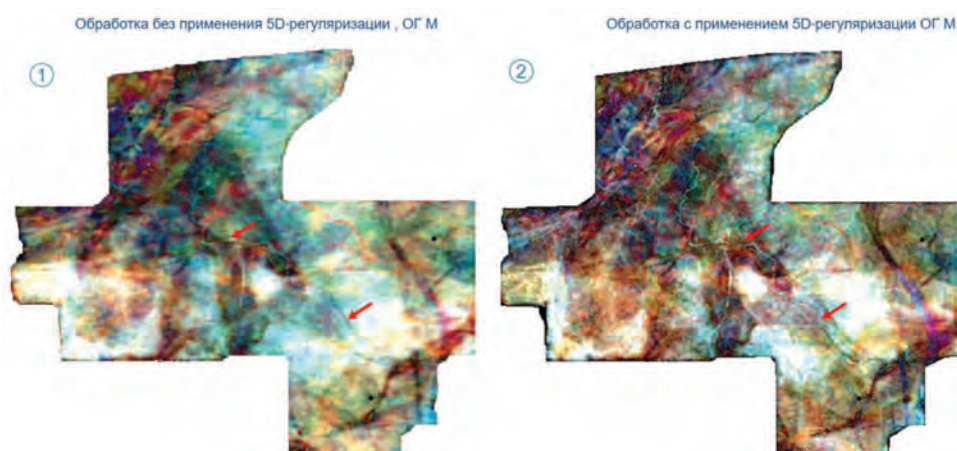


Рис. 8. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне горизонтального слайса в сеноманском интервале

Fig. 8. Comparison of the results of processing in 2013 (1) and 2023 (2) at the level of a horizontal slice in the Cenomanian interval

а



б

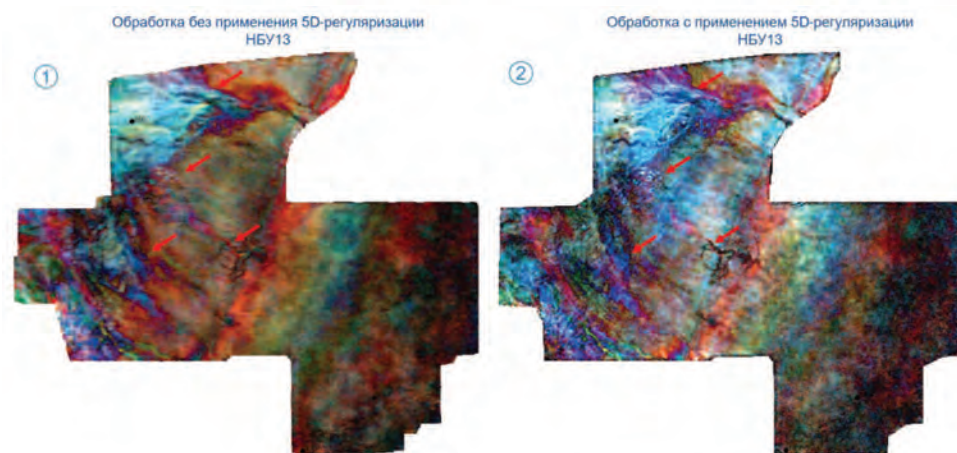


Рис. 9. Сопоставление результатов обработки 2013 г. (1) и 2023 г. (2) на уровне горизонтального слайса RGB: а — в интервале М'; б — в интервале НБУ13

Fig. 9. Comparison of the results of processing for 2013 (1) and 2023 (2) at the level of the horizontal RGB slice: а — in the M' interval; б — in the HBU13 interval

юрского интервала разреза. Особенность состоит в том, что источник здесь был не взрывным, а вибрационным, что усугубляло проблему влияния изменчивости верхнего слоя ВЧР на условия возбуждения волн и качество исходных данных.

Базовым (для сравнения) был результат обработки 2020 г., при получении которого частотно-зависимый подход к балансировке амплитуд не применялся. В ходе выполненной в 2024 г. переобработки частотно-зависимый подход уже был применен, а в остальном за основу был принят граф 2020 г., т.е. обеспечена полная корректность сопоставления результатов.

Постфактум-анализ качества обработки 2020 г. юрского интервала разреза благодаря возможности сравнения с оптимизированной обработкой 2024 г. свидетельствует о том, что проблема поглощающего влияния интервала залегания пластов ТП на ВЧ-компоненту нижележащих целевых интервалов в ходе обработки 2020 г. не была решена должным образом.

На рисунке 10 показаны фрагменты разрезов 2020 и 2024 гг., соответствующие им амплитудно-частотные спектры, прямоугольными рамками выделены области с наиболее заметными различиями в разрешающей способности и качестве прослеживания.

За счет применения частотно-зависимого подхода в 2024 г. в юрском интервале получилось добиться расширения спектра как в область средних, так и в область высоких частот, как следствие — произошло увеличение вертикальной и горизонтальной разрешающей способности, повысилась контрастность и динамическая выразительность отображения локальных особенностей геоморфологии и седиментологии (рис. 11), детализировалась площадная картина тектонических нарушений (рис. 12).

Заложенный в сейсмограммах с частотно-зависимой балансировкой амплитуд повышенный потенциал информативности в отношении высоких частот позволил осуществить на итоговых стадиях получения и обработки итогового куба дополнительную итерацию расширения частотного спектра, что дало возможность выявить малоамплитудные разломы, выделение которых по менее разрешенным версиям обработки 2020 и 2024 гг. не представлялось возможным (рис. 13).

Резюмируя пример с юрским интервалом, укажем на полученные в итоге геологические результаты и позитивные эффекты:

- удалось детализировать геологическое строение юрского интервала;

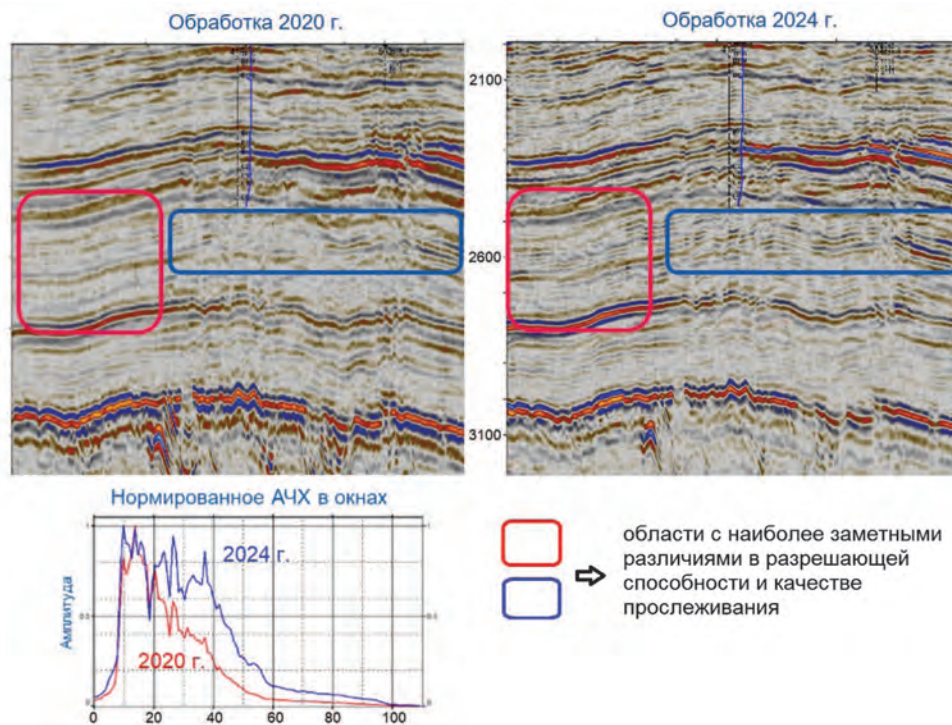


Рис. 10. Сопоставление результатов обработки юрского интервала разреза в 2020 и 2024 гг.

Fig. 10. Comparison of the results of processing the Jurassic interval of the section in 2020 and 2024

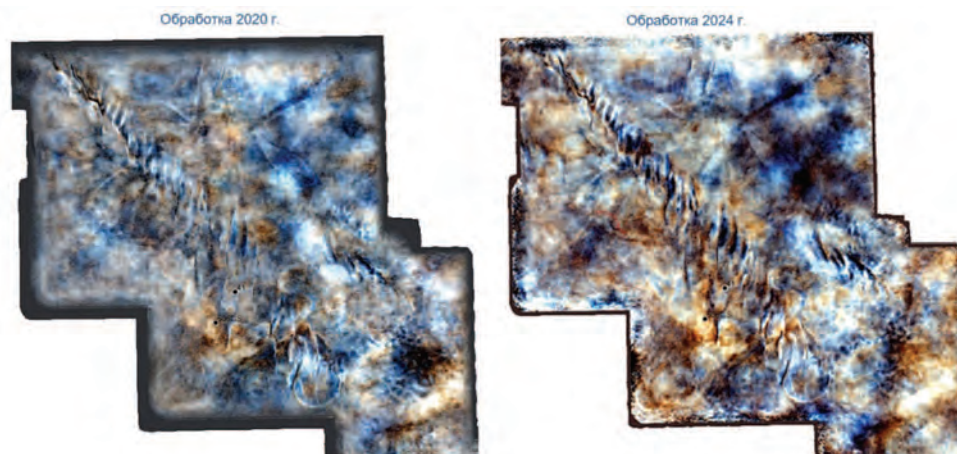


Рис. 11. Сравнение срезов RGB в интервале пласта Ю3 (ОГ Т1) без использования (слева) и с использованием (справа) частотно-зависимой балансировки амплитуд

Fig. 11. Comparison of RGB slices in the interval of the Yu3 layer (RG T1) without (left) and with (right) frequency-dependent amplitude balancing

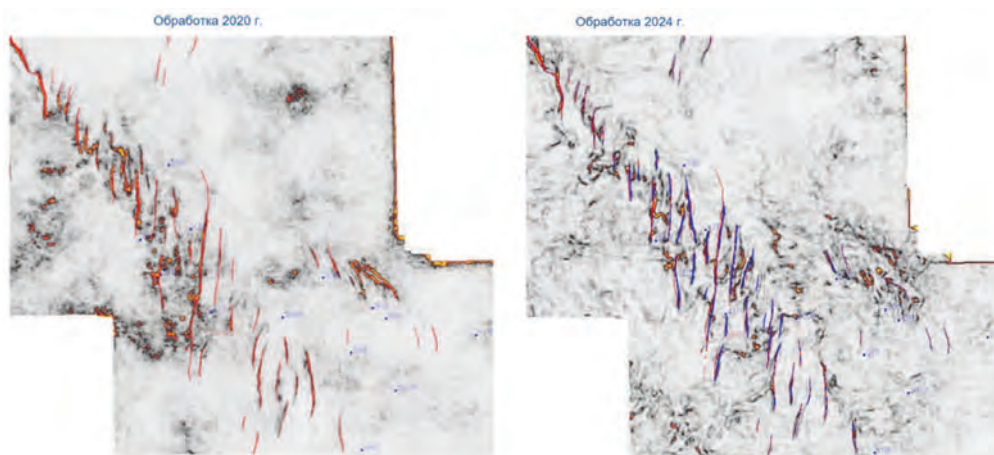


Рис. 12. Сравнение картин отображения тектонических нарушений в интервале пласта Ю3 (ОГ Т1) без использования (слева) и с использованием (справа) частотно-зависимой балансировки амплитуд

Fig. 12. Comparison of the images of tectonic faults in the interval of the Yu3 layer (RG T1) without using (left) and with using (right) frequency-dependent amplitude balancing

- по результатам выполнения синхронной инверсии для целевых пластов Ю2, Ю3, Ю4, Ю7, Ю8 рассчитаны карты песчанистости и газонасыщенных толщин;

- получена оценка запасов и ресурсов для каждого пласта Ю2, Ю3, Ю4 (ранее оценка ресурсной базы для интервала Ю2—Ю4 представлялась суммарно).

Пример 3

Последний пример, который будет здесь рассмотрен, не имеет прямого отношения к методическим разработкам «НОВАТЭК НТЦ» и не является рекомендуемым к использованию подходом. Скорее это попытка разобраться с «модной» темой

применения нейросетей для расширения спектра сейсмического сигнала: не с точки зрения математической реализуемости такого преобразования (как раз в этом нет никаких сомнений), а из соображений достоверности и наличия хоть каких-то физических предпосылок для подобных манипуляций с сейсмическими данными.

Подробности этого теста оставим за рамками настоящей публикации: достаточно будет сказать, что с предложением попробовать на наших данных свой продукт (расширяющую спектр нейросеть) в «НОВАТЭК НТЦ» обратилась известная сервисная компания, которой нами была предоставлена необходимая исходная информация из версии обработки 2020 г. примера № 2.

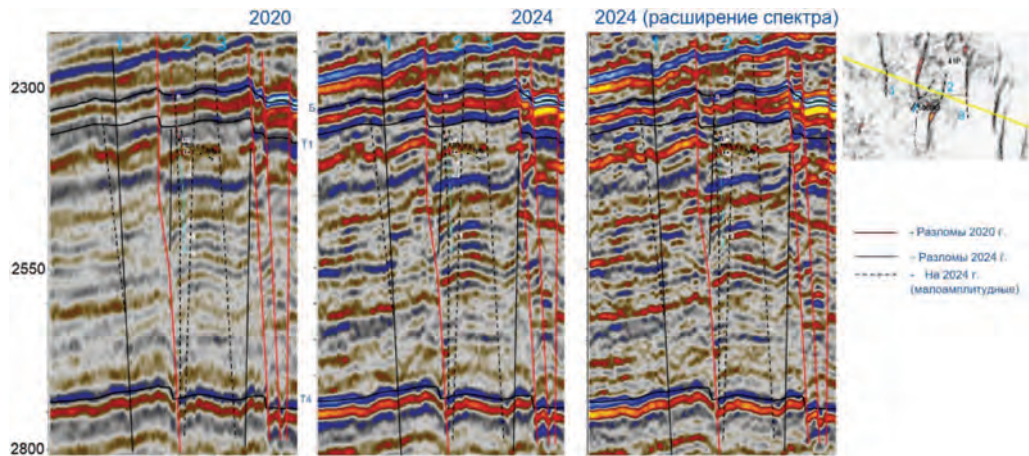


Рис. 13. Волновая картина и выделенные тектонические нарушения в юрском интервале разреза в версиях обработки 2020 г. (слева), 2024 г. (в центре), 2024 г. с расширением спектра (справа)

Fig. 13. Wave pattern and highlighted tectonic faults in the Jurassic interval of the section in the processing versions of 2020 (left), 2024 (center), 2024 with spectrum expansion (right)

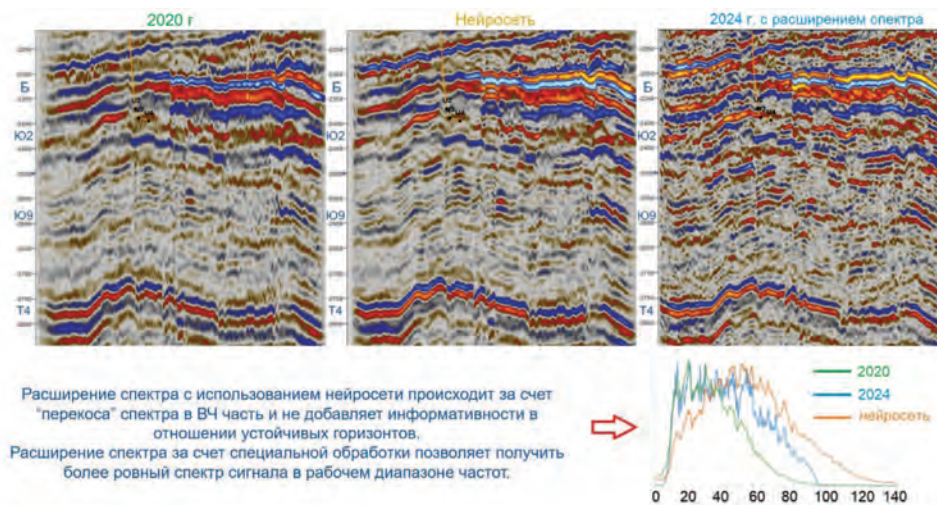


Рис. 14. Сравнение временных разрезов и спектров в юрском интервале разреза версий обработки 2020 г. (слева), 2024 г. (в центре) и результата работы нейросети (справа)

Fig. 14. Comparison of time sections and spectra in the Jurassic interval of the section of the processing versions of 2020 (left), 2024 (center), and the result of the neural network (right)

Затем мы сравнили переданный нам результат работы нейросети с версиями обработки 2020 г. и 2024 гг. (с расширением спектра) из примера № 2 (рис. 14).

Как видим из сравнения разрезов и спектров: преобразование нейросетью привело к увеличению видимой частоты и существенному расширению спектра, вне устойчивых горизонтов появились дополнительные оси синфазности. Существенно поменялась форма спектра: если в низкочастотно-среднечастотной области спектры 2020 и 2024 гг. были близки к равномерно распределению, то нейросеть придала АЧХ

колокольную форму, т.е. создала «перекос» спектра в его высокочастотную часть. Если сравнивать версию 2024 г. и нейросеть в интервале устойчивых горизонтов, то сложно обнаружить какой-то прирост информативности у результата применения нейросети. А то, что спектр в интервале до 60 Гц у версии 2024 г. более ровный, — аргумент в пользу эффективности расширения спектра именно за счет примененной методики обработки, т.е. частотно-зависимого подхода.

Анализ формы извлекаемого импульса (рис. 15) и результат привязки с использованием статистического импульса (рис. 16)

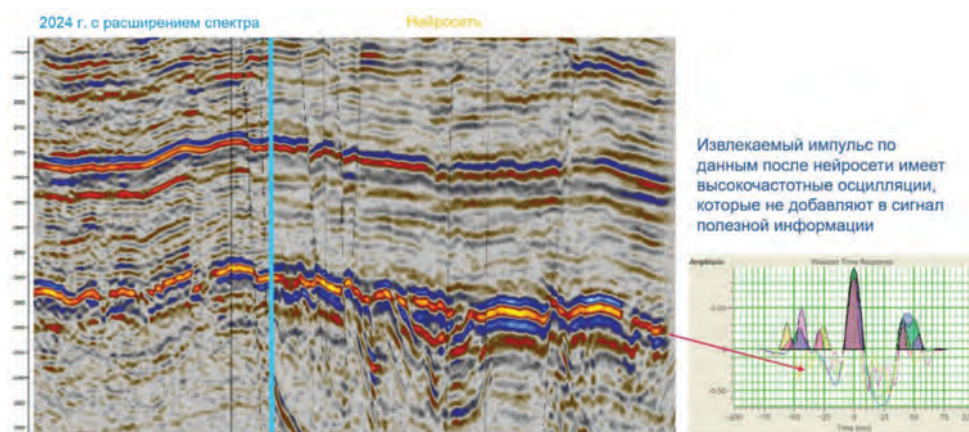


Рис. 15. Сопоставление форм извлеченного импульса «2024 г. — нейросеть»
 Fig. 15. Comparison of the shapes of the extracted pulse “2024 — neural network”

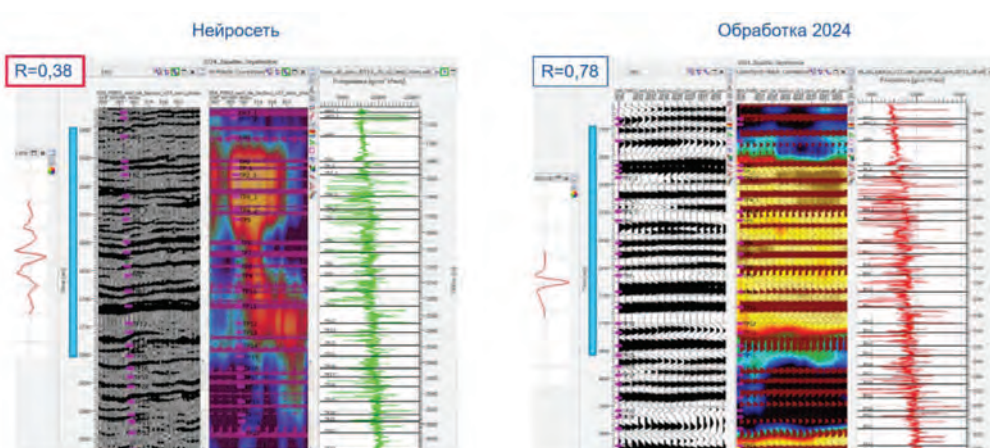


Рис. 16. Сопоставление результатов привязки со статистическим импульсом «2024 г. — нейросеть»
 Fig. 16. Comparison of the results of the binding with the statistical impulse “2024 — neural network”

свидетельствуют в пользу более высокой информативности частотно-зависимого подхода, примененного в 2024 г.

В импульсе, извлеченном из данных нейросети, присутствуют явные паразитические высокочастотные осцилляции, которые не добавляют полезной информации в сигнал.

Коэффициент корреляции при использовании для скважинной привязки данных нейросети получился в 2 раза ниже, чем при использовании для привязки результатов обработки 2024 г., — 0,38 против 0,76.

Выводы

- Разработанный и внедренный «НОВАТЭК НТЦ» частотно-зависимый способ балансировки амплитуд является теоретически обоснованным и «законным» приемом сигнальной обработки,

без применения которого не представляется возможным получать достоверные результаты геологической интерпретации и прогнозы продуктивности в районах деятельности группы компаний «НОВАТЭК»;

- Существует потенциал повышения информативности, выявления деталей геоморфологии и седиментологии за счет сочетания частотно-зависимого способа балансировки амплитуд с 5D-регуляризацией данных;

- Применение частотно-зависимого подхода обеспечивает повышение информативности и создает предпосылки для обоснованного и «законного» расширения спектра конечных результатов обработки в область высоких частот, что позволяет исключить использование сомнительных, с точки зрения их физической обоснованности, способов расширения спектра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Соколовский В.В., Кузнецов В.И. Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки. Георесурсы. 2024. № 26(3), С. 27—32.
2. Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Кузнецов В.И., Санин С.С., Соколовский В.В., Кайгородов Е.П. Повышение качества и технико-экономической эффективности высокопроизводительной вибрационной сейсморазведки на основе применения технологии многозональной адаптивной обработки виброграмм (МАОВ). Управление недрами как кросс-функциональный процесс: материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. 2021. Тюмень, 22—26 марта 2021 г. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150059>
3. Долгих Ю.Н., Кузнецов В.И., Туренко С.К. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части геологического разреза. Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 58—63.
4. Долгих Ю.Н. Проблемы кинематической инверсии данных МОВ-ОГТ в северных районах Западной Сибири. Технологии сейсморазведки. 2012. № 4, С. 40—50.
5. Долгих Ю.Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР. 2014. Москва: ЕАГЕ Геомодель, 212 с.
6. Завьялов В.А. Особенности работ по учету верхней части разреза в условиях Среднего Приобья по работам МОГТ. Наука и ТЭК. 2012. № 4, С. 34—37.
7. Загоровский Ю.А. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири. Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6(52). С. 48—50.
8. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н. Реализация технологии сейсморазведочных работ в транзитных зонах севера Западной Сибири. Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 11—20.
9. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н. Технологии сейсмических исследований в транзитных зонах арктических районов (на примере севера Западной Сибири): учебное пособие ISBN 978-5-9961-1826-7. 2017. Тюмень: ТИУ, 199 с.
10. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н., Скачков Д.В., Соколовский В.В., Писарчук С.В., Глебов А.А. Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-сви́п». Георесурсы. 2024. №26(3). С. 20—26. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3>
11. Мясоедов Н.К., Твердохлебов Д.Н., Поздняков А.С., Гончаров А.В. (2021). Эффективность применения технологии широкополосной обработки на мелководных акваториях. Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 46—49.
12. Смирнов В.Н., Бондарев Е.Б. Современное состояние, возможности и недостатки комплекса вибросейс NOMAD по сравнению с взрывным источником сейсмических колебаний в зимних условиях ЯНАО. Технологии сейсморазведки. 2017. № 2. С. 108—122.
13. Ушаков Л.А., Дмитрачков Д.К., Мерецкий А.А., Иванов Г.В. Разработка и применение графа азимутальной обработки сейсмических данных на примере одного из участков из участков ПАО «НК «Роснефть». Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 10—15.
14. Чистякова П.И., Арутюнянц И.В., Клешнин А.Б., Кушнеров Н.Н., Масюков А.В. Использование математического анализа метода главных компонент в обработке сейсмических данных. Геофизика. 2022. № 6, С. 91—95. <https://doi.org/10.34926/geo.2022.17.24.012>
15. Язков А.В., Долгих Ю.Н., Куркин А.А., Насибуллина А.З., Кадочникова Л.М., Кузнецова Я.В., Елисеев П.И., Кудрин П.А., Григорьев М.С. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: геологоразведка и разработка. Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 15—20.

REFERENCES

1. Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Sokolovsky V.V., Kuznetsov V.I. Processing of vibrograms as a method for improving the quality of high-performance vibroseismic exploration results. Georesources. 2024. No. 26(3). P. 27—32 (In Russ.).
2. Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Kuznetsov V.I., Sanin S.S., Sokolovsky V.V., Kaigorodov E.P. Improving the quality and technical and economic efficiency of high-performance vibration seismic exploration based on the use of multi-zone adaptive vibrogram processing (MAVP) technology. Subsoil management as a cross-functional process: Proceedings of the 7th scientific and practical conference on oil and gas exploration. 2021. Tyumen, March 22—26, 2021 (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150059>
3. Dolgikh Yu.N., Kuznetsov V.I., Turenko S.K. Complex adaptive technology of kinematic inversion of seismic exploration data in conditions of heterogeneous upper part of geological section. Oil Industry. 2017. No. 8. P. 58—63 (In Russ.).
4. Dolgikh Yu.N. Problems of kinematic inversion of CMP-CDP data in the northern regions of Western Siberia. Seismic exploration technologies. 2012. No. 4. P. 40—50 (In Russ.).
5. Dolgikh Yu.N. Multilevel seismic exploration and kinematic inversion of CMP-CDP data in conditions of heterogeneous near-surface layer. 2014. Moscow: EAGE Geomodel, 212 p. (In Russ.).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

- Zavyalov V.A. Features of works on accounting for the upper part of the section in the conditions of the Middle Ob region according to CMP works. *Science and Energy Complex*. 2012. No. 4. P. 34—37 (In Russ.).
- Zagorovsky Yu.A. Relationship of fluid-dynamic processes with oil and gas potential of deep horizons in the north of Western Siberia. *Exposure Oil Gas*. 2016. No. 6(52). P. 48—50 (In Russ.).
- Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N. Implementation of seismic exploration technology in the transit zones of the north of Western Siberia. *News of the University. Oil and Gas*. 2017. No. 6. P. 11—20 (In Russ.).
- Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N. Seismic research technologies in transit zones of Arctic regions (using the north of Western Siberia as an example): textbook ISBN 978-5-9961-1826-7. 2017. Tyumen: TIU, 199 p. (In Russ.).
- Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N., Skachkov D.V., Sokolovsky V.V., Pisarchuk S.V., Glebov A.A. Experience in conducting field seismic exploration work using high-performance slip-sweep technology. *Georesources*. 2024. No. 26(3). P. 20—26 (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3>
- Myasoedov N.K., Tverdokhlebov D.N., Pozdnyakov A.S., Goncharov A.V. Efficiency of applying broadband processing technology in shallow waters. *Oil industry*. 2021. No. 3. P. 46—49 (In Russ.).
- Smirnov V.N., Bondarev Ye.B. Current state, capabilities and disadvantages of the NOMAD vibroseis complex in comparison with an explosive source of seismic vibrations in the winter conditions of the YNAO. *Seismic technologies*. 2017. No. 2, P. 108—122 (In Russ.).
- Ushakov L.A., Dmitrachkov D.K., Meretsky A.A., Ivanov G.V. Development and application of the graph of azimuthal processing of seismic data on the example of one of the sites of PJSC NK Rosneft. *Oil industry*. 2023. No. 7. P. 10—15 (In Russ.).
- Chistyakova P.I., Arutyunyants I.V., Kleshnin A.B., Kushnerov N.N., Masyukov A.V. Using mathematical analysis of the principal component method in seismic data processing. *Geophysics*. 2022. No. 6, P. 91—95 (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2022.17.24.012>
- Yazkov A.V., Dolgikh Yu.N., Kurkin A.A., Nasibullin A.Z., Kadochnikova L.M., Kuznetsova Ya.V., Eliseev P.I., Kudrin P.A., Grigoriev M.S. Methodological and technological challenges in the development of fields in the north of Western Siberia: geological exploration and development. *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 4(71). P. 15—20 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Долгих Ю. Н. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Гуляев Д. В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vladimir V. Sokolovsky — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Yuri N. Dolgikh — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Denis V. Gulyaev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соколовский Владимир Владиславович — начальник управления обработки сейсмических данных ООО «НОВАТЭК НТЦ». 7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-437

Vladimir V. Sokolovsky — Head of Seismic Data Processing Department NOVATEK STC LLC. 7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
tel.: +7 (3452) 680-437
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Долгих Юрий Николаевич — доктор геол.-мин. наук, ученый секретарь ООО «НОВАТЭК НТЦ».
7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-431

Yuri N. Dolgikh — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Academic secretary NOVATEK STC LLC.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru
tel.: +7 (3452) 680-431

Гуляев Денис Владимирович — заместитель начальника отдела стандартной и специализированной обработки ООО «НОВАТЭК НТЦ».
7, Пожарных и спасателей ул., г. Тюмень 625031, Россия
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru
тел.: +7 (3452) 680-438

Denis V. Gulyaev — Deputy Head of the Standard and Specialized Processing Department, NOVATEK STC LLC.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russian Federation
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru
tel.: +7 (3452) 680-438

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА АЗИМУТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ИМИДЖЕРА ПЛОТНОСТИ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН

Г.В. КАЗАНЦЕВ

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625000, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Определение направления палеотечений является важнейшим этапом при геологическом моделировании. Основной задачей реконструкции является текстурный анализ слоистости, чтобы связать результаты с направлением локального потока. Направление и угол слоистости можно определить по данным имиджера плотности.

Цель. Повышение точности геологических моделей залежей нефти и газа и увеличение эффективной проводки скважин при геонавигации на основе методики, комплексного учета данных имиджеров, сейсмических данных и картографов границ

Материалы и методы. Предлагается алгоритм учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин, который включает структурную интерпретацию имиджера плотности, классификацию структурных элементов, интерпретацию данных картографа границ, совместный анализ результатов интерпретации имиджера плотности и картографа границ и комплексирование с сейсмическими данными.

Результаты. Применение методики позволило увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

Заключение. Данные картографа границ позволяют оценить локальную геометрию границ геологических тел. Анализ сейсмических данных позволяет определить границы и направление простираения геологических объектов. Однако ограничения разрешающей способности сейсморазведки не дают надежного определения принадлежности выделенного объекта к исследуемому пласту. Комплексный анализ имиджеров плотности, картографов границ и сейсмических данных позволяет определить направление фациальных объектов для обновления фациальной и геологической моделей. В процессе бурения изменение азимута направления слоистости может указывать на выход из прежнего геологического тела и вход в новое.

Ключевые слова: имиджер плотности, направление слоистости, картограф границ, палеотечения, геонавигация, сейсмофациальный анализ

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Казанцев Г.В. Результаты комплексного анализа азимутальных данных имиджера плотности и сейсмических данных при геонавигации скважин. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):128—139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139> EDN: [OSTXRS](https://www.edn.ru/OSTXRS)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025

Принята к публикации 08.09.2025

Опубликована 30.09.2025

RESULTS OF THE INTEGRATED ANALYSIS OF AZIMUTHAL DENSITY IMAGER DATA AND SEISMIC DATA FOR WELL GEOSTEERING

GLEB V. KAZANTSEV

NOVATEK STC

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625000, Russia

ABSTRACT

Background. Determination of paleocurrent directions is an important step in geological modeling. The primary objective of reconstruction consists in the textural analysis of bedding with the purpose of correlating the results with local flow direction. Bedding orientation and dip angles can be derived from density imager data.

Aim. To enhance the accuracy of oil and gas reservoir geological models and improve well placement efficiency during geosteering by implementing a methodology that integrates imager data, seismic data, and boundary mapper interpretations.

Materials and methods. The proposed algorithm incorporates density imager and boundary mapper data when carrying out geological modeling and well drilling. This algorithm includes structural interpretation of density imager data; classification of structural elements; interpretation of boundary mapper data; integrated analysis of density imager and boundary mapper results; synthesis with seismic data.

Results. The applied methodology increased effective drilling by 499 meters and successfully penetrated a fourth reservoir unit with high reservoir properties, thereby improving gas reserves characterization and volume estimation.

Conclusion. Boundary mapper data enable evaluation of the geometry of local geological bodies. Seismic data analysis is used to delineate boundaries and strike directions of geological features. However, the resolution limitations may hinder reliable stratigraphic correlation. An integrated analysis of density imager, boundary mapper, and seismic data clarifies facies trends, supporting updates to facies and geological models. Azimuthal bedding shifts during drilling may indicate transitions between geological units.

Keywords: density imager, bedding orientation, boundary mapper, paleocurrents, geosteering, seismic facies analysis

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Kazantsev G.V. Results of the integrated analysis of azimuthal density imager data and seismic data for well geosteering. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):128—139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139> EDN: [OSTXRS](https://www.edn.org/OSTXRS)

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 08 September 2025

Published 30 September 2025

Геометризация области распространения песчаного материала является одной из важнейших задач нефтегазовой геологии. Задача решается на основе метода палеореконовструкций [9], изучения керновых данных, электрофациального [10] и сейсмического анализа. По данным керна определяются слоистость и ее направление, которые являются основой для палеореконовструкции территории.

Первый опыт анализа слоистости для определения направления палеотечений применил Г.К. Сорби в Англии [26]. Первая карта палеотечений отмечается в трудах Рудеманна в 1897 г. [25]. Спустя 27 лет Руби и Басс закартировали направление слоистости русловых песчаников формации Дакота штата Канзас. В 1938 г. выполнено первое комплексное изучение направлений палеотечений

в работах Г. Клоса [21]. Уже тогда под палеотечением понималось направление течения в процессе формирования осадка. Однако эти работы были единичными и не имели широкого применения. И только в 1960-х годах такие исследования широко вошли в практику. В 1962—1965 гг. Л.Н. Ботвинкиной были написаны фундаментальные труды, детально освещающие тематику слоистости [2, 3]. Анализ текстур, сформированных под действием течений, отражен в трудах симпозиума «Первичные осадочные текстуры и их гидродинамическая интерпретация» в 1965 г. [24] и в работах Аллена [19, 20].

В современной геологии сложно переоценить необходимость реконструкции палеотечений для целей геологического моделирования. Основной задачей реконструкции является текстурный анализ слоистости, чтобы связать результаты с направлением локального потока. В зависимости от условий формирования потока распределение направлений слоистости относится к одной из четырех разновидностей: одномодальная, бимодальная, бимодальная (симметричная), полимодальная (беспорядочная).

Унимодальный (одномодальный) тип распределения характерен для русловых песчаников и песчаников золотых отложений. Биполярный (двумодальный) тип распределения типичен для песчаников приливной зоны, как эстуариевых, так и чисто морских. Одномодальный тип распределения направлений слоистости в таких отложениях встречается реже. Модальность распределения зависит от относительной силы и направлений приливов и отливов. Полимодальное распределение направлений слоистости, вероятнее всего, указывает на влияние множества различных систем течений или может отражать беспорядочное распределение одной сильно изменчивой системы. Хорошим примером являются песчаники шельфовой зоны.

Материалы и методы

Структурная интерпретация имиджера заключается в трассировании, который является векторизацией поверхностей структурно-текстурных элементов, пересекаемых стволом скважины. В большинстве случаев структурными объектами выступают границы пластов и внутрипластовая слоистость.

После выделения границ напластования требуется их классификация. Она подразумевает логическое объединение видимых по имиджам объектов со сходными структурными или текстурными

признаками в группы с использованием одного основания, позволяющего максимально точно установить критерии разделения между группами объектов. Выделенные элементы по текстурно-структурным признакам могут представлять: элементы внутрипластовой слоистости; структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов; плотные и углистые пропластки; разломы; трещины; вывалы и техногенные трещины.

Опыт применения структурной интерпретации имиджа плотности показан в работах С.З. Мутаева [11] и А.В. Ильмендеевой, Н.В. Носова [4]. Исследователи использовали интерпретацию имиджа плотности для уточнения направления тектонических нарушений и границ гидродинамического разобщения. Также данные имиджера можно использовать для уточнения модели трещиноватости и фациальной модели [8, 23].

В связи с ростом популярности использования имиджера плотности при геологическом моделировании предлагается следующий порядок учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин.

1. Выполняется структурная интерпретация имиджа плотности [15].
2. Проводятся классификация и определение типа каждого структурного элемента. Для дальнейшего анализа следует исключить структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов, разломы, трещины, вывалы, углистые прослои. На рисунке 1 представлен типовой планшет результатов интерпретации имиджа плотности.
3. По характеру изменения имиджа плотности и ФЕС выделяются границы раздела геологических тел.
4. Выполняется интерпретация картографа границ. Выделяются четко выраженные границы контраста сопротивления, которые могут являться границами геологических объектов [12, 17]. В случае отсутствия данных картографа границ указанный пункт алгоритма не выполняется.
5. Проводится сравнительный анализ выделенных объектов по картографу границ с границами, выделенными по имиджу плотности. Если количество объектов и их границы не совпадают друг с другом, необходимо переинтерпретировать данные имиджа плотности или картографа границ. В случае отсутствия данных картографа границ этот этап не выполняется.
6. Для каждого выделенного объекта по данным имиджа плотности и картографа

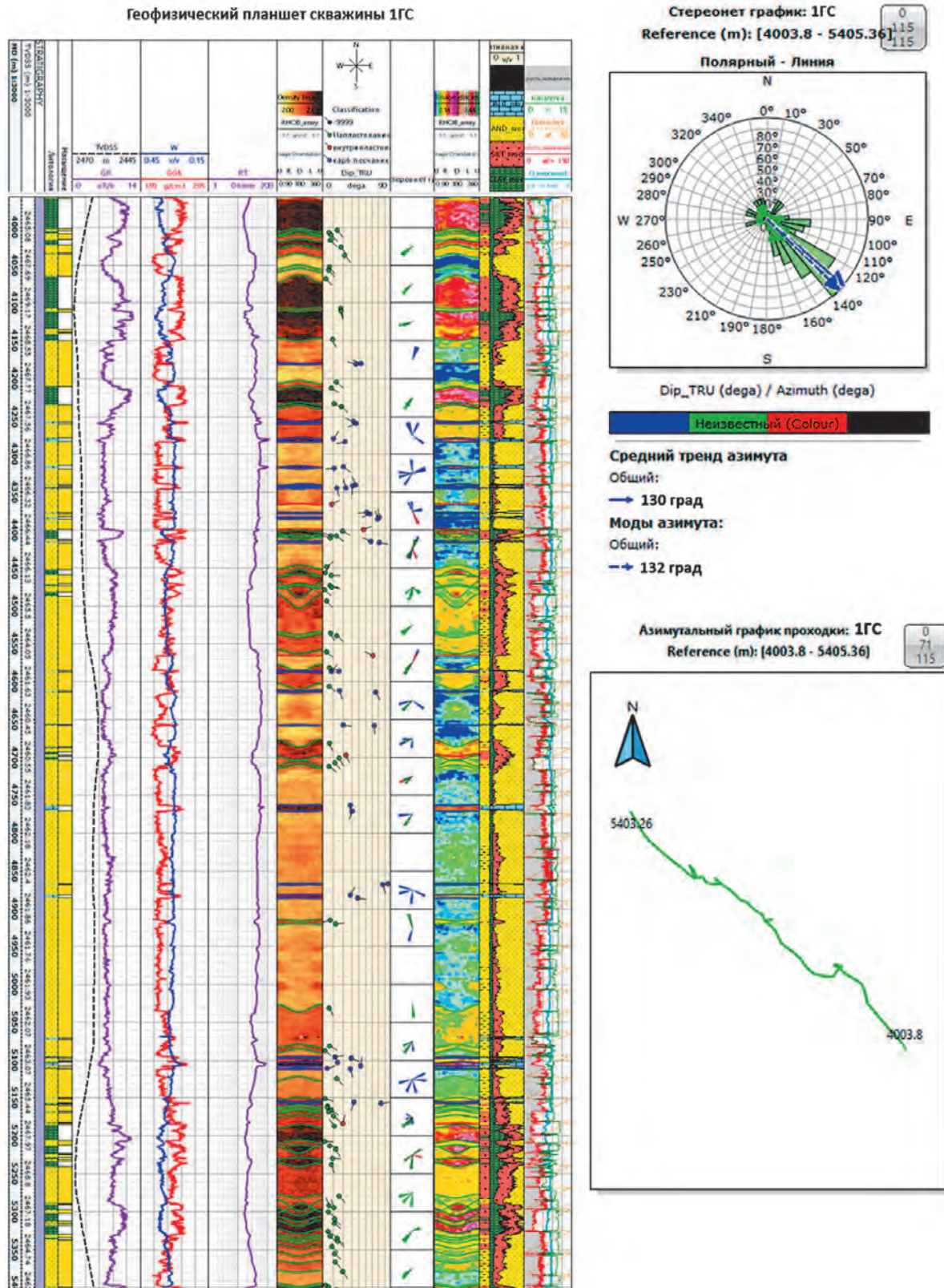


Рис. 1. Результаты структурной интерпретации имиджера плотности (Казанцев, 2021)

Fig. 1. Interpretation results of density imagery (Kazantsev, 2021)

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

границ строится роза-диаграмма, определяют тип распределения слоистости и основное направление падения слоистости.

7. Полученные типы распределения сопоставляются с теоретическими распределениями в зависимости от обстановки осадконакопления. В случае если полученный тип распределения не соответствует фациальной обстановке объекта исследования, необходимо вернуться к пунктам 3—6.

8. Выполняется сейсмический анализ в районе скважины. Строятся сейсмические атрибуты, описывающие границы и направления тел, полученные по данным интерпретации имиджа плотности и картографа границ [13].

9. По сейсмическим атрибутам выполняется картирование геологических объектов. При этом размеры и форма выделенных объектов должны согласовываться с фациальной моделью пласта и направлениями, границами, полученными в результате интерпретации имиджа плотности и картографа границ.

10. Выделенные объекты учитываются при построении геологической модели.

Однако у вышеописанного алгоритма есть ряд допущений, связанных с неопределенностью и качеством исходных данных. При комплексном анализе результатов интерпретации имиджа, микроимиджа и сейсмических данных необходимо принимать во внимание: погрешность определения углов и направления слоистости, определенные по имиджу плотности, и факторы, искажающие достоверность результатов; погрешность определения границ геологических объектов по картографу границ и факторы, искажающие

достоверность результатов; погрешность определения границ и формы геологических объектов по сейсмическим данным и факторы, искажающие достоверность результатов; погрешность измерения инклинометрии. В качестве примера на рисунке 2 представлена роза-диаграмма, где основное направление слоистости по имиджу плотности составило 48° , по сейсмическим данным направление канала составило 59° . Также нанесены диапазоны погрешности определения направления по каждому типу данных.

Понимание погрешностей результатов интерпретации каждого типа данных позволяет комплексировать результаты в единую непротиворечивую модель [5]. Для удобства анализа необходимо категоризировать результаты интерпретации каждого источника данных в формате таблицы «светофор». Каждому геологическому объекту, выделенному по имиджу плотности, каждой границе, выделенной по сейсмическим данным или по картографу границ, рекомендуется присваивать степень доверия. Наличие таблицы со степенями доверия по каждому элементу позволяет определять элементы, которые можно исключить при комплексировании разных источников данных и, наоборот, которые необходимо учесть при геологическом моделировании.

Методы геонавигации скважин разделяют на реактивные и проактивные. Реактивный метод проводки скважин предполагает изменение траектории после какого-либо геологического «события»: пересечения кровли, подошвы целевого интервала, контакта флюидов [22] или другого. Проактивный метод проводки позволяет «предвидеть» негативное событие и обозначить список

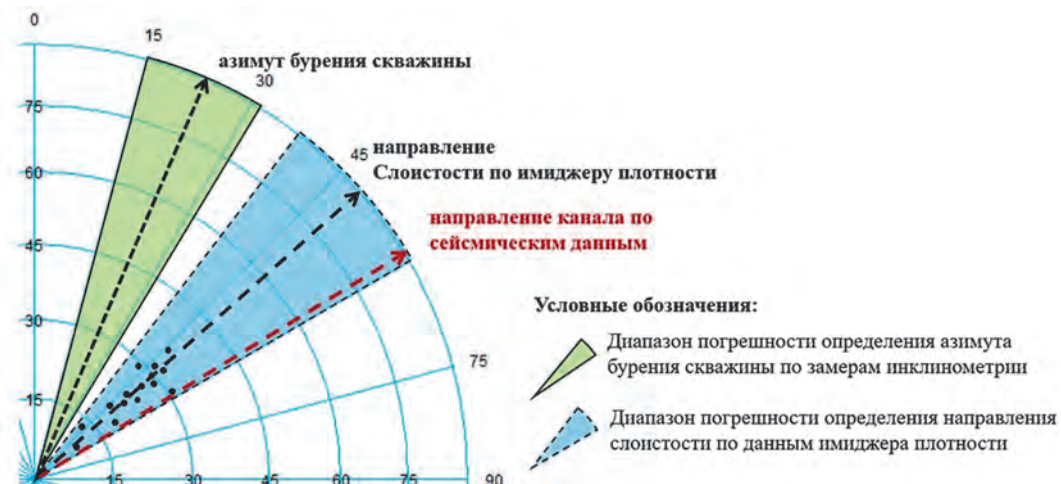


Рис. 2. Роза-диаграмма с диапазонами погрешностей определения направлений (Казанцев, 2023)

Fig. 2. Rose diagram with directional error ranges (Kazantsev, 2023)

корректирующих действий, которые бы не дали ему произойти. Проактивная геонавигация достигается за счет использования сейсмических данных и картографа границ в процессе бурения. Однако основной сложностью анализа сейсмических данных при геонавигации скважин является неопределенность позиционирования горизонтального ствола в прогнозном сейсмическом кубе. Связано это с тем, что сейсмические данные измеряются во времени, тогда как данные скважины — в глубинном масштабе.

Часть источников, слагающих неопределенность положения скважины в волновом поле, связаны непосредственно с сейсмическими данными. К ним относятся неопределенности, связанные с физическими ограничениями сейсмического метода (недостаточная разрешающая способность сейсморазведки и изменчивость по латерали и вертикали скоростного закона). Влияние таких ограничений можно уменьшить за счет современных методов обработки [16, 6, 7] и современных технологий полевых работ [18], однако полностью исключить их влияние невозможно.

Другая часть источников непосредственно связана с данными самой скважины. Для отображения скважины во временном масштабе необходим перевод скважинных данных из масштаба глубины во временной масштаб по средствам привязки [14]. В общем случае наилучшим методом привязки сейсмических данных к скважинам является вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП), которые затем уточнялись на основе одномерного моделирования. В качестве входных данных используются кривые акустического и плотностного каротажа, после коррекции за каверны, зоны проникновения фильтра бурового раствора, пропуски циклов и прочие искажения записи. Однако транспортные секции горизонтальных скважин характеризуются сложной траекторией, дирекционные углы которой могут достигать 84° . Высокая кривизна траектории обуславливает невозможность информативной записи ВСП и акустического каротажа, а также высокие неопределенности записи инклинометрии.

С целью снижения неопределенности позиционирования горизонтального ствола в сейсмическом кубе предлагается привлекать азимутальные данные, полученные в результате структурной интерпретации имиджера плотности. В случае когда применение разных скоростных законов приводит к равновероятностному сейсмическому прогнозу, привлечение азимутальных данных имиджера плотности позволит определить наиболее

вероятный прогноз. Получение сейсмического прогноза в направлении бурения горизонтальной скважины позволит осуществлять проактивную геонавигацию.

Результаты и обсуждения

Рассмотрим пример использования данных структурной интерпретации имиджера плотности и картографа границ при геонавигации горизонтальной скважины. Объектом исследования является пласт К мелового возраста. Продуктивные отложения пласта полностью покрыты данными сейсморазведки 3D. В пределах куба выполнена детерминистическая инверсия. Пласт изучен бурением 111 разведочных и эксплуатационных скважин, отобрано 72 м керна из 15 скважин. Пласт сформировался в пределах приливно-отливной равнины, прорезанной каналами с приливно-отливным влиянием. Коэффициент песчаности ($K_{пес}$) по скважинам равен 0,46. Средний коэффициент пористости (K_p) составляет 0,23. Средний коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) составляет 44 мД.

Плановая горизонтальная скважина 77ГС заложена с проектной глубиной 4444 м в области развития крупного русла, которое надежно прослеживается как по офсетной декомпозиции, так и по данным сейсмической инверсии (рис. 3). Песчаные отложения в пределах русла представлены разновозрастными прирусловыми валами — песчанистыми телами, которые формируются в результате латеральной аккреции на выпуклых берегах поворота. В типичном случае прирусловой вал имеет серповидную форму в плане и клиновидную в вертикальном сечении. В случае наложения друг на друга нескольких валов, образованных посредством развития речной системы во времени и формирования разных циклов миграции, могут образовываться крупные по вертикали (мощности) объекты. По сейсмическим данным прирусловые валы характеризуются преимущественно пониженными значениями P_{imp} (синий цвет) и усилением амплитуд дальних удалений по офсетной декомпозиции (яркие холодные цвета).

Прирусловые валы, являющиеся целевыми для заложения плановой скважины 77ГС, вблизи области бурения плановой скважины вскрыты всего двумя скважинами 8Р и 22Р. Песчаные отложения пласта К в скважине 22Р представлены приливно-отливным каналом в подошвенной части пласта. Северо-восточнее по направлению бурения плановой скважины 77ГС находится

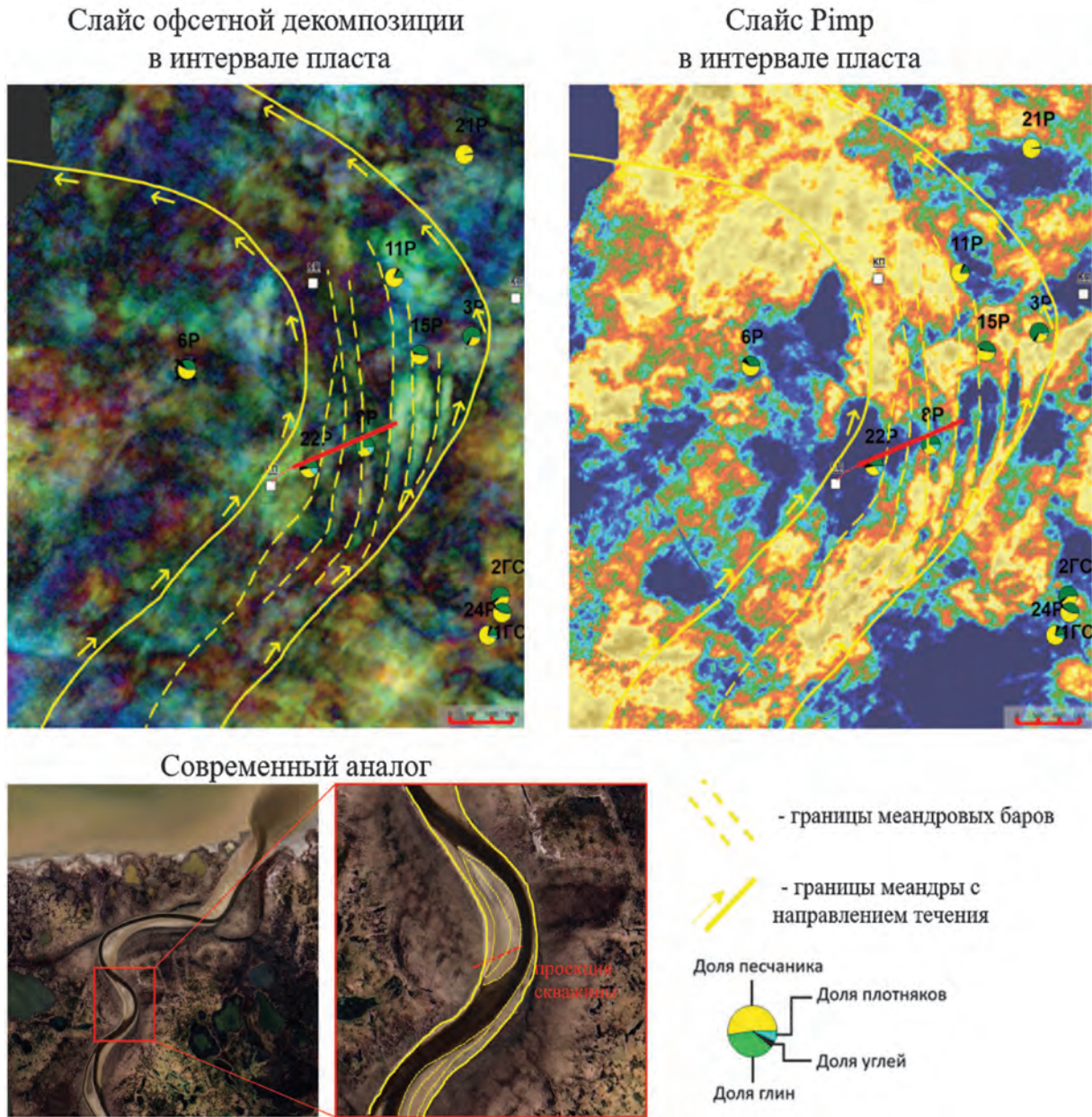


Рис. 3. Заложение плановой эксплуатационной скважины на сейсмических атрибутах (Казанцев, 2023)
 Fig. 3. Planned production well location based on seismic attributes (Kazantsev, 2023)

скважина 8P, где песчаные отложения также представлены каналами в подошвенной части пласта. Газовое насыщение подтверждено испытанием. Стоит отметить, что область заложения скважины 77ГС характеризуется неопределенностью положения коллектора по разрезу и уровня ГВК. С позиции разработки залежи и максимизации безводного периода эксплуатации горизонтальные скважины лучше проводить под кровлю коллектора пласта на максимальном отдалении от уровня ГВК или ВНК [1]. Однако не представляется

возможным уверенно утверждать, что целевые каналы имеют разрез, как в опорных скважинах, которые характеризуются газовым насыщением от кровли до подошвы.

В процессе бурения скважины 77ГС на момент достижения проектной глубины 4720 м эффективная проходка по коллектору составила 1069 м. Выполнен комплексный анализ результатов бурения скважины 77ГС с сейсмическими данными, картографом границ и результатами структурной интерпретации имиджера плотности (рис. 4).

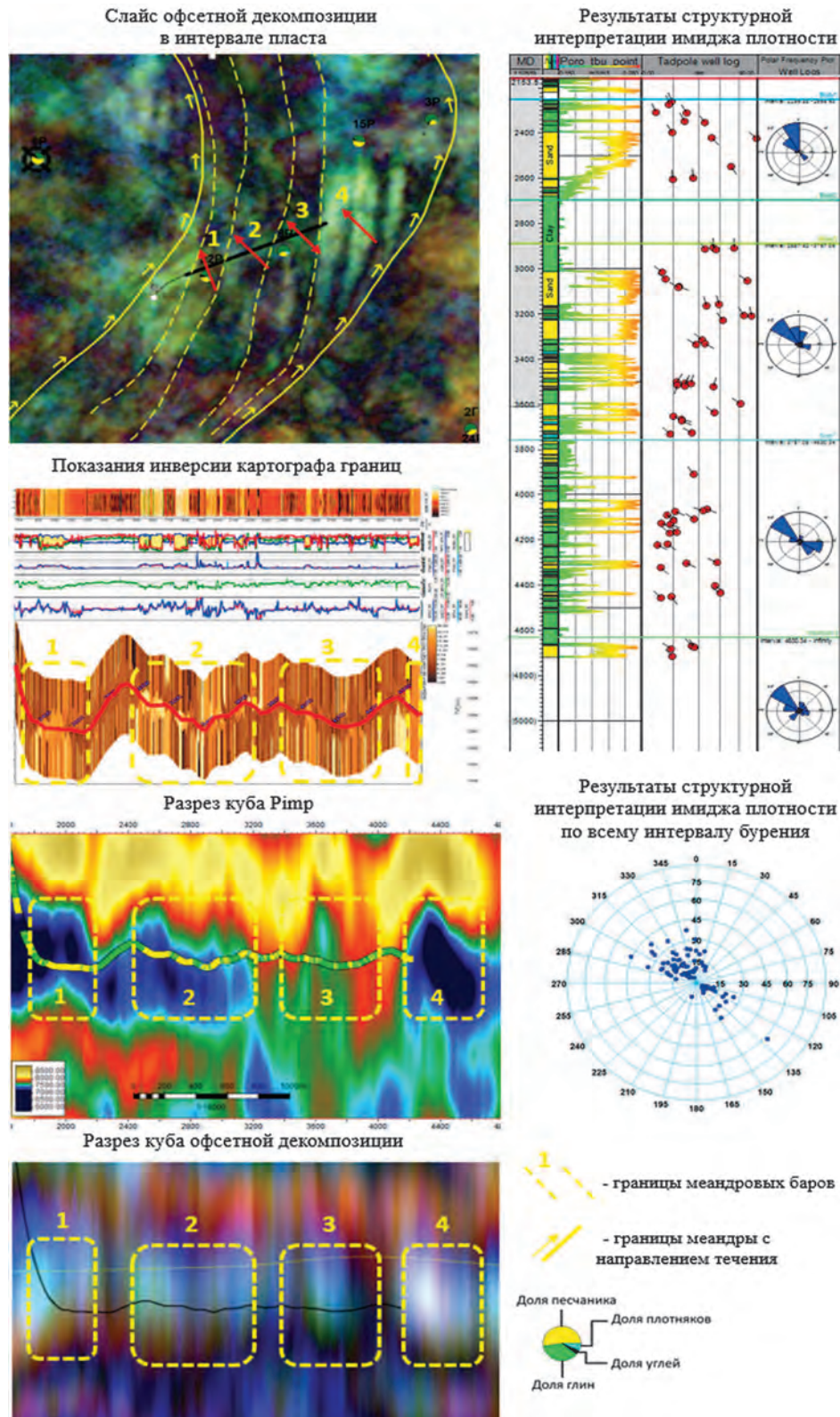


Рис. 4. Результаты интерпретации имиджера плотности, спектральной декомпозиции и картографа границ скважины 77ГС (Казанцев, 2022)

Fig. 4. Interpretation results of density imager, spectral decomposition and boundary mapper data for Well 77GS (Kazantsev, 2022)

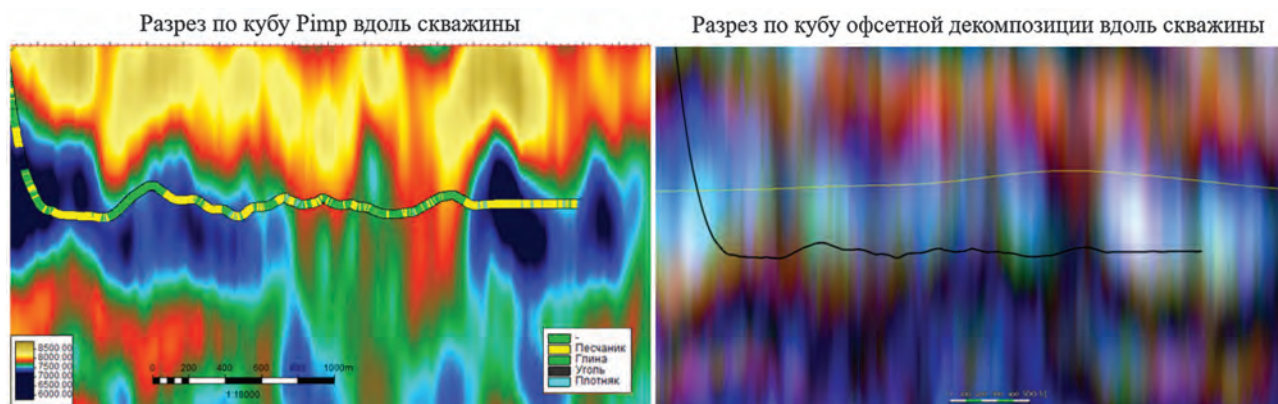


Рис. 5. Результаты бурения скважины 77ГС на сейсмических разрезах (Казанцев, 2022)
Fig. 5. Drilling results of Well 77GS on seismic data (Kazantsev, 2022)

В процессе бурения вскрыто 4 прирусловых вала, сформированных в процессе развития пояса меандрирования. Первый вал, вскрытый на глубинах 2390—2600 м, по сейсмическим данным представляет собой первичный сформировавшийся объект в рамках развития речной системы. Согласно структурной интерпретации имиджа плотности основой азимут слоистости совпадает с направлением течения реки и составляет 350°. Границы объекта надежно прослеживаются по данным картографа границ и сейсмическим данным. С глубины 4015 м и до забоя 4475 м вскрыты второй и третий объекты, представленные более молодыми прирусловыми валами.

Направление слоистости вскрытых объектов отличается от направления слоистости первого прируслового вала. Наблюдаемое изменение направления слоистости обусловлено увеличением кривизны русла в процессе эволюции меандрирующего потока.

В пределах меандрового пояса развитие речной системы приводит к прогрессирующему искривлению меандра по мере его старения, что, в свою очередь, вызывает систематическое изменение направления косоугольной слоистости в прирусловых валах. На глубине 4670 м вскрыт четвертый объект, характеризующийся повышенным УЭС по картографу границ, направление слоистости которого совпадает с направлением слоистости второго и третьего объектов. Такой же азимут слоистости указывает на то, что вскрытый объект относится к тому же русловому поясу, что и ранее вскрытые бурением объекты. Более того, вскрытый

на забое объект характеризуется пониженными значениями Pimp и усилением дальних удалений. Исходя из выполненного анализа было принято решение продолжить бурение скважины. На рисунке 5 представлены результаты с учетом удлинения скважины. Результаты бурения хорошо описываются сейсмическим прогнозом. За счет удлинения скважины удалось увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими ФЕС ($K_p = 0,24$ и $K_{пр} = 230$ мД), тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

Заключение

Предлагается алгоритм учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин, который включает структурную интерпретацию имиджера плотности, классификацию структурных элементов, интерпретацию данных картографа границ, совместный анализ результатов интерпретации имиджера плотности и картографа границ и комплексирование с сейсмическими данными. Данные картографа границ позволяют оценить локальную геометрию границ геологических тел. Анализ сейсмических данных позволяет определить границы и направление простирания геологических объектов.

Применение методики позволило увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими ФЕС, тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Батлер Р.М.* Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 536 с.
2. *Ботвинкина Л.Н.* Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965. 390 с.
3. *Ботвинкина Л.Н.* Слоистость осадочных пород. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 542 с.
4. *Ильмендеева А.В., Носов Н.В.* Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей. Известия высших учебных заведений, нефть и газ. 2023. № 5. С. 21—33.
5. *Карамурзаева А.Б.* Анализ достоверности скважинных данных, заложенных в геологическую модель месторождений Бузачинского свода. Yessenov science journal. 2022. № 2(43). С. 95—100.
6. *Коробкин В.С.* Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Геофизика. 2018. № 6. С. 42—51.
7. *Коробкин В.С.* Разработка комплексной методики повышения качества сейсмических изображений на основе компенсации влияния верхней части разреза для условий Восточной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10. М., 2020. 200 с.
8. *Куприн Д.Ю., Изюмова Е.А., Алтухов Е.Е.* Использование скважинных имиджеров для уточнения модели трещиноватости коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны // Молодые — Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта — 01 апреля 2022 года / Том 4. — Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. — С. 108-112. — EDN GXNGQX.
9. *Марковский, Н.И.* Палеогеографический прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1981. 224 с.
10. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. 260 с.
11. *Мутаев С.З.* Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин. Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 2(55). С. 41—44.
12. *Назипов Д.А., Шпаков П.В.* Решение задач по геонавигации с применением картографа границ на примере месторождений ПАО «НОВАТЭК». Российская отраслевая энергетическая конференция: сборник материалов конференции, Москва, 3—5 октября 2023 года. М.: ООО «Геомодель», 2023. С. 1201—1207.
13. *Романов Р.С., Юркина Т.А., Власенко В.С.* Комплексирование глубинного картографа границ, многопластовой инверсии и 3D сейсмических данных в реальном времени для геонавигации на месторождении Российской Федерации. BalticPetroModel-2022. Петрофизическое моделирование осадочных пород: труды VI Балтийской научно-практической конференции, Петергоф, 19—21 сентября 2022 года. ООО «ГеоЕвразия». Тверь: ПолиПРЕСС, 2022. С. 112—116.
14. *Санатова Ж.А., Калиев Д.Т.* Обзор методов сейсмо-стратиграфической привязки в условиях ограниченного или некондиционного набора исходных скважинных данных. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, № 2. С. 5—16. DOI: 10.54859/kjog108643
15. *Сребродольская М.А.* Алгоритмическое обеспечение интерпретации данных азимутального плотностного гамма-гамма метода в процессе бурения горизонтальных скважин: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.9. М., 2024. 193 с.
16. *Твердохлебов Д.Н., Коробкин В.С., Данько Е.А. и др.* Возможность подавления кратных волн на основе алгоритмов моделирования в условиях высокоскоростного разреза Сибирской платформы / Геофизика. 2018. № 1. С. 2—14.
17. *Шарифуллин И.Ф., Нагорная И.А., Габбасов Д.М. и др.* Первое применение технологий многопластового картирования высокого разрешения при бурении на газовом проекте Семаковского месторождения / Бурение и нефть. 2022. № 4. С. 22—25.
18. *Шнеерсон М.Б.* Современные полевые технологии наземной сейсморазведки. Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 39—42. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10032
19. *Allen J.R.L.* Studies in fluvial sedimentation: a comparison of fining-upwards cyclothem, with special reference to coarse member composition and interpretations. Jour. Sed. Petrology. 1970. Vol. 40. P. 298—323.
20. *Allen J.R.L.* Bed forms due to mass transfer in turbulent flows: a kaleidoscope of phenomena. Jour. Fluid Mechanics. 1971. Vol. 79. P. 49—63.
21. *Cloos H.* Primare Richtungen in Sediment der rheinischen Geosynklone. Geol. Rundschau. 1938. Vol. 29. P. 357—367.
22. *Chemali R., Bittar M., Hveding F. et al.* Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement / Halliburton — Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3—5 December 2008.
23. *Kazantsev G.V., Ivanov A.I.* Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE. 2021. № 206593. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/21RPTC/D031SO15R002/470479>.
24. *Middleton G.V. (ed.).* Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. Soc. Econ. Paleont. Min. Spec. Publ. 1965. No. 12. 265 p.

25. *Ruedemann R.* Evidence of current action in the Ordovician of New York. *Am. Geologist.* 1897. No. 19. P. 367—391.
26. *Sorby H.C.* On the Oscillation of the Currents drifting the Sandstone Beds of the South-East of Northumberland, and on their general direction in the Coal-Field in the Neighbourhood of Edinburgh. *Proc. Yorks. Geol. and Poly. Sac.* 1853. P. 232—240.

REFERENCES

1. Butler R.M. Horizontal Wells for Oil, Gas, and Bitumen Production. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, National Research Center “Regular and Chaotic Dynamics”, 2010. 536 p. (In Russ.).
2. Botvinkina L.N. Methodological Guide to the Study of Layering. Moscow: Nauka, 1965. 390 p. (In Russ.).
3. Botvinkina L.N. Layering of Sedimentary Rocks. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1962. 542 p. (In Russ.).
4. Ilmendeeva A.V., Nosov N.V. Identification of the Boundaries of Hydrodynamic Isolation of Reservoirs Based on the Results of Horizontal Well Drilling to Refine Geological Models. *News of Higher Educational Institutions, Oil and Gas.* 2023. No. 5. P. 21—33 (In Russ.).
5. Karamurzaeva A.B. Analysis of the Reliability of Well Data Embedded in the Geological Model of the Buzachinsky Arch Fields. *Yessenov Science Journal.* 2022. No. 2(43). P. 95—100 (In Russ.).
6. Korobkin V.S. Improving the Quality of Seismic Images through the Use of Broadband Processing with Preservation of Low-Frequency Energy: A Case Study of a Field in Eastern Siberia. *Geophysics.* 2018. No. 6. P. 42—51 (In Russ.).
7. Korobkin V.S. Development of an Integrated Methodology for Improving the Quality of Seismic Images Based on Compensation for the Influence of the Upper Part of the Section for Conditions of Eastern Siberia: Dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.10. Moscow, 2020. 200 p. (In Russ.).
8. Kuprin D.Yu., Izymova E.A., Altukhov E.E. Using Borehole Imagers to Refine the Fracturing Model of Reservoirs in the Yurubcheno-Tokhomskaya Zone. *Young People for Earth Sciences: Abstracts of the X International Scientific Conference of Young Scientists: in 7 vol. Vol. 4.* 2022. P. 108—112 (In Russ.).
9. Markovsky N.I. Paleogeographic forecast of oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1981. 224 p. (In Russ.).
10. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies. lithological traps of oil and gas. Moscow: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
11. Mutayev S.Z. Increasing the reliability of the geological model of an object with complex fault tectonics based on the involvement of horizontal wells. *Oil Gas Exposure.* 2017. No. 2(55). P. 41—44 (In Russ.).
12. Nazipov D.A., Shakov P.V. Solving Geosteering Problems Using a Boundary Cartographer Using the Example of NOVATEK Fields. *Russian Industry Energy Conference: Conference Proceedings, Moscow, October 3—5, 2023.* Moscow: Geomodel LLC, 2023. P. 1201—1207 (In Russ.).
13. Romanov R.S., Yurkina T.A., Vlasenko V.S. Integration of deep boundary mapping, multi-layer inversion and 3D seismic data in real time for geosteering at a field in the Russian Federation. *BalticPetroModel-2022. Petrophysical modeling of sedimentary rocks: proceedings of the VI Baltic scientific and practical conference, Peterhof, September 19—21, 2022.* GeoEurasia LLC. Tver': PoliPRESS LLC, 2022. P. 112—116 (In Russ.).
14. Sanatova Zh.A., Kaliyev D.T. Review of seismic stratigraphic tie methods in conditions of a limited or substandard set of initial well data. *Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan.* 2023. Vol. 5. No. 2. P. 5—16 (In Russ.). DOI: 10.54859/kjogi108643
15. Srebrodolskaya M.A. Algorithmic support for interpretation of azimuthal gamma-gamma density method data during horizontal well drilling: Diss. ... Cand. Geological and Mineralogical Sciences: 1.6.9. Moscow, 2024. 193 p. (In Russ.).
16. Tverdokhlebov D.N., Korobkin V.S., Danko E.A. et al. Possibility of Suppressing Multiple Waves Based on Modeling Algorithms in the Conditions of the High-Velocity Section of the Siberian Platform / *Geophysics.* 2018. No. 1. P. 2—14 (In Russ.).
17. Sharifullin I.F., Nagornaya I.A., Gabbasov D.M. et al. First Application of High-Resolution Multi-Layer Mapping Technologies in Drilling at the Semakovskoye Field Gas Project / *Drilling and Oil.* 2022. No. 4. P. 22—25 (In Russ.).
18. Shneerson M.B. Modern field technologies of land seismic exploration. *Oil Gas Expo.* 2019. No. 4(71). P. 39—42 (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10032
19. Allen J.R.L. Studies in fluvial sedimentation: a comparison of fining-upwards cyclothem, with special reference to coarse member composition and interpretations. *Jour. Sed. Petrology.* 1970. Vol. 40. P. 298—323.
20. Allen J.R.L. Bed forms due to mass transfer in turbulent flows: a kaleidoscope of phenomena. *Jour. Fluid Mechanics.* 1971. Vol. 79. P. 49—63.
21. Cloos H. Primare Richtungen in Sediment der rheinischen Geosynklone. *Geol. Rundschau.* 1938. Vol. 29. P. 357—367.
22. Chemali R., Bittar M., Hveding F. et al. Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement / *Halliburton — Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3—5 December 2008.*

23. Kazantsev G.V., Ivanov A.I. Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE. 2021. № 206593. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/21RPTC/D031S015R002/470479>.
24. Middleton G.V. (ed.). Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. Soc. Econ. Paleont. Min. Spec. Publ. 1965. No. 12. 265 p.
25. Ruedemann R. Evidence of current action in the Ordovician of New York. Am. Geologist. 1897. No. 19. P. 367—391.
26. Sorby H.C. On the Oscillation of the Currents drifting the Sandstone Beds of the South-East of Northumberland, and on their general direction in the Coal-Field in the Neighbourhood of Edinburgh. Proc. Yorks. Geol. and Poly. Sac. 1853. P. 232—240.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Казанцев Г.В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Gleb V. Kazantsev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Казанцев Глеб Владимирович — начальник отдела геологического моделирования ООО «НОВАТЭК НТЦ».

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625000, Россия

e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

SPIN-код: 8943-0486

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0448-5300>

Gleb V. Kazantsev — Head of the Geological Modeling Department, NOVATEK STC LLC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625000, Russia

e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

SPIN-code: 8943-0486

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0448-5300>



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ НАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

М.Ю. КЕМАЕВ*, А.Р. РАХИМОВ, И.В. БЛИНОВ

ТОФС «Технологичное Оборудование Функциональные Сервисы»
22, стр. 1, 1-й Красногвардейский пр., д. 22, стр. 1, г. Москва 123112, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В условиях разработки низкопроницаемых коллекторов с низкой минерализацией пластовой воды (Ачимовские отложения Западной Сибири) остро стоит задача достоверной оценки насыщенности. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) аппаратурой MagTrak™ предоставляет возможность ее непрерывного определения в процессе бурения, однако влияние динамики фильтрации бурового раствора на нефтяной основе (РУО) [4] на данные ядерно-магнитного каротажа при бурении изучено недостаточно. Динамический характер процесса, малая глубина исследования каротажных зондов, вибрации бурильной колонны создают уникальные вызовы при интерпретации характера насыщенности по данным ЯМК.

Цель. Определение насыщенности пластов Ачимовских отложений методом ЯМК в процессе бурения.

Материалы и методы. В качестве материалов использовались данные ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения пилотных стволов.

Результаты. Получены данные о насыщенности пласта в процессе бурения скважин по данным ядерно-магнитного каротажа. В процессе работы на исследования ЯМК выявлено влияние раствора на углеводородной основе.

Заключение. Получен положительный опыт применения ЯМК в процессе бурения скважин для оценки насыщенности пласта в условиях низкопроницаемых Ачимовских отложений, с учётом влияния раствора на нефтяной основе (РУО). В работе представлен подход с применением записей ЯМК: в процессе бурения и после бурения при подъёме бурового инструмента.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, раствор на углеводородной основе, каротаж в процессе бурения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Кемаев М.Ю., Рахимов А.Р., Блинов И.В. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа во время бурения скважин для оценки насыщенности пластов Ачимовских отложений. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):140—149. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-140-149> EDN: [QSDIDF](https://edn.ru/0016-7762-2025-67-3-140-149)

Статья поступила в редакцию 13.08.2025

Принята к публикации 21.08.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

EXPERIENCE IN APPLYING NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING WHILE DRILLING FOR RESERVOIR SATURATION ASSESSMENT IN ACHIMOV DEPOSITS

MAXIM Y. KEMAEV*, AIDAR R. RAKHIMOV, ILYA V. BLINOV

TOFS «Technological Equipment Functional Services»
22, Bldg. 1, 1st Krasnogvardeysky Ave., Moscow 123112, Russia

ABSTRACT

Background. In the development of low-permeability reservoirs with low-salinity formation water (Achimov formation, Western Siberia), the reliable assessment of formation saturation is a critical challenge. MagTrak™ Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logging-while-drilling (LWD) technology provides the capability for continuous formation saturation determination while drilling. However, the influence of active ongoing filtration of oil-based mud (OBM) [4] on NMR-while-drilling data is insufficiently studied. The dynamic nature of the process, the shallow depth of investigation capabilities of LWD tools, and drill string vibrations create unique challenges for interpretation of formation saturation from NMR data.

Aim. Determination of the saturation of Achimov deposits using the NMR method while drilling.

Materials and methods. The materials used included data from nuclear magnetic resonance (NMR) logging while drilling pilot holes.

Results. Data on formation saturation were obtained during the drilling process using nuclear magnetic resonance logging. During the NMR investigations, the influence of oil-based mud was identified.

Conclusion. Positive experience was gained in applying NMR while drilling to assess formation saturation in the conditions of low-permeability Achimov deposits, taking into account the influence of oil-based mud (OBM). This work presents an approach using NMR recordings: both while drilling and after drilling while pulling out the drilling assembly.

Keywords: nuclear magnetic resonance (NMR) logging, oil-based mud (OBM), logging while drilling (LWD)

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

Financial disclosure: the research did not receive any sponsor support.

For citation: Kemaev M.Yu., Rakhimov A.R., Blinov I.V. Experience in applying nuclear magnetic resonance logging while drilling for reservoir saturation assessment in Achimov deposits. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):140—149. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-140-149> EDN: QSDIDF

Manuscript received 13 August 2025

Accepted 21 August 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Краткая характеристика прибора ЯМК

MagTrak™ — это техническая реализация метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), используемая для проведения исследований в открытом стволе скважин во время бурения. В процессе проведения исследований методом ЯМР изучается затухание намагниченности системы протонов, которые содержатся в составе флюидов, заполняющих поровое пространство горной породы, при перемещении прибора по стволу

скважины. Сервис ядерно-магнитного каротажа во время бурения MagTrak™ регистрирует экспоненциально затухающий сигнал спинового эха и предоставляет результаты инверсии в виде распределений времён продольной (T1) и поперечной (T2) релаксаций ядерно-магнитных исследований [2], которые являются стандартом в нефтегазовой индустрии для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и оценки запасов УВ.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ /
 GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

В реальном времени сервис MagTrak™ предоставляет распределение времён поперечной релаксации T2. Пластовые свойства такие, как пористость, флюидонасыщение, индекс проницаемости, рассчитываются из полученного распределения T2.

Для простоты использования сервиса MagTrak™ система регистрации прибора может работать в нескольких режимах накопления сигналов ЯМР, позволяя осуществлять измерения в широком диапазоне свойств горных пород и пластовых флюидов.

Скважинный модуль MagTrak™ состоит из зондовой части, блока обрабатывающей электроники и двух медленно вращающихся стабилизаторов, которые используются для устранения пагубного эффекта от возникающих в процессе бурения вибраций (рис. 1). Система регистрации

прибора требует поддержания постоянной циркуляции бурового раствора в процессе бурения для обеспечения выработки необходимой мощности излучения ЯМР даже в хорошо проводящих буровых растворах. Дополнительно стоит учитывать, что в секции скважины диаметром 155,6 мм (6,125") номинальный размер зоны исследования прибором ЯМК MagTrak™ типоразмером 121 мм (4,75") составляет 249 мм (9,8") и представлен тороидальной областью, которая не соприкасается со стволом скважины (рис. 1). Основные технические характеристики модуля 4.75" MagTrak™ представлены в таблице 1.

Методика интерпретации

Обработка данных ЯМК заключается в преобразовании релаксационной кривой

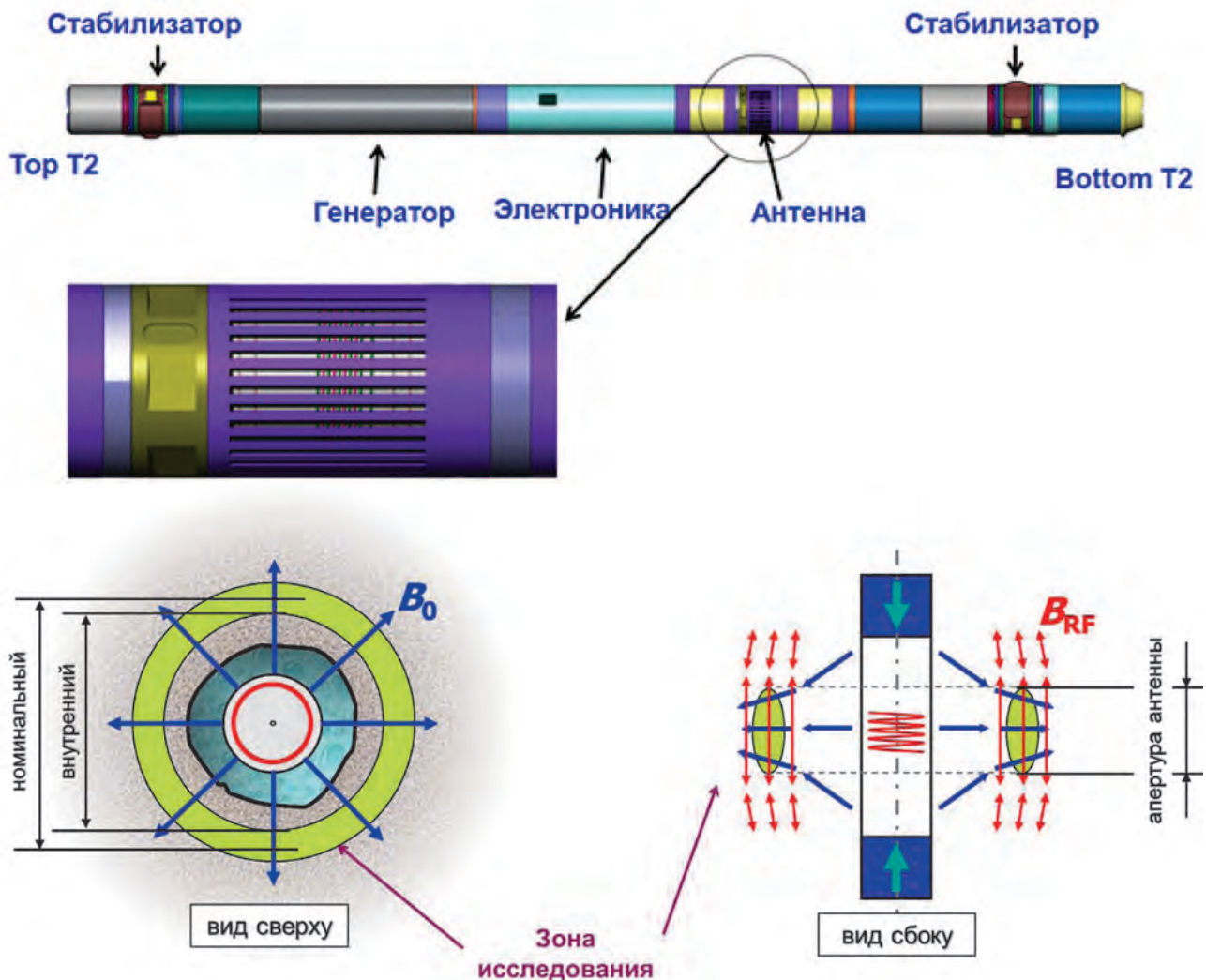


Рис. 1. Скважинный модуль MagTrak™ и схема зоны исследования ЯМК MagTrak™
 Fig. 1. Diagram of the MagTrak™ NMR depth of investigation

Таблица 1. Технические характеристики комплекса 4.75" MagTrak™
Table 1. Technical characteristics of complex 4.75" MagTrak™

Характеристика	Значение
Длина модуля (+стабилизация)	8,4 м
Диаметр прибора	121 мм
Масса прибора	841 кг
Максимальная температура эксплуатации	до 150 °С
Апертура приёма	66 мм
Глубина исследования	46 мм
Диаметр зоны исследования	249 мм
Внутренний диаметр зоны исследования	218 мм
Тип магнитного поля	градиентное, слабое, -2,5 Гс/см
Количество рабочих частот	1, 350 кГц
Диапазон диаметров скважин	146,1—171,5 мм
Минимальное время раздвижки между эхоимпульсами	0,6 мсек

в дифференциальное, а затем интегральное распределение пористости по временам релаксации T2 с использованием специальных математических процедур. Дифференциальное распределение характеризует долю пор с конкретным значением T2 в общем поровом пространстве и позволяет отобразить время поперечной релаксации T2 для каждой точки глубины, по оси X время релаксации в миллисекундах и Y величина пористости в процентах [2].

Типизация флюидов становится возможной благодаря различию их физических свойств, которые определяют положение сигналов ЯМР [3] на распределении T2. С целью типизации флюидов использован метод отсечек (рис. 3). Для разделения вклада в сигнал ЯМР от флюидов, находящихся в породах с разным размером пор, и непосредственно для типизации самих флюидов на основе различий их релаксационных свойств.

Следует отметить, что данный подход надежен, когда контрасты релаксации, поляризации и диффузии между жидкостями велики [6]. В условиях низкой вариативности наборов TE и TW результаты обработки требуют дополнительной верификации как промысловыми данными, так и классическими подходами в интерпретации насыщенности.

Петрофизическая модель интерпретации получила следующий вид:

$$K_{го} + K_{во} + K_{руо} + K_{свободной\ воды} = 1,$$

где $K_{го}$ — коэффициент остаточной газонасыщенности, $K_{во}$ — коэффициент

остаточной водонасыщенности, $K_{руо}$ — объем, занятый фильтратом РУО в зоне исследования прибора, $K_{свободной\ воды}$ — коэффициент свободной воды.

Для проведения инверсии методом отсечек использованы следующие настройки (таблица 2).

Приведенная петрофизическая модель является основой для количественной оценки насыщенности по данным ЯМР. Ключевым этапом в данной модели является распределение сигнала по компонентам насыщенности, что и достигается методом отсечек по распределению времен спин-спиновой релаксации T2. Используемые в работе границы отсечек (таблица 2) основаны на петрофизической интерпретации релаксационных механизмов в конкретных пластовых и скважинных условиях исследуемого объекта. Однако, как отмечено ранее, надежность данного подхода критически зависит от контраста физических свойств флюидов. В случаях, когда различия во временах релаксации или коэффициентах диффузии между флюидами незначительны, а наборы

Таблица 2. Таблица параметров инверсии T2
Table 2. Table of inversion parameters T2

Интервал, мс	Тип флюида
0,5—3,3	Глинисто-связанный
3,3—90	Капиллярно-связанный
90—250	Свободная вода
250—2300	РУО
2300—8192	Газ

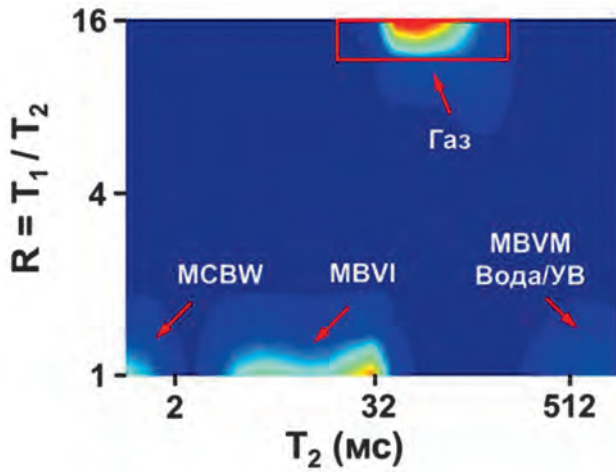


Рис. 2. Распределение R - T_2 и типовой отклик флюидов в пласте.
 Fig. 2. R - T_2 Distribution Map and Characteristic Formation Fluid Signatures

параметров прибора времен поляризации TW ограничены, возможны некоторые погрешности в разделении сигналов, особенно компонент K_{pVO} и K_{rO} .

В качестве дополнительного подхода к выделению газовых зон был использован метод двумерной инверсии ЯМР отношений распределений T_1 и T_2 [1]. Методика эффективна для обнаружения газа благодаря высокому контрасту газа и воды, имеющих разные величины коэффициента молекулярной диффузии, которые будут отображаться по-разному на распределении T_1 и T_2 [1]. Лёгкие УВ будут иметь длинные времена на распределении T_1 и относительно короткие на распределении T_2 и, как следствие, высокое отношение $R = T_1/T_2$ (рис. 2). По оси X приведено время релаксации распределения T_2 в миллисекундах, по оси Y — отношение распределений времени T_1/T_2 [1].

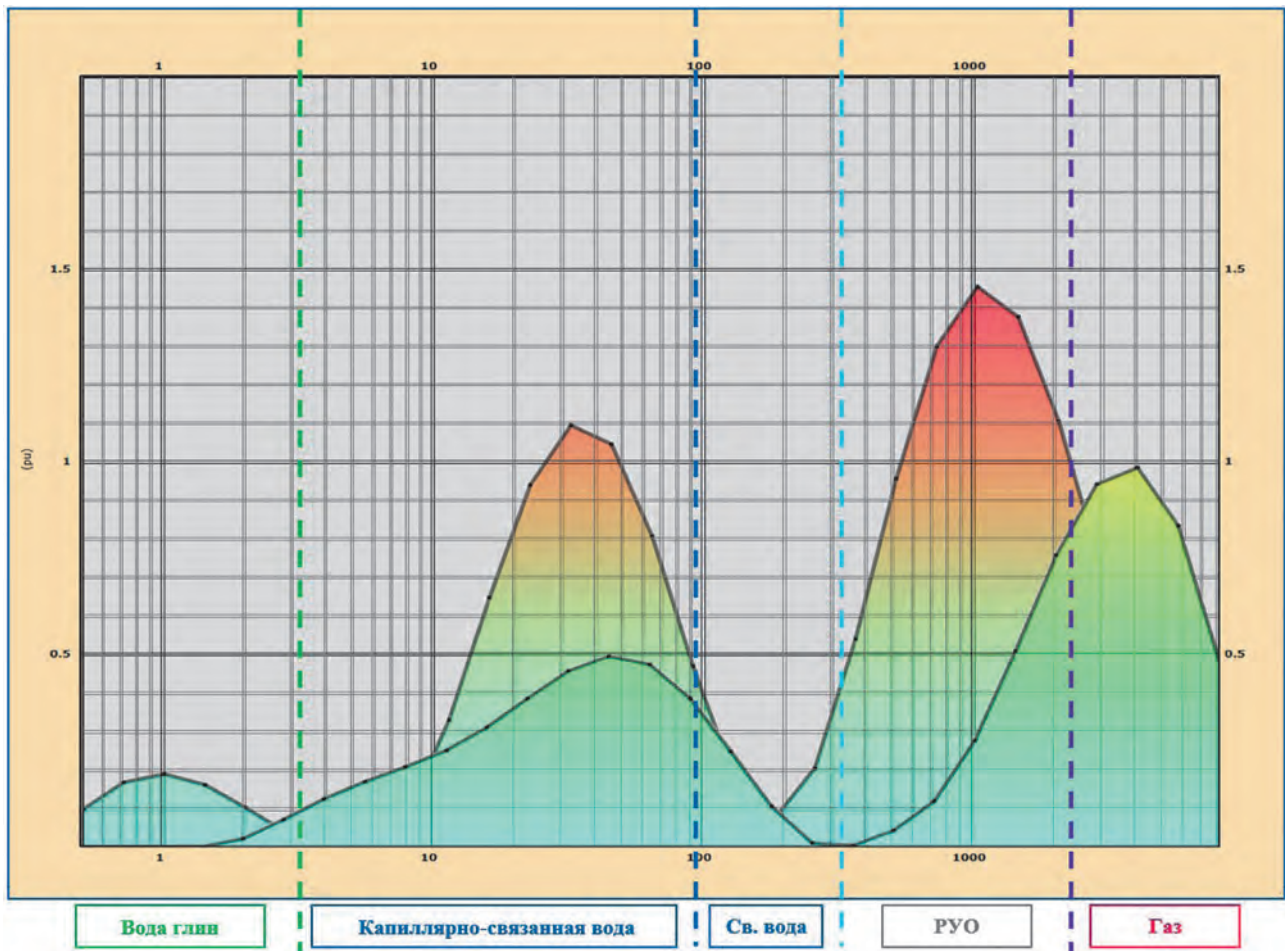


Рис. 3. Распределение T_2 в интервале пласта с нанесенными отсечками
 Fig. 3. T_2 distribution in the formation interval with applied cutoffs

Предварительные расчёты

С целью определения режима регистрации ЯМК для прибора MagTrak™ и моделирования откликов сигналов ЯМР от пластовых флюидов, был проведён предварительный анализ (рис. 4). Режим регистрации данных ЯМК используется прибором MagTrak™ для достижения наилучшего качества регистрируемой информации при данных пластовых и технологических условиях проведения каротажа. Достаточная поляризация пластового флюида достигается в течении выбранного времени поляризации TW , которое определяется согласно модельным (синтетическим) откликам ЯМР ожидаемых пластовых флюидов. Соблюдение этого правила гарантирует точную оценку коэффициента пористости при условии достижения оптимальной вертикальной разрешающей способности метода [6].

График демонстрирует результат моделирования распределения пластовых флюидов на времени поперечной релаксации T_2 , которые получены на основании априорных данных (таблица 3).

По результатам предварительного моделирования данных ЯМК для обеспечения полного охвата всех пластовых флюидов необходим режим с максимальным временем поляризации $TW_L = 16$ секунд, короткое время поляризации $TWS = 2$ секунды, при условии использования времени раздвижки между экосигналами $TE = 0,6$ мсек.

Результаты

На рисунке 5 представлены результаты интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа

по результатам записей, полученных в процессе бурения скважины и после бурения на подъёме бурового инструмента.

Распределение T_2 показывает дифференциальное распределения сигналов ЯМР на времени поперечной релаксации T_2 (по оси X время релаксации, по оси Y величина пористости), для записей в процессе бурения и на подъёме после бурения, с нанесёнными на них отсечками (таблица 2). Модели флюидов рассчитаны из распределений T_2 и показывают количественную оценку долей различных типов флюидов в зоне исследования метода ЯМК (~31—61 мм), представленные в виде объёмных моделей, состоящие из долей: глинисто-связанного флюида (серая заливка), капиллярно-связанного флюида (синяя заливка), объёма свободной воды (голубая заливка), объёма РУО (оранжевая заливка), объём остаточного газа

Таблица 3. Свойства флюидов
Table 3. Properties of fluids

Параметр	Газ	Вода
Температура, град. Ц	108	108
Давление, бар	520	520
Плотность, г/см ³	0,87	0,99
Водородный индекс	0,1	0,99
Вязкость, сПз	–	0,27
Козфф.диффузии, 10 ⁻⁹ м ² /сек	–	9,6
Время релаксации T_1 , мсек	4237,31	14398
Время релаксации $T_{2,наж}$, мсек	2976	4,95

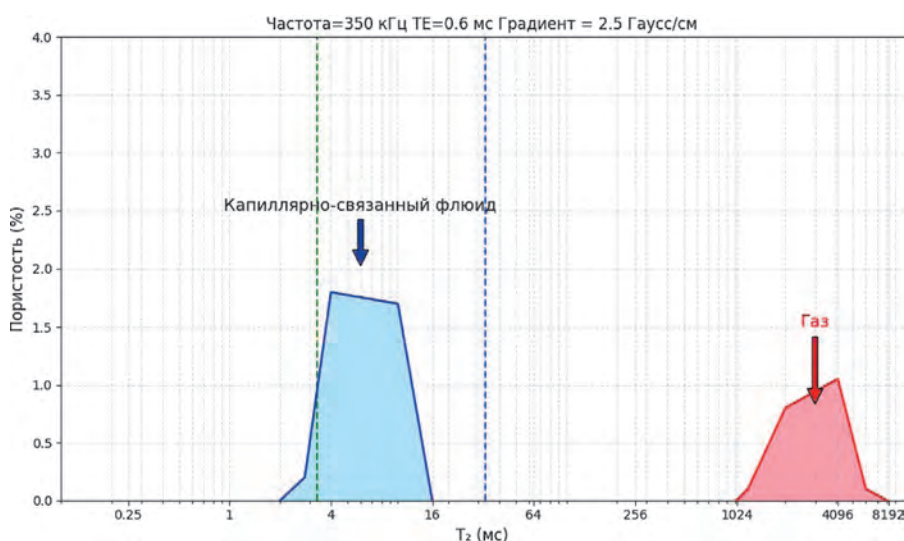


Рис. 4. Результат предварительных откликов сигналов ЯМР

Fig. 4. Simulation result

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

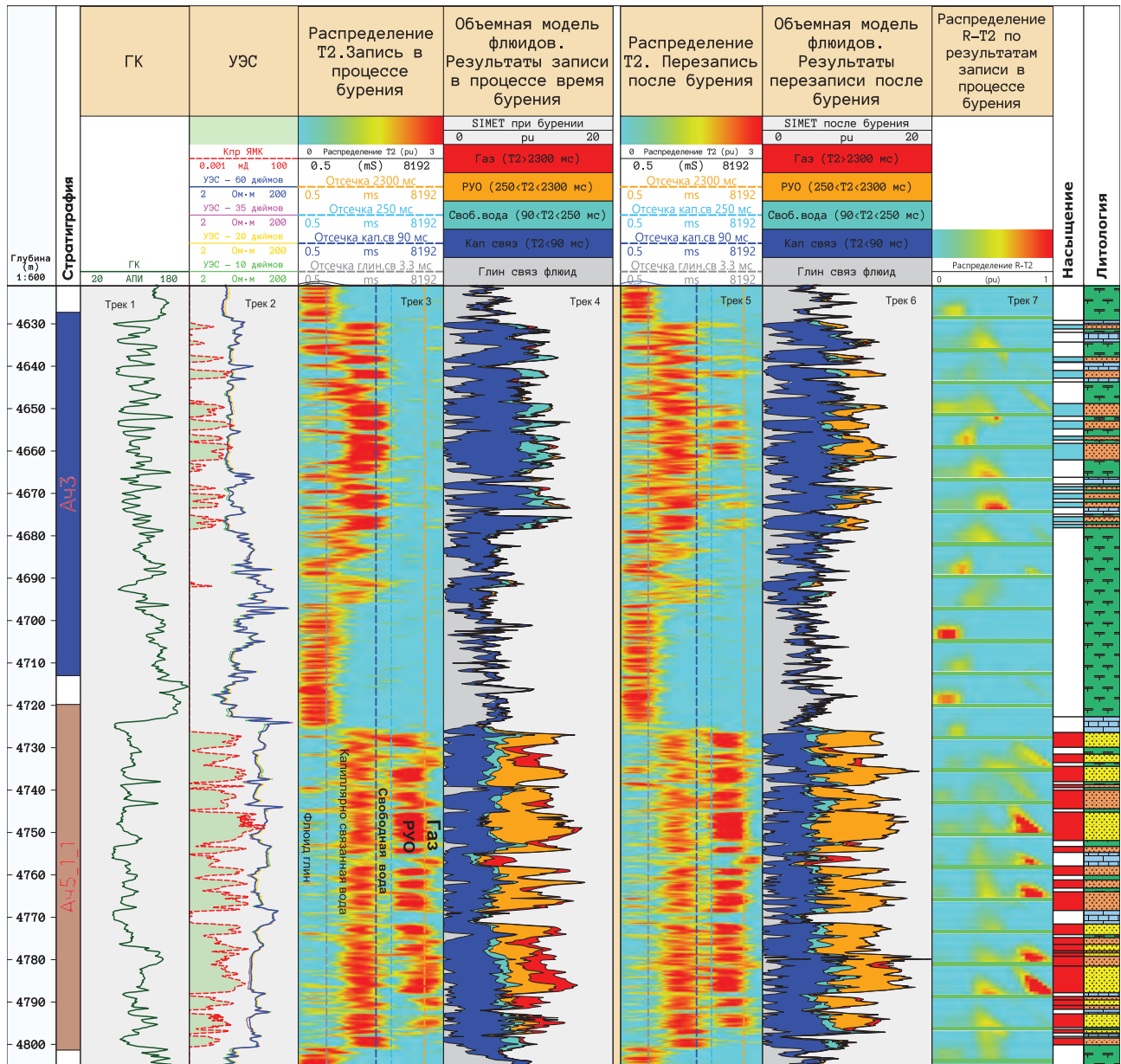


Рис. 5. Результаты интерпретации ЯМК в интервале пластов Ач3 и Ач5

Примечание: первый трек — гамма-каротаж, второй трек — удельное электрическое сопротивления пород и их проницаемость, третий трек — распределение T2, полученное по данным записи ЯМК в процессе бурения, который показывает дифференциальное распределение времени поперечной релаксации (цветовая палитра характеризует величину пористости/амплитуды сигнала), четвёртый трек — объёмная модель по результатам записи в процессе бурения для различных типов флюидов, пятый и шестой треки — распределение T2 и объёмная модель флюидов, полученные по данным записи на подъёме после бурения, седьмой трек — карты распределения сигналов на распределении R-T2, расположенные с усреднением каждые 3 метра, 8-й и 9-й треки — колонки с «общепринятыми» условными обозначениями, насыщенность пласта (голубой цвет вода, красный газ) по данным ЯМК и литология пород.

Fig. 5. Interpretation LOG results in reservoir Ach3, Ach5

Note: Track 1. Gamma Ray log. Track 2: Formation Resistivity and Permeability. Track 3: T2 distribution from NMR While Drilling data, showing the differential distribution of transverse relaxation times. Track 4: Fluid volume model from the While Drilling acquisition for different fluid types. Tracks 5 and 6: T2 distribution and fluid volume model from data acquired during post-drilling uplift. Track 7: R-T2 distribution plots, averaged every 3 meters. Tracks 8 and 9: Standard lithology track, NMR-derived saturation (blue for water, red for gas), and rock lithology.

(красная заливка). Распределение R-T2 показывает результаты двумерной инверсии, которые позволяют качественно разделить сигналы ЯМР от пластовых флюидов (рис. 2).

При сопоставлении данных ЯМК, записи при бурении и записи на подъёме после бурения отмечено, что на замере **во время бурения**, после вскрытия долотом пласта в зоне исследования метода уже происходит «активное» оттеснение газового флюида (сигнал от которого на распределении T2 интерпретируется правее отсечки 2300 мс) (рис. 5) фильтратом бурового раствора (РУО) [4], который фиксируется ярким сигналом на распределении T2 в интервале времени 250—2300 мс, что необходимо учитывать при определении насыщенности пласта, особенно в песчаниках с лучшими ФЕС ($K_{пр} > 0,1$ мД). Это ярко заметно на примере пласта Ач5, где отмечается достаточно большой объём РУО в модели флюидов и относительно меньшая величина от оставшегося в пласте газа. В то время как в пласте Ач3 в песчаниках с худшими ФЕС ($K_{пр} = 0,1$ мД) объём РУО практически не отмечается, весь сигнал ЯМР на распределении T2 фиксируется в интервале времени 3,3—250 мс [5], что соответствует зоне капиллярно-связанной и свободной воды.

К моменту же записи ЯМК **на подъёме** (через 9 часов после завершения бурения) отмечается практически полное оттеснение свободного/подвижного пластового флюида из зоны исследования ЯМК фильтратом бурового раствора (РУО) как в пласте Ач3, так и в Ач5. Применение повторной записи ЯМК после бурения обуславливается тем, что при сопоставлении записей ЯМК в процессе бурения и повторной записи можно отследить влияние РУО и идентифицировать положение сигналов ЯМР от пластового флюида на распределении T2, что является важным при определении насыщенности пласта по данным ядерно-магнитного каротажа.

В результате по данным ЯМК насыщение пласта Ач3 (рис. 5) интерпретируется как водонасыщенный при доле свободной воды по пласту в среднем более 20%, $K_{воды} \sim 27\%$ и отсутствии значимых сигналов в газовой области на распределении T2 и R-T2 [1].

Насыщение пласта Ач5 интерпретируется как продуктивный по газу, в котором отмечается наличие выраженного сигнала на распределении T2 в интервале более 2300 мс, а также присутствие сигнала на распределении R-T2 (рис. 2) в области с высоким отношением $R = T1/T2$, расчетная объемная доля газа в среднем по пласту превышала 20%, $K_{го} \sim 22\%$, $K_{воды} \sim 8\%$.

По факту проведения анализа данных ЯМР по методике отсечек и распределения R-T2 были получены следующие результаты:

- объемная количественная флюидальная модель пласта (рис. 5);
- качественное распределение R-T2 (рис. 5);
- определено насыщение по данным ЯМК (рис. 5);
- построена блок-схема для определения насыщенности пласта [2] (рис. 6).

Дополнительно стоит отметить, что скорость записи ЯМК, проводимой на подъёме после бурения скважины, должна соответствовать скорости записи ЯМК в процессе бурения для соблюдения схожих условий каротажа.

Заключение

В работе представлен опыт с применением данных ЯМК полученных в процессе бурения скважины.

1. По результатам исследований отмечено, что уже после вскрытия пласта наблюдается влияние РУО на данные ЯМК и замещение пластового флюида фильтратом бурового раствора. Через 9 часов зона исследования ЯМК ($\sim 31—61$ мм) практически полностью заполнена фильтратом РУО.

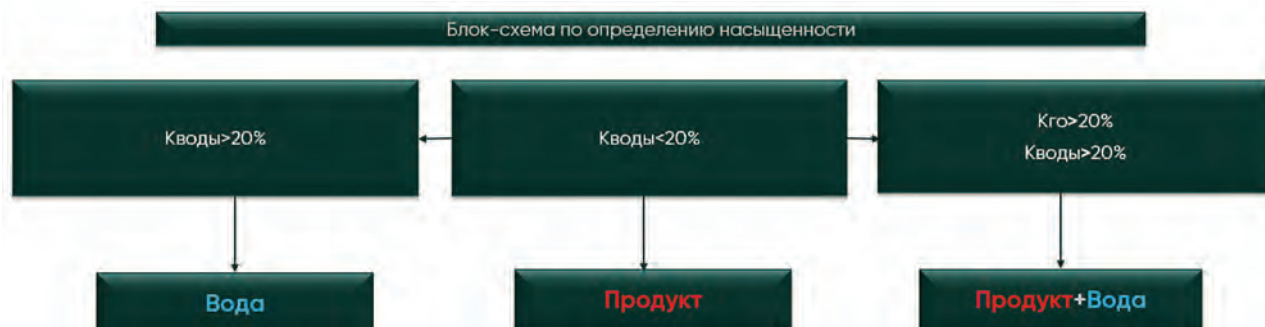


Рис. 6. Блок-схема определения насыщенности пласта
Fig. 6. Flowchart for determining reservoir saturation

2. С учётом влияния РУО на показания ЯМК, определены зоны флюидов на распределении T2, дано насыщение пластов АЗ, Ач5 и составлена предварительная блок-схема по определению насыщенности.

3. Предложенная петрофизическая модель на основе T2-отсечек (таблица 2) является частным случаем, надежность которой зависит от контраста физических свойств пластовых флюидов. Для уточнения насыщения, как показано на рисунке 2 и 5, даже такая модель в комплексе с двумерной-инверсией (распределение R-T2) позволяет качественно разделить сигналы и получить количественные критерии, пригодные для оценки насыщенности пласта.

4. Для улучшения результатов с целью минимизации влияния РУО и более достоверной оценки насыщенности пласта в последующих работах рекомендуется: а) сократить расстояние датчика ЯМК от долота с 23,5 до 7—8 м; б) увеличить скорость бурения с текущих 10—15 до 20—25 м/ч, чтобы сократить время после вскрытия пласта; в) модифицировать буровой раствор, в частности

применить кольтмант дисперсной фазы, размер которого соответствовал бы диаметру горловин порового канала песчаников. Дополнительно проводить исследования стационарных замеров ЯМК на нескольких глубинах длительностью по 5 мин при бурении и после бурения для более детального разделения положения сигналов ЯМК на распределении T2.

5. Полученные выводы базируются на наборе данных по двум пилотным скважинам, и, безусловно, для их подтверждения требуются дальнейшие исследования на большем количестве скважин. В частном же случае применение ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения пилотных стволов позволяет оценить насыщение пластов Ачимовских отложений, а также дополнительно даёт возможность в сложных условиях, связанных с устойчивостью ствола скважины, наличием зон АВПД, присутствием посадок/затяжек в процессе бурения, снижать геолого-технологические риски, в частности минимизируя проведение исследований (ГИС ЯМК, ГДК-ОПК после бурения), и соответственно сокращать сроки строительства скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Габор Х., Сонгуа Ч., Эрик М.* Новый метод двумерной инверсия данных ЯМК T1/T2app от T2app для петрофизической интерпретации газовых скважин // Новый Орлеан Луизиана США, 46-й Ежегодный симпозиум SPWLA по каротажу, 26—29 июня 2005, стр. 48—54.
2. *Джордж Р. К., Ли Ч. Х., Манфред Д. П.* Принципы и применение ЯМК-каротажа // Хьюстон США, Halliburton Energy Services, 1999, стр. 234.
3. *Кемаев М.* Особенности определения характера насыщения по данным ЯМК в процессе бурения, Конференция «Потенциал Севера Западной Сибири: ресурсы и технологии» // Россия Тюмень, 4—6 июня 2025.
4. *Цзяньмэн С., Цзюнь Ч., Пин Ф., Фуцзин С. и др.* Исследование коррекции формы спектра T2 ЯМК-каротажа песчаных коллекторов в скважинах на буровом растворе на нефтяной основе // Китай Китайский нефтяной университет, Школа геонаук, журнал «Molecules», 8 октября 2021, 6082, стр. 26.
5. *Чен Дж., Хирасаки Г. Дж., Флаум М.* влияние проникновения бурового раствора на нефтяной основе на связанную водонасыщенность: механизмы и модификации интерпретации данных ЯМК // Хьюстон Техас США, доклад SPE 90141, 26—29 сентября 2004.
6. *Шенг Ф., Сонгуа Ч., Радж Т. и др.* Количественная оценка нефтенасыщенности в карбонатных породах с использованием одновременной инверсии множественных эхо-последовательностей ЯМК // Хьюстон Техас США, доклад SPE 90569, 26—29 сентября 2004.

REFERENCES

1. Gabor H., Songhua C., Eric M. New NMR two-dimensional inversion of T1/T2app vs. T2app method for gas well petrophysical interpretation // New Orleans Louisiana U.S.A, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26—29 2005. 48—54 p. (In Russ.)
2. George R. C., Lizhi X., Manfred G. P. NMR logging principles & applications // Houston U.S.A, Halliburton Energy Services, 1999. 234 p. (In Russ.)
3. Kemaev M. Features of determining the nature of saturation according to NMR data during drilling, Conference The potential of the North of Western Siberia: resources and technologies // Russia Tyumen, June 04—06 2025. (In Russ.)
4. Jianmeng S., Jun C., Ping F., Fujing S. and other. Study on Nuclear Magnetic Resonance Logging T2 Spectrum shape correction of sandstone reservoirs in Oil-Based Mud Wells /// Chine Chinese University of Petroleum School of Geosciences, Molecules, October 8 2021, 6082. 26 p. (In Russ.)
5. Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M., Effects of OBM Invasion on Irreducible Water Saturation: Mechanisms and Modifications of NMR Interpretation // Houston Texas

U.S.A, SPE 90141, 26—29 September 2004 (In Russ.).
6. Sheng F., Songhua C., Raj T and other. Quantification of Hydrocarbon Saturation in Carbonate Formations

Using Simultaneous Inversion of Multiple NMR Echo Trains // Houston Texas U.S.A, SPE 90569, 26—29 September 2004 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Кемаев М.Ю. — выступил руководителем исследования: сформулировал концепцию работы, разработал методологию интерпретации данных ЯМР (включая петрофизическую модель с отсечками T2), провёл анализ динамики вытеснения пластовых флюидов фильтратом РУО, подготовил технологические рекомендации по оптимизации бурения (сокращение расстояния до долота, модификация бурового раствора), а также обобщил выводы о практической значимости метода для оперативных решений в условиях высоких рисков.

Рахимов А.Р. — выполнил практическую реализацию исследования: провёл предварительное моделирование откликов прибора MagTrak™, обработал полевые данные ЯМР с построением спектров T2 и карт R-T2, рассчитал объёмные модели насыщенности, визуализировал результаты (графики распределений, блок-схемы), выполнил количественную оценку остаточных углеводородов и провёл верификацию данных путём сопоставления замеров во время бурения и после него.

Блинов И.В. — выступил инициатором данного подхода и научным руководителем работы.

Maxim Y. Kemaev — spearheaded the research as the scientific supervisor: conceptualized the study, developed the NMR data interpretation methodology (including the T2 cutoff-based petrophysical model), analyzed the dynamics of formation fluid displacement by OBM filtrate, formulated technical recommendations for drilling optimization (reducing sensor-to-bit distance, mud composition modification), and summarized conclusions on the method's practical value for real-time decision-making in high-risk environments.

Aidar R. Rakhimov — executed the practical implementation of the study: conducted computational modeling of MagTrak™ tool responses, processed field NMR data to generate T2 spectra and R-T2 maps, calculated volumetric saturation models, visualized results (distribution plots, flowcharts), quantified residual hydrocarbon volumes, and performed data verification through comparative analysis of LWD and post-drilling measurements.

Ilya V. Blinov initiated this work and served as its scientific supervisor.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кемаев Максим Юрьевич* — руководитель отдела обработки и интерпретации данных ГИС.
e-mail: Maxim.Kemaev@tofsgroup.ru
тел.: +7 (922) 542-12-43
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4186-1154>

Рахимов Айдар Римович — геофизик отдела обработки и интерпретации данных ГИС.
e-mail: Aidar.Rakhimov@tofsgroup.ru
тел.: +7 (937) 318-09-89
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4500-4386>

Блинов Илья Владимирович — руководитель Центра исследований и разработок.
e-mail: Ilia.Blinov@tofsgroup.ru
тел.: +7 (912) 078-58-03
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2288-568X>

Maxim Y. Kemaev* — Manager, Well Logging Data Processing & Interpretation Department.
e-mail: Maxim.Kemaev@tofsgroup.ru
tel.: +7 (922) 542-12-43
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4186-1154>

Aidar R. Rakhimov — Geoscientists, Well Logging Data Processing & Interpretation Department.
e-mail: Aidar.Rakhimov@tofsgroup.ru
tel.: +7 (937) 318-09-89
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4500-4386>

Ilya V. Blinov — Manager, Research and Development Center.
e-mail: Ilia.Blinov@tofsgroup.ru
tel.: +7 (912) 078-58-03
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2288-568X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ВЫДЕЛЕНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГЛУБИННОГО МНОГОПЛАСТОВОГО КАРТОГРАФА В ВЫСОКОМ РАЗРЕШЕНИИ

А.А. РАСКАЗОВ¹, Е.П. АГЕЕВА¹, П.В. БЫБИН^{2,*}

¹ ОАО «Ямал СПГ»

22, ул. Академика Пилюгина, г. Москва 117393, Россия

² ООО «Новатэк НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Бурение горизонтальных скважин на юрские отложения на месторождениях ЯНО сопровождается пересечением разрывных нарушений [5]. В таких случаях стратегия проводки горизонтальной секции после вскрытия дизъюнктива строится на оценке стратиграфического положения ствола скважины и технологических возможностях по обеспечению выполнения геологических задач [7]. Традиционными методами по прогнозированию глубины пересечения разрывных нарушений являются данные сейсморазведки, а по определению во время бурения — данные каротажа. Однако существующие ограничения по глубине исследования данных каротажа делают задачу по идентификации разлома и определению стратиграфического положения ствола скважины после его пересечения довольно сложной. Следствием из этого является значительная трудность принятия решения по последующему маневру.

Цель. Показать, как специальные методы измерений в процессе бурения, такие как глубинные многопластовые картографы границ в высоком разрешении, дополняют существующие методики выделения разрывных нарушений [2].

Материалы и методы. Данная работа основана на фактических результатах бурения скважин на юрские пласты. В работе будут рассмотрены примеры, как использование картографов контрастных границ (по сопротивлению) помогает достичь поставленной цели по определению наличия разлома, стратиграфического положения ствола скважины либо наличия пропластков коллектора в радиусе исследования прибора на отложениях месторождения X.

Результаты. Применение технологии картирования контрастных по сопротивлению границ в условиях юрских отложений (благодаря разнице значений сопротивления в пропластках глин и пропластках коллектора (контраст сопротивлений [8])) значительно помогает, а часто в принципе позволяет определять положение ствола скважины в разрезе после пересечения дизъюнктивных нарушений, более уверенно проводить корреляцию и оптимизировать траекторию скважины для достижения поставленных перед бурением геологических целей.

Заключение. Сопоставление инверсии с другими методами каротажа показывает высокую степень достоверности получаемых в процессе бурения данных и их интерпретации (азимутальные имиджи в процессе бурения, сейсмоакустическое зондирование). Комплексирование нескольких подходов и разных типов измерений может принести еще больший вклад в изучаемый вопрос.

Ключевые слова: юрские отложения, разрывные нарушения, глубинная многопластовая инверсия высокого разрешения, картограф в высоком разрешении, геонавигация, бурение горизонтальных скважин, геоэлектрический разрез, азимутальное измерение УЭС.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Благодарности: авторы выражают признательность экспертам по направлению геонавигации И.И. Евдокимовой, Д.С. Леонтьеву, М.Н. Медведеву, И.К. Дударевой, Д.Н. Засименко за поддержку и ценные советы по подготовке статьи.

Для цитирования: Рассказов А.А., Агеева Е.П., Быбин П.В. Выделение разрывных нарушений по данным глубинного многопластового картографа в высоком разрешении. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):150—157. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-150-157> EDN: [SHFVVO](https://www.edn.org/SHFVVO)

Статья поступила в редакцию 13.08.2025

Принята к публикации 24.09.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

FAULTS IDENTIFICATION BASED ON HIGH-RESOLUTION MULTILAYER MAPPING WHILE DRILLING SERVICE

ANATOLIY A. RASSKAZOV¹, EKATERINA P. AGEEVA¹, PETR V. BYBIN^{2,*}

¹ JSC Yamal LNG

22, Academician Pilyugin str., Moscow 117393, Russia

² NOVATEK STC

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia

ABSTRACT

Background. Drilling horizontal wells into Jurassic formations in Yamal-Nenets Autonomous Okrug (YNAO) fields involves faults intersection [5]. In such cases, horizontal section geosteering strategy after crossing a fault is based on an assessment of the wellbore's stratigraphic position and the technical capabilities available to ensure the geological objectives achievement [7]. Traditional methods for predicting faults intersection depth are rely on seismic data, while identification during drilling is based on logging data. The existing logging data depth of investigation limitations makes the task of identifying a fault and determining the wellbore's stratigraphic position after crossing it quite complicated. As a result, decision on the subsequent steering maneuver presents significant uncertainty.

Aim. Estimate how advanced logging while drilling methods such as high-resolution multilayer mapping while drilling service complement existing fault identification techniques [2].

Materials and methods. This study based on actual drilling data from Jurassic reservoirs. It will demonstrate examples of how using deep boundary mapping tools (resistivity-based) helps to achieve the objective of identifying faults, determining the wellbore's stratigraphic position and detecting reservoir thin sublayers within the tool's depth of investigation in the formations of the X field.

Results. The application of deep resistivity boundary mapping technology in Jurassic formations (enabled by the resistivity contrast between shale and reservoir layers [8]) significantly enhances, and often makes fundamentally possible, the determination of the wellbore's position within the stratigraphic section after crossing faults. This enables more confident stratigraphic correlation and allows for trajectory optimization to achieve the pre-defined geological objectives.

Conclusion. Comparison of the resistivity inversion with other logging methods demonstrates a high degree of reliability in the data acquired while drilling and its interpretation (azimuthal imaging while drilling, borehole acoustic reflection survey). Combination of multiple approaches and different measurement types can provide even greater insight into the subject of study.

Keywords: Jurassic formation, faults, high-resolution multilayer mapping inversion, high-resolution multilayer mapping while drilling service, geosteering, horizontal well drilling, geoelectrical cross-section, azimuthal resistivity.

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

Acknowledgements: authors are grateful to the experts in the field of geonavigation I.I. Evdokimova, D.S. Leontiev, M.N. Medvedev, I.K. Dudareva, D.N. Zasimenko for their support and valuable advice on the preparation of the article.

For citation: Rasskazov A.A, Ageeva E.P., Bybin P.V. Faults identification based on high-resolution multilayer mapping while drilling service. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):150—157. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-150-157> EDN: SHFWVO

Manuscript received 13 August 2025

Accepted 24 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Введение

Месторождение X — газоконденсатное месторождение. Разработка юрских залежей ведется с 2020 г.

По мере освоения валанжинских запасов углеводородов встал вопрос о восполнении ресурсной базы путем разработки среднеюрских отложений [4]. Малышевская свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и песчаных аргиллитов. Породы характеризуются глубинами залегания свыше 3400 м. Особенностью строения среднеюрских залежей является наличие сети разрывных нарушений, которые увеличивают риск невыполнения геологических задач при разбуривании запасов горизонтальными скважинами.

Проблема изучения разрывных нарушений связана с их влиянием на строение залежей углеводородов и разработку месторождений. Эти нарушения могут разделять залежи на отдельные блоки, влиять на фильтрационные свойства пород и характер их насыщения [1]. В связи с этим несоответствие между реальным геологическим строением и представлением о структуре залежи увеличивается. Прогнозирование наличия и величины смещения разрывных нарушений является важной задачей, позволяющей снижать геологические неопределенности при бурении горизонтальных скважин.

Цель

Традиционными методами по прогнозированию глубины разрывных нарушений являются методы сейсморазведки. Сложность изучения разломов обусловлена в том числе тем, что часто встречаются малоамплитудные дизъюнктивы или разрывные нарушения без значительного

вертикального смещения блоков [1], что затрудняет их выделение по сейсмическим данным. Задачу по их определению (в зоне чувствительности прибора) во время бурения помогает решить глубинный картограф границ в высоком разрешении [8]. Технические возможности картографа: глубина исследования до 7,6 м, разрешающая способность до 30 см, позволяет картировать изменения залегания в зоне чувствительности прибора [6].

Применение технологии на практике

Традиционный подход определения пересечения разрывного нарушения заключается в выявлении резкого изменения показаний в большинстве имеющихся каротажных данных в процессе бурения на одной глубине, а также характерным резким переходом из одних свойств к другим на имидже при отсутствии «улыбок» — признаков плавного перехода. Важно проводить комплексный анализ одновременно по нескольким геофизическим методам [7].

Выделение разлома по стандартному набору каротажей не всегда может быть достоверным. В примере (рис. 1а) по каротажу можно предположить выделение нескольких разломов, но данные глубинного многопластового картографа границ в высоком разрешении не подтверждают такую интерпретацию. Направленные электромагнитные измерения не демонстрируют скачкообразного изменения, а многопластовая инверсия в высоком разрешении определяет конформное пересечение контрастной границы кровли песчаника сверху.

В следующем примере (рис. 1б) согласно данным ГИС в реальном времени не наблюдалось однозначных признаков пересечения разрывного нарушения. За счет применения технологии глубинного

Выделение разрывных нарушений по данным глубинного многопластового картографа в высоком...

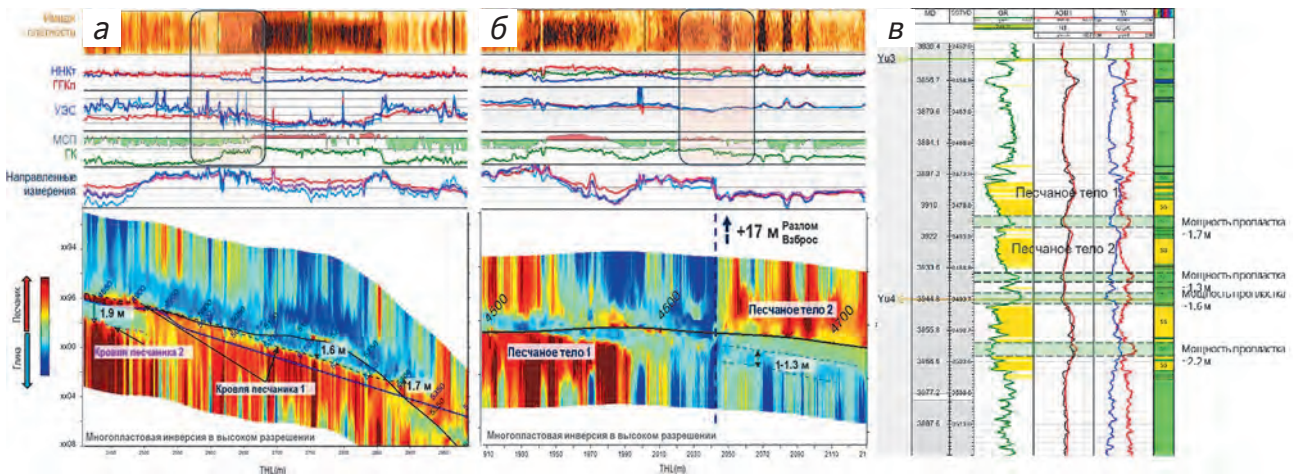


Рис. 1. Примеры картирования пересечения разрывного нарушения. В увеличенном масштабе показаны: а — пример неподтверждения разлома с вертикальным смещением, скв. X1; б — пример идентификации разлома на основании данных глубинного многопластового картографа границ в высоком разрешении, скв. X2; в — планшет опорной скважины, которая использовалась для корреляции
Fig. 1. Examples of mapping the intersection of a discontinuous fault. The enlarged scale shows: а — An example of unconfirmed fault with vertical displacement, X1 well; б — An example of fault identification based on data from a deep multi-layer boundary map in high resolution, X2 well; в — offset well, used for correlation

картирования и по данным межскважинной корреляции определен взброс со смещением восточного блока на 17 м по вертикали в направлении бурения. Оценка амплитуды смещения блоков, превышающих глубину исследования методов каротажа в процессе бурения, возможна при следующих благоприятных условиях: 1) фиксирование контрастных по сопротивлению границ после пересечения плоскости сместителя; 2) возможность оценки мощности картируемых слоев (целевых песчаников, глинистых перемычек); 3) корреляция картируемых прослоев картографом границ с таковыми в ранее пробуренном интервале или в опорных скважинах. В данном примере вскрыто песчаное высокоомное тело 1, мощность которого составила ~4,2 м по вертикали, после разрывного нарушения ствол скважины снова оказался в песчанике, по данным картографа мощность вскрытого после разлома песчаного тела составила ~3,5 м по вертикали. Дополнительно ниже была закартирована низкоомная перемычка мощностью ~1—1,3 м по вертикали, под которой фиксировалась контрастная граница с небольшим повышением УЭС (удельного электрического сопротивления) до 12 Ом·м, при этом согласно корреляции такой контраст возможен в подошвенной части песчаного тела 2, а не песчаного тела 1 (рис. 1в), где контрастная по УЭС граница имеет УЭС 25 Ом·м, что позволило определить положение ствола в подошвенной части песчаного тела 2, а не песчаного тела 1. Таким образом,

вертикальное смещение блока оценено в 17 м по вертикали по методу сравнения мощностей, полученных с мультипластового картографа границ в высоком разрешении с мощностями в опорной скважине.

Неопределенность глубины пересечения разлома и вертикального смещения также вносит дополнительные сложности в проводку горизонтальных стволов. В следующем примере (рис. 2) реконструирована предварительная модель и проведено сравнение с результатами бурения горизонтальной секции. При комплексном анализе многопластовой инверсии высокого разрешения и каротажа в процессе бурения удалось выявить и оценить два разрывных нарушения и амплитуды их смещений. Несмотря на неопределенность амплитуд смещения и глубины пересечения разломов, которые не подтвердились по начальным сейсмическим данным, стратегия геонавигации и технологии картирования помогли выполнить поставленные геологические задачи.

На примере скважины X4 по первоначальной модели и данным сейсморазведки прогнозировалось два разрывных нарушения с амплитудами смещения в 30—40 м по вертикали (рис. 36).

По результатам бурения горизонтальной секции было определено пересечение пяти разрывных нарушений. Благодаря комплексному анализу данных ГИС в процессе бурения и глубинной инверсии высокого разрешения подтвердился прогноз положения крупноамплитудных разломов.

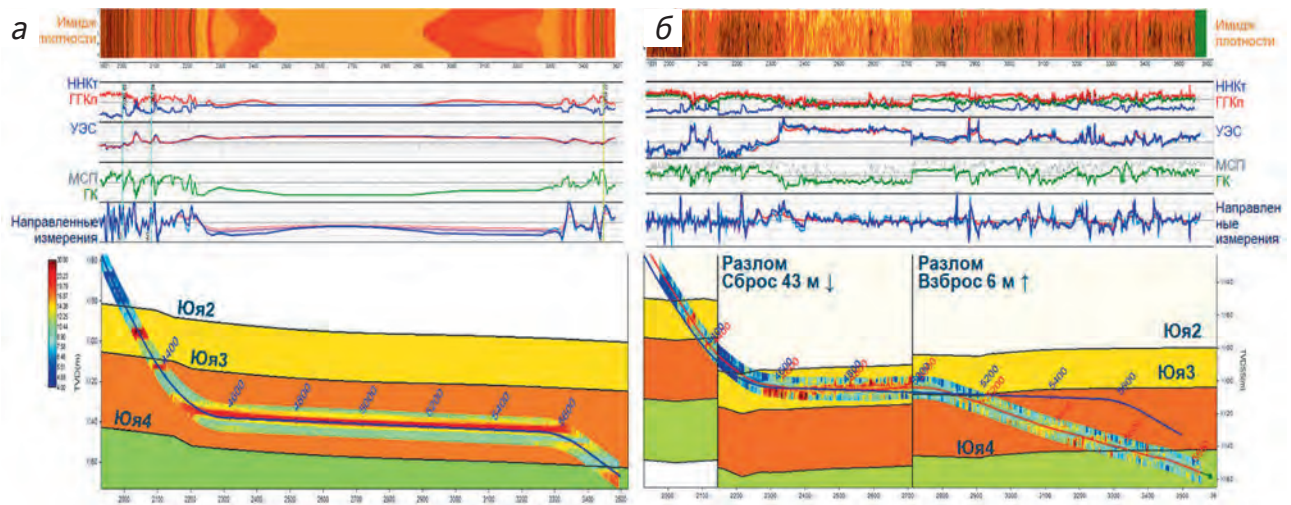


Рис. 2. Разрывные нарушения в интервале горизонтальных секций, скв. X3: а — предварительное моделирование; б — многослойная инверсия в высоком разрешении
 Fig. 2. Discontinuous faults in the horizontal sections, X3 well: a — initial simulation; б — detailed multilayer inversion

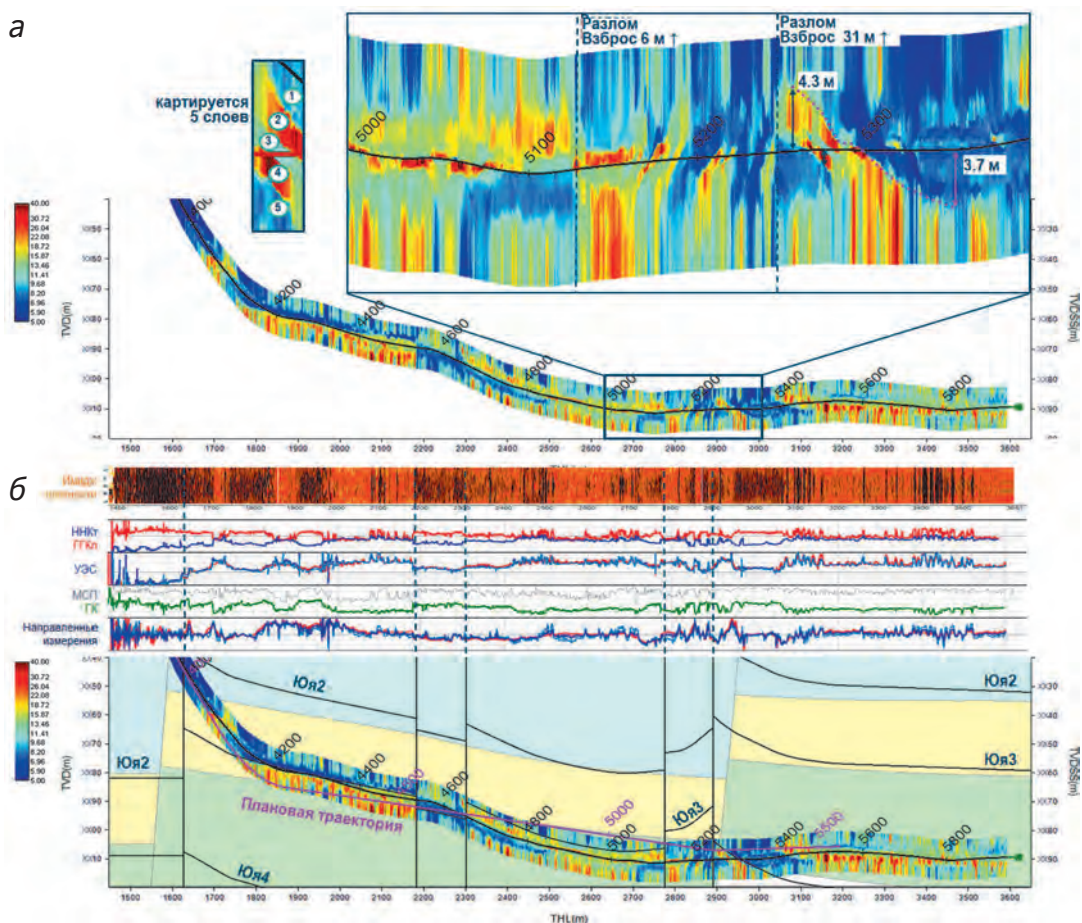


Рис. 3. Примеры: а — идентификации разлома на основании данных глубинного многослойного картографатора границ в высоком разрешении, скв. X4; б — сравнения данных глубинного многослойного картографатора границ с первоначальными поверхностями в условиях пересечения разломов, скв. X4
 Fig. 3. An example: а — of fault identification using data from a high-resolution, multi-layer deep boundary mapper, X4 well; б — is the comparison of data from the boundary mapper with the original surface in the area of fault intersection, also X4 well

А также были зарегистрированы три малоамплитудных разрывных нарушения. Встреченные малоамплитудные разрывные нарушения не были спрогнозированными, и без определения положения ствола скважины после их пересечения эффективность проходки по коллектору могла быть снижена.

При более детальном рассмотрении данного примера по данным глубинной инверсии максимальная дальность картирования границ составила 4,3 м по вертикали и одновременно регистрировалось пять прослоев (рис. 3а). Оценка углов структурного залегания по данным многопластовой инверсии высокого разрешения косвенно подтвердила пересечение разрывных нарушений. Регистрировалось резкое изменение структуры — рост сменился падением в азимуте бурения скважины. Такое поведение характерно для зон смятия и является индикатором бурения в зонах повышенной тектонической активности.

На основании данных инверсии была обновлена геологическая модель и проведено сравнение с первоначальными данными. Результаты реконструкции представлены на рисунке 3. Применение технологии картирования

в процессе бурения помогло определить положение ствола скважины в разрезе после пересечения разломов, уверенно проводить корреляцию и оптимизировать траекторию.

Оценка возможной потери эффективной длины горизонтальной секции (рис. 4) при бурении с пересечением разрывных нарушений без глубинной многопластовой инверсии в высоком разрешении показала возможное снижение эффективной проходки на 160—210 м.

В результате проактивной геонавигации, базирующейся на передовой технологии картирования в реальном времени, стало возможным оперативно оптимизировать траекторию [3] при пересечении разломов и сокращать интервалы вскрытия непродуктивных пород.

Заключение

В данной работе рассмотрено применение технологии многопластового картирования разреза в высоком разрешении на скважинах, пробуренных в среднеюрских терригенных отложениях (пласты ЮЯ2—ЮЯ4) месторождения X.

Применение технологии картирования в контрастных по сопротивлению юрских

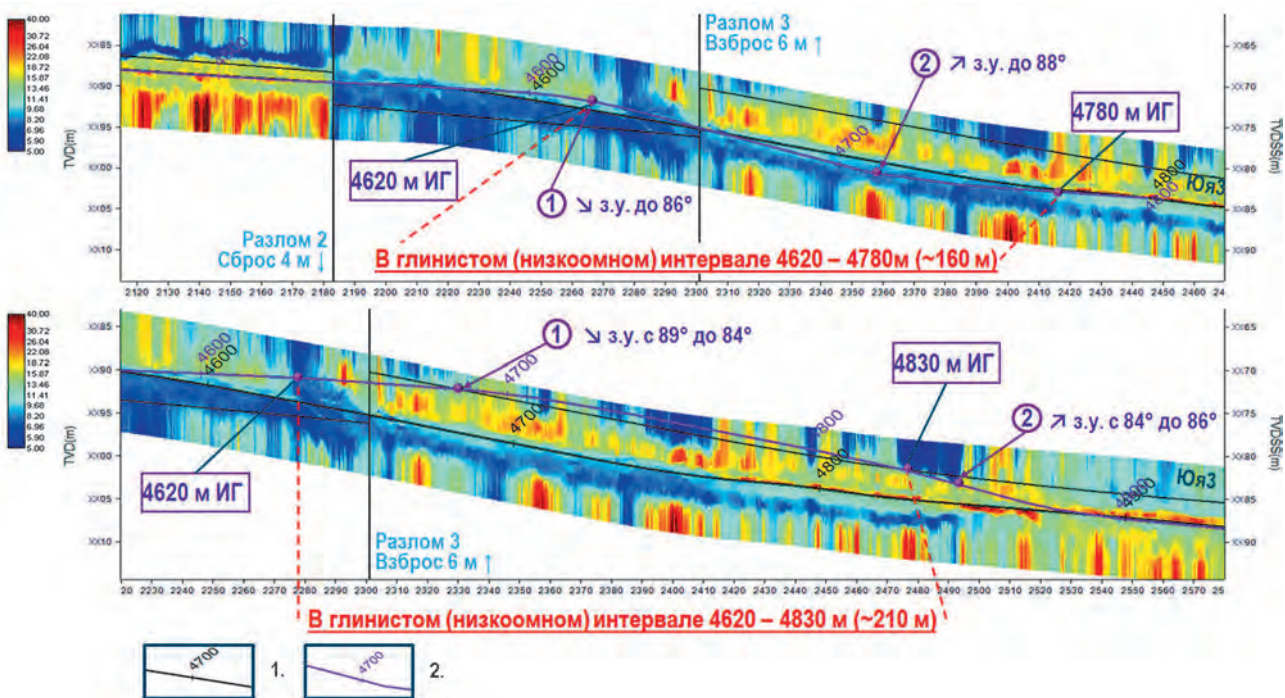


Рис. 4. Возможные сценарии бурения с пересечением разрывных нарушений без применения глубинного картографа границ в высоком разрешении: 1 — фактическая траектория; 2 — возможный сценарий бурения без PeriScope Edge

Fig. 4. Possible drilling scenarios involving the intersection of discontinuous faults, without the use of a high-resolution deep boundary mapper: 1 — actual trajectory; 2 — possible drilling scenario without PeriScope Edge

отложениях позволило не только увеличить эффективность проводки горизонтальной секции, но и определять положение ствола скважины в разрезе после пересечения разрывных нарушений, проводить корреляцию и оптимизировать траекторию скважины для достижения

поставленных перед бурением геологических целей. Комплексирование с другими методами ГИС подтверждают результаты интерпретации многопластовой инверсии в высоком разрешении и открывает дополнительные возможности для обновления геологических моделей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Елишева О.В., Мельникова М.Н., Шангина В.В., Леонов А.П. Влияние разрывных нарушений в юрской части разреза на строение резервуара Урненской нефтяной залежи васюганской свиты месторождения им. Малыка. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4(154). С. 25—40. DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-25-40. EDN SUUZYD.
2. Официальный сайт компании «Шлюмберге», Онлайн-конференция «Время возможностей», 2021, доступен по ссылке: <https://www.slb.ru/burenie-2021/index.php> (дата обращения: 14.10.2025).
3. Рассказов А.А., Агеева Е.П., Быбин П.В., Евдокимова И.И., Медведев М.Н., Дударева И.К., Леонтьев Д.С. Оптимизация бурения и снижение неопределенностей в юрских отложениях Южно-Тамбейского месторождения с использованием технологии многопластового картирования разреза в высоком разрешении. Горизонтальные скважины 2024: Сборник материалов 6-ой научно-практической конференции, Казань, 13—16 мая 2024 года. Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2024. С. 87—90. EDN BFNKOJ.
4. Рассказов А.А., Гутман И.С., Потемкин Г.Н. Особенности освоения среднеюрских газоносных отложений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области: необходимость применения многостадийного гидроразрыва и проблемы категоризации запасов углеводородов. Недропользование XXI век. 2020. № 5(88). С. 34—40. EDN EOMSQG.
5. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 352 с.
6. Шарифуллин И.Ф., Нагорная И.А., Габбасов Д.М., Антипов С.М., Леонтьев Д.С., Евдокимова И.И., Селиванов Ю.А. Первое применение технологии многопластового картирования высокого разрешения при бурении на газовом проекте Семаковского месторождения. Бурение и нефть. 2022. № 4. С. 22—25. EDN RGOKPK.
7. Griffiths R. Well placement fundamentals. Schlumberger, 2009. 229 p.
8. Sun K., Thiel M., Mirto E., et al. New Generation of Ultra-High-Definition Directional Propagation Resistivity for Real Time Reservoir Characterization and Geosteering-While-Drilling. SPE-204739-MS.

REFERENCES

1. Elisheva O.V., Melnikova M.N., Shangina V.V., Leonov A.P. Influence of discontinuous faults in the Jurassic part of the section on the structure of the Urna oil reservoir in the Vasyugan formation of Malyka field. News from Higher Education Institutions. Oil and Gas. 2022. №4(154). pp. 25—40. DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-25-40. EDN SUUZYD. (In Russ.).
2. Schlumberger official website, on-line conference on-line conference “Time of opportunities”, 2021, available from <https://www.slb.ru/burenie-2021/index.php> (last accessed 14.10.2025).
3. Rasskazov A.A., Ageeva E.P., Bybin P.V., Evdokimova I.I., Medvedev M.N., Dudareva I.K., Leontiev D.S. Optimization of drilling and reduction of uncertainties in the Jurassic sediments of the Yuzhno-Tambeyskoye field using high-resolution multilayer section mapping technology. Horizontal wells 2024: Proceedings of the 6th Scientific and Practical Conference, Kazan, May 13—16, 2024. — Moscow: Geomodel Razvitie LLC, 2024. pp. 87—90. — EDN BFNKOJ (In Russ.).
4. Rasskazov A.A., Gutman I.S., Petemkin G.N. Features of the development of Middle Jurassic gas-bearing deposits of the Yamalo-Gydan oil and gas region: the need to use multi-stage hydraulic fracturing and problems of categorization of hydrocarbon reserves. Subsoil use XXI century. 2020. № 5(88). pp. 34—40. EDN EOMSQG. (In Russ.).
5. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeyev V.D. Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' YAmala — [Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr. 2003. 352 p. (In Russ.).
6. Sharifullin I.F., Nagornaya I.A., Gabbasov D.M., Antipov S.M., Leontiev D.S., Evdokimova I.I., Selivanov Yu.A. First application of high-resolution multilayer mapping technology in drilling at the Semakovskoye gas project. Burenie and Neft. 2022. №4. pp. 22—25. EDN RGOKPK. (In Russ.).
7. Griffiths R. Well placement fundamentals. Schlumberger, 2009. 229 p.
8. Sun K., Thiel M., Mirto E., et al. New Generation of Ultra-High-Definition Directional Propagation Resistivity for Real Time Reservoir Characterization and Geosteering-While-Drilling. SPE-204739-MS.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Рассказов А.А. — принял участие подготовке материалов в процессе планирования работ, анализе полученных данных с картографа и принятии решений при выполнении работ, принял окончательное заключение для внедрения в полномасштабную модель, принял участие в редактировании разделов и заключения данной статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Агеева Е.П. — приняла участие в подготовке материалов в процессе планирования работ, анализе полученных данных с картографа и принятии решений при выполнении работ, приняла окончательное заключение для внедрения в полномасштабную модель, приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Быбин П.В. — принял участие в подготовке материалов в процессе планирования работ, анализе полученных данных с картографа и принятии решений при выполнении работ, принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anatoliy A. Rasskazov — took part in the preparation of materials during the planning process, analysis of data obtained from the cartographer, and decision-making during the execution of the work. He made the final decision for implementation in the full-scale model, participated in editing sections and the conclusion of this article, has given final approval to the published version of the article, and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina P. Ageeva — took in the preparation of materials during the planning process, analysis of data obtained from the cartographer, and decision-making during the execution of the work. She made the final decision for implementation in the full-scale model, participated in editing sections and the conclusion, has given final approval to the published version of the article, and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

Petr V. Bybin — took part in the preparation of materials during the planning process, analysis of data obtained from the cartographer, and decision-making during the execution of the work. He participated in editing sections and the conclusion, has given final approval to the published version of the article, and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рассказов Анатолий Александрович — заместитель начальника управления геологии ОАО «Ямал СПГ».
22, ул. Академика Пилюгина, г. Москва 117393, Россия
e-mail: a.rasskazov@yamalspg.ru

Агеева Екатерина Павловна — начальник отдела геонавигации ОАО «Ямал СПГ».
22, ул. Академика Пилюгина, г. Москва 117393, Россия
тел.: +7 (495) 228-98-50 вн. 13-594
e-mail: e.ageeva@yamalspg.ru

Быбин Петр Валерьевич* — начальник управления геонавигации ООО «Новатэк НТЦ».
7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625031, Россия
тел.: +7 (3452) 683-760 вн. 22-760
e-mail: Petr.Bybin@novatek.ru

Anatoliy A. Rasskazov — Deputy Head of Geology Department JSC Yamal LNG.
22, Academician Pilyugin str., Moscow 117393, Russia
e-mail: a.rasskazov@yamalspg.ru

Ekaterina P. Ageeva — Head of Geosteering Department JSC Yamal LNG
22, Academician Pilyugin str., Moscow 117393, Russia
tel.: +7 (495) 228-98-50 ext. 13-594
e-mail: e.ageeva@yamalspg.ru

Petr V. Bybin* — Head of Geosteering Department NOVATEK STC.
7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625031, Russia
tel.: +7 (3452) 683-760 ext. 22-760
e-mail: Petr.Bybin@novatek.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ, ПО ВЫПОЛНЕНИЮ АЗЕРБАЙДЖАНОМ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА И ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ

М.Г. МЕХТИЕВ*, Ф.Н. КАРИМОВ, Э.И. АЛИЕВ

*Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика*

АННОТАЦИЯ

Введение. Процесс изменения климата стал сегодня одной из основных проблем человечества. Для решения этой проблемы в 1992 году была принята Рамочная конвенция ООН об изменении климата. Киотский протокол был принят в 1997 году, а Парижское соглашение — в 2015 году для смягчения последствий изменения климата. В настоящее время данная проблема достигла критического уровня, требуются дополнительные усилия по борьбе с ней.

Цель. Оценка мероприятий, проведенных в энергетическом секторе, по выполнению Азербайджаном обязательств Киотского протокола и Парижского соглашения

Материалы и методы. В статье рассматривается выполнение Азербайджанской Республикой обязательств по Киотскому протоколу и Парижскому соглашению, анализируется динамика изменения выбросов парниковых газов с 1990 года и оцениваются результаты принятых мер.

Результаты. Период после Парижского соглашения показал, что удержать среднюю глобальную температуру ниже 1,5 °С невозможно. Необходимо принять более высокие требования. На состоявшейся в Азербайджане 29-й Конференции сторон Конвенции об изменении климата мир в очередной раз убедился в том, что развитые страны не намерены наращивать свои усилия. Доказательством этого является тот факт, что к основной цели конференции — решению финансового вопроса — был добавлен еще один день.

Заключение. Твердая позиция азербайджанской стороны и поддержка неприсоединившихся государств вынудили развитые страны принять решение о выделении необходимой финансовой поддержки.

Ключевые слова: изменение климата, парниковые газы, Киотский протокол, Парижское соглашение, энергетический сектор

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Мехтиев М.Г., Каримов Ф.Н., Алиев Э.И. Оценка мероприятий, проведенных в энергетическом секторе, по выполнению Азербайджаном обязательств Киотского протокола и Парижского соглашения. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(3):158—167. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-158-167>
EDN: [WMOSPC](https://www.wmospc.org)

Статья поступила в редакцию 04.03.2025

Принята к публикации 07.04.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

ASSESSMENT OF AZERBAIJAN'S ACTIVITIES RELATED TO IMPLEMENTATION OF KYOTO PROTOCOL AND PARIS AGREEMENT

MAHARRAM G. MEHDIYEV*, FAKHRADDIN N. KERIMOV, EHTIBAR I. ALIYEV

*Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan
9, F. Amirov str., Baku, AZ1000, Azerbaijan*

ABSTRACT

Background. Climate change is a serious global issue. In 1992, with the purpose of mitigating its effects, the UN Framework Convention on Climate Change was adopted. The subsequent steps were the Kyoto Protocol (1997) and Paris Agreement (2015). Currently, this problem has reached a critical level, requiring additional efforts.

Aim. Assessment of the activities carried out in the energy sector of Azerbaijan to fulfill its obligations under the Kyoto Protocol and Paris Agreement.

Materials and methods. The fulfillment by the Republic of Azerbaijan of its obligations under the Kyoto Protocol and Paris Agreement is analyzed based on the dynamics of greenhouse gas emissions since 1990. The results of the measures taken are evaluated.

Results. The period after the Paris Agreement has shown the impossibility of maintaining the global temperature increase below 1.5°C, thus requiring implementation of stricter measures. The 29th Conference of the Parties to the Convention on Climate Change held in Azerbaijan demonstrated that developed countries do not intend to intensify their efforts. This is evidenced by adding one more day to the schedule of the conference, assigned to solving the financial issue.

Conclusion. The firm position of the Azerbaijani side and the support of the non-aligned states forced the developed countries to approve the allocation of the necessary financial support.

Keywords: climate change, greenhouse gases, Kyoto Protocol, Paris Agreement, energy sector

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

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Mehdiyev M.G., Kerimov F.N., Aliyev E.I. Assessment of Azerbaijan's activities related to implementation of Kyoto protocol and Paris agreement. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):158—167. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-158-167> EDN: WMOSPC

Manuscript received 04 March 2025

Accepted 07 April 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Введение

Глобальное изменение климата является одной из актуальных проблем современности, имеющей для человечества серьезные социально-экономические и экологические последствия. С целью предотвращения отрицательных воздействий изменения климата в 1992 году на всемирной встрече в Рио-де-Жанейро около 150 стран подписали Рамочную Конвенцию ООН по изменению климата [6]. Азербайджанская Республика ратифицировала Конвенцию

в январе 1995 года, а в мае 1995 г. стала стороной Конвенции.

Азербайджан как развивающаяся страна до Парижского соглашения не принимал на себя количественные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ) [1]. После ратификации Киотского протокола [7] в 2000 году Азербайджан принял участие в Механизме чистого развития (МЧР), одном из трех гибких механизмов Киотского протокола. Целью МЧР было помочь развитым странам в выполнении своих обязательств.

В первый период Киотского протокола в Азербайджане к 2012 году был разработан ряд проектов по сокращению выбросов парниковых газов, 43 из которых были зарегистрированы в Министерстве экологии и природных ресурсов (табл. 1).

В случае реализации этих проектов, охватывающих три сектора, годовое сокращение выбросов ПГ составило бы около 19,1 млн т. Для сравнения, в базовом 1990 году в атмосферу было выброшено 79 млн т. Уменьшение составило бы около 75%. Семь из этих проектов были зарегистрированы в Руководящем комитете МЧР (табл. 2).

В случае реализации всех вышеуказанных проектов сокращение выбросов ПГ составил бы около 2,7 млн т CO₂-экв. в год. В настоящее время кроме строительства ветроэлектростанции все остальные проекты реализованы. Таким образом, уменьшение составило 2,5 млн т CO₂-экв.

В 2015 году Азербайджан впервые взял на себя количественные обязательства, представив в секретариат конвенции свои «Национально определяемые вклады» [11]. Согласно документу, страна поставила перед собой цель сократить выбросы ПГ на 35% к 2030 году по сравнению с базовым 1990 годом [3] в качестве вклада в глобальные усилия. В 2023 году страна представила

амбициозный обновленный документ о втором взносе в рамках Парижского соглашения [8, 10]. В документе «Расширенные взносы» в качестве взноса поставлена цель сократить выбросы парниковых газов на 40% к 2030 году.

Для достижения этих целей был проведен всесторонний анализ тенденций существующих технологических инноваций в приоритетных секторах страны и стратегий, представленных некоторыми странами в Секретариат Конвенции. Указ «Азербайджан 2030: Национальные приоритеты социально-экономического развития», утвержденный президентом страны 2 февраля 2021 года, может сыграть большую роль в достижении успехов в области изменения климата. Согласно этому документу, в ближайшее десятилетие должны быть реализованы пять Национальных приоритетов социально-экономического развития страны. Пятый приоритет документа — «Страна чистой окружающей среды и зеленого роста» — создает важную основу для реализации мер по снижению воздействия на климатическую систему в стране.

В соответствии с приоритетом природные ресурсы будут использоваться устойчиво и рационально, а доля зеленых насаждений в общей площади страны будет увеличена с 12 до 12,3%.

Таблица 1. Количество зарегистрированных проектов МЧР
Table 1. Number of registered CDM projects

Сектор	Количество проектов	Количество уменьшаемого ПГ, тыс. т CO ₂ -экв.
Энергетика	35	15 450,4
Сельское хозяйство	5	3393,7
Отходы	3	287,1
Всего	43	19 131,2

Таблица 2. Проекты, одобренные Руководящим комитетом МЧР
Table 2. Projects approved by the CDM Steering Committee

Название проектов	Годовое уменьшение, тыс. т CO ₂ -экв.
Строительство ветряной электростанции «Ени Яшма»	120,9
Энергоэффективность тепловой электростанции «Аз. ГРЭС»	1023,3
Превращение отходов в энергию в городе Баку	66,1
Сбор метана на полигоне отходов в поселке Балаханы	84,6
Строительство теплоэлектростанции «Джануб»	363,8
Сбор попутного газа из нефтяных месторождений «Нефт Дашлары» и «Палчыг Пилпиляси» компании «СОКАР»	218,6
Строительство теплоэлектростанции «Сумгаит»	774,4
Всего	2651,7

Доля непригодных для использования земель сократится с 25 до 15%. Охват процессом переработки отходов составит 20% (в регионах — 10%). Площадь особо охраняемых природных территорий будет увеличена до 10,5%.

Энергетический сектор играет важную роль в выполнении обязательств, принятых в рамках Парижского соглашения. Потому что на этот сектор приходится самая большая доля выбросов парниковых газов в Азербайджане. Так, по оценкам на 2022 год, выбросы ПГ в энергетическом секторе составляют 83% от общего объема.

Существуют три категории энергетического сектора:

1. Сжигание топлива.
2. Неконтролируемые выбросы от топлива.
3. Транспортировка и хранение углекислого газа.

В Азербайджане в настоящее время существуют две категории: «Сжигание топлива» и «Неконтролируемые выбросы от топлива». Деятельность, связанная с хранением углекислого газа, до сих пор не осуществлялась [2]. Информация о выбросах ПГ в энергетическом секторе представлена на рисунке 1 [4].

Как видно из рисунка, выбросы в секторе увеличиваются, однако объем выбросов все еще меньше выбросов базового 1990 года. Так, выброс 2022 года составляет около 68%. Значительная доля общих выбросов приходится на категорию сжигания топлива. В 2022 году выбросы от сжигания топлива составили 73% [3] от базового года [9]. Информация о выбросах парниковых газов при сжигании топлива представлена в таблице 3 [4].

Из таблицы видно, что общий объем выбросов в 2022 году снизился примерно на 27% по сравнению с базовым годом. Выбросы в энергетической промышленности сократились на 28%, а в промышленности и строительстве — на 81%. Выбросы в транспортном и других секторах увеличились

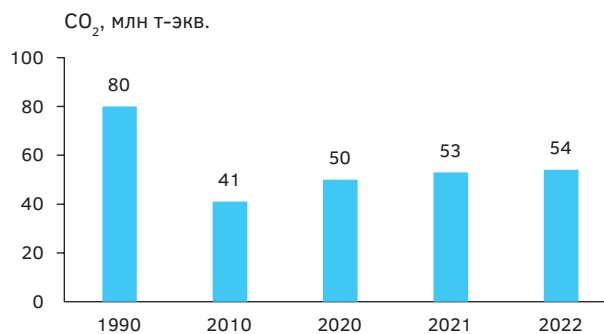


Рис. 1. Выбросы ПГ в энергетическом секторе
Fig. 1. GHG emissions in the energy sector

на 52 и 8% соответственно. Таким образом, наибольший процент приходится на энергетическую промышленность.

История энергетической промышленности Азербайджана началась с добычи нефти в 1846 году. Производство электроэнергии берет свое начало в конце XIX века. Центральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственную политику и регулирование в топливно-энергетическом комплексе, является Министерство энергетики Азербайджанской Республики. За производство электроэнергии отвечает ОАО «Азербэнерго», а за нефтегазовый сектор — «СОКАР». Энергетическая отрасль включает производство электроэнергии и тепла, переработку нефти и газа, а также твердого топлива и др. Из этих источников выбрасываются в атмосферу парниковые газы CO₂, CH₄ и N₂O [11].

Крупнейшими источниками выбросов ПГ в энергетической промышленности являются тепловые электростанции. Объем выбросов CO₂ от тепловых электростанций в последние годы составил 17 млн т (рис. 2).

Как видно из рисунка, в 2022 году выбросы CO₂ тепловыми электростанциями составили 17 млн т, что составляет примерно 67% от объема выбросов всех отраслей промышленности.

Таблица 3. Выбросы ПГ при сжигании топлива (Гг CO₂-экв.)
Table 3. GHG emissions from fuel combustion (Gg CO₂ eq.)

Показатели	1990	2020	2021	2022	1990—2022, разность, %
Энергетическая промышленность	23 017,51	15 898,75	16 954,42	16 683,68	-27,52
Промышленность и строительство	15 391,41	2410,53	2315,67	2896,64	-81,18
Транспорт	6089,99	6935,55	7779,35	9243,67	51,78
Другие секторы	10 508,23	10 215,46	10 644,16	11 357,25	8,08
Всего	55 007,15	35 460,30	37 693,59	40 181,24	-26,95

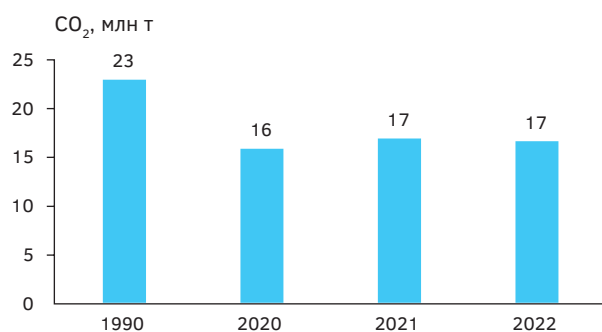


Рис. 2. Выбросы CO₂ от тепловых электростанций
Fig. 2. CO₂ emissions from thermal power plants

Политика энергоэффективности в стране начала осуществляться в 1996 году с принятием закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов». Данный закон определил основные принципы государственной политики и основные направления государственного регулирования в сфере использования энергетических ресурсов. Позднее, в 2016 году, политика энергоэффективности в стране была определена «Стратегической дорожной картой по развитию коммунального хозяйства (снабжение населения электро- и теплоэнергией, водой и природным газом) в Азербайджанской Республике», утвержденной указом президента. Документ охватывает стратегическое видение до 2020 года, долгосрочное видение на период до 2025 года и целевое видение на период после 2025 года.

17 декабря 2022 года в Бухаресте было подписано «Соглашение о стратегическом партнерстве в области развития и передачи зеленой энергии» между Азербайджаном, Грузией, Румынией и Венгрией. Реализация соглашения станет общим вкладом в энергетическую безопасность Европы [5]. В рамках соглашения в Европу из Азербайджана и Грузии будет экспортироваться экологически чистая электроэнергия.

В настоящее время общая мощность генерации электроэнергии в Азербайджане составляет 7,9 ГВт, а мощность электростанций на основе возобновляемых источников энергии, включая крупные гидроэлектростанции, — 1,3 ГВт. Ветроэнергетический потенциал азербайджанского сектора Каспийского моря оценивается в 157 ГВт.

Рядиностранных компаний уже начали проявлять интерес к производству энергии из возобновляемых источников в Азербайджане. Корейская компания «Securo» изучает возможности участия в строительстве ветряной электростанции мощностью

100 МВт в Кельбаджарском и Лачинском районах. Подписан Меморандум о взаимопонимании между Министерством энергетики и австралийской компанией «Fortescue Future Industries». Рамочное соглашение о совместном сотрудничестве в изучении и разработке проектов возобновляемой энергии и потенциала «зеленого водорода» в Азербайджане предусматривает изучение и реализацию проектов общей мощностью до 12 ГВт по производству возобновляемой энергии и «зеленого водорода» [5].

Азербайджан уже предпринял ряд шагов [12, 13] по увеличению производства энергии из альтернативных источников с целью обеспечения необходимых объемов для экспорта. Вблизи Баку началось строительство ветряной и солнечной электростанций мощностью 240 и 230 МВт соответственно. Солнечная электростанция уже введена в эксплуатацию в октябре 2023 года. Ведутся работы по строительству солнечной электростанции такой же мощности в освобожденном Джебраиле.

Зангезурский коридор, наряду с другими инфраструктурными проектами, также будет играть важную роль в экспорте энергии. В будущем по этому коридору планируется экспортировать электроэнергию в Турцию и Европу. Так, создание энергетического узла «Джебраил», прокладка линий электропередачи через Зангезурский коридор в Нахчыванскую Автономную Республику, экспорт электроэнергии в Турцию, а оттуда на европейский рынок будут способствовать развитию региона [3].

Кроме того, будет использован потенциал возобновляемой энергии освобожденных земель. В этих районах построены подстанции и гидроэлектростанции.

Азербайджан совместно с Грузией, Румынией и Венгрией работает над созданием энергетического коридора Каспийское море — Черное море — Европа, который позволит экспортировать 4 ГВт электроэнергии. По маршруту Нахчыван — Турция — Европа планируется транспортировать еще один ГВт «зеленой» энергии.

Освобожденные территории чрезвычайно богаты возобновляемыми источниками энергии. По предварительным оценкам, потенциал этих территорий составляет более 7,2 ГВт солнечной энергии и около 2,0 ГВт ветроэнергетики. Физулинский, Джебраильский и Зангиланский районы богаты потенциалом солнечной энергии, а Лачинский и Кельбаджарский районы — ветровой. Соответствующее Соглашение о реализации уже подписано

по проекту солнечной энергетики мощностью 240 МВт в Джебраильском районе. Планируется реализовать проект по строительству малой гидроэлектростанции мощностью 400 МВт в Лачинском и Кельбаджарском районах [3].

Как отмечается, на освобожденных территориях планируется создать зону «зеленой энергетики». Переход на «зеленую энергетику» является одним из основных направлений энергетической политики Азербайджанского государства. Одной из основных целей реформ, проводимых в энергетическом секторе, является постепенное увеличение в энергобалансе страны доли энергии, получаемой из источников «зеленой энергетики». Азербайджан активно сотрудничает с международными организациями, различными странами и инвесторами в сфере «зеленой энергетики». В настоящее время ведутся работы по оценке гидроэнергетического потенциала освобожденных территорий. «Первая государственная программа по великому возвращению на освобожденные территории Азербайджанской Республики» предусматривает снос ряда малых гидроэлектростанций и строительство новой станции на освобожденных территориях к 2026 году. Выработка электроэнергии от 43 малых ГЭС имеет общую мощность 136,5 МВт.

Расчеты показывают, что в результате работы всех станций в течение 300 дней в год можно добиться значительного сокращения выбросов углекислого газа в количестве около 540 тыс. т CO₂-экв.

В целях сотрудничества с международными организациями для расширения использования геотермальной энергии и изучения передового мирового опыта в этой области Азербайджан был принят в члены Глобального геотермального альянса, действующего под управлением Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA). К работе были привлечены консалтинговые компании для определения пилотных проектов в этой области на основе документов технического задания «Расширение использования геотермальной энергии и биоэнергии».

Кроме того, в стране реализуются пилотные проекты по применению зеленых технологий. Для реализации пилотного проекта определены жилые дома в селе Агали Зангиланского района. Были проведены анализы применения различных технологий в рассматриваемых областях. В то же время было подготовлено проектное предложение, которое будет реализовано при финансовой поддержке Фонда «Возрождение Карабаха».

Транспортная категория энергетического сектора имеет большое значение для сокращения выбросов ПГ. Принят ряд мер по снижению выбросов ПГ в секторе автомобильного транспорта. С 1 апреля 2014 года к транспортным средствам на территории Азербайджанской Республики применяются экологические стандарты Евро-4. Согласно действующему законодательству при импорте в Азербайджанскую Республику легковых автомобилей с малым рабочим объемом двигателя применяются пониженные ставки акцизов. В рамках обязательного страхования гражданской ответственности владельцев транспортных средств реализуется политика применения пониженных ставок страховых взносов для транспортных средств с меньшим объемом двигателя. С 1 января 2019 года электромобили, а с 1 января 2020 года и автобусы, работающие на сжатом газе, освобождаются от налога на добавленную стоимость. Пониженные таможенные пошлины применяются к транспортным средствам, возраст которых составляет менее 1 года с даты изготовления и которые не были в эксплуатации.

В 2022 году утверждены «Правила разработки плана внутригородской мобильности». С 1 января 2022 года от уплаты НДС освобождаются импорт и реализация гибридных автомобилей с датой выпуска менее 3 лет и рабочим объемом двигателя не более 2500 см³. Также с 1 января 2022 года от НДС освобождены импорт и реализация зарядных устройств второго и третьего уровней для электромобилей. Ставка импортной пошлины на легковые автомобили с электродвигателем и датой выпуска до 3 лет установлена в размере 0% (ранее она составляла 15%), а ставка импортной пошлины на зарядные устройства для электроэнергии второго и третьего уровней для электромобилей установлена в размере 0% (ранее она составляла 5%).

Для обновления транспортного парка применяется повышенная ставка акцизного налога на импорт бензиновых и дизельных легковых автомобилей со сроком выпуска более 7 лет. Также ввоз легковых автомобилей старше 10 лет (за исключением раритетных легковых автомобилей и легковых автомобилей, временно ввозимых на таможенную территорию) ограничен по причине даты их заводского изготовления.

Помимо административных мер реализуются и другие технические меры. Там, где это возможно, созданы карманы для автобусных остановок и выделены специальные полосы для автобусов. Автобусы, осуществляющие перевозки пассажиров на территории города Баку, оснащены

двигателями, работающими на сжатом природном газе или электричестве. Около 38% автобусов, находящихся в эксплуатации в настоящее время, работают на сжатом природном газе. В 2020 году в страну завезли и ввели в эксплуатацию 100 новых такси марки «LEVC» (электрических). Продолжаются работы по электрификации таксомоторного парка.

Процесс электрификации широко распространен в железнодорожной отрасли. Железнодорожные пассажирские перевозки в регионы (по маршрутам Баку — Гянджа, Баку — Агстафа и Баку — Габала) организуются с использованием скоростных электропоездов «Stadler». Для производства возобновляемой энергии в локомотивном депо Баладжары установлено 147 солнечных панелей, а в локомотивном депо Гянджи установлено 210 солнечных панелей.

Меры по сокращению перевозок в сфере водного транспорта произошли автоматически. Деятельность старых судоремонтных заводов и эксплуатация старых судов приостановлены. В Баку построен новый комплекс морского торгового порта. Бакинский порт получил сертификат «EcoPorts» Европейской организации морских портов. Организована работа по сбору данных о расходе топлива на судах общей вместимостью 5000 т и более. «План управления энергоэффективностью судна» этих судов проверяется и утверждается Государственным агентством морского судоходства и портов.

Азербайджан участвует в системе компенсации и сокращения выбросов углерода для международной авиации (CORSIA) Международной организации гражданской авиации (ИКАО). Азербайджан также присоединился к Плану действий ИКАО по сокращению выбросов (APER). Планируется обновить парк самолетов современными и экономичными самолетами, а также увеличить использование биотоплива.

Сокращение выбросов парниковых газов достигнуто за счет ликвидации пробок и увеличения средней скорости движения транспортных средств за счет реконструкции и капитального ремонта автомагистралей, строительства транспортных развязок на разных уровнях, подземных и надземных пешеходных переходов, строительства новых дорог. Зеленые пояса также созданы на территориях, прилегающих к автомагистралям.

При проектировании и строительстве автомобильных дорог определяется степень их воздействия на окружающую среду, учитывается вместимость дороги с ландшафтом, предпочтение

отдается проектным решениям, оказывающим минимальное воздействие на окружающую среду.

В районах, прилегающих к автомагистралям, создаются зеленые пояса, что в итоге способствует сокращению этих выбросов.

В целях снижения воздействия на климат принимаются меры по расширению использования метрополитена — строятся новые станции, закупаются современные вагоны. Согласно Концептуальной схеме развития Бакинского метрополитена существующая сеть Бакинского метрополитена будет расширяться поэтапно. Цель — увеличить количество линий до 5, количество станций до 76 и общую протяженность путей до 119 километров.

В рамках деятельности Координационного совета по транспорту проводятся работы по превращению улиц, имеющих особое историческое значение, расположенных в центре Баку, в пешеходные, а также по ограничению движения транспорта в выходные дни на некоторых улицах центральной части города. В Центрах транспортного обмена, расположенных в основном перед станциями метрополитена, проводятся соответствующие работы по реконструкции для обеспечения эффективного использования транспорта, а доступ к другим видам транспорта, за исключением общественного транспорта и такси, ограничен.

В целях создания в Баку инфраструктуры микромобильности решением Совета начата реализация проекта по строительству 17 км велосипедных дорожек, в основном в центральной части города.

В рамках реализации Указа Президента Азербайджанской Республики от 7 марта 2024 года «Об устойчивой городской мобильности в Азербайджане и поощрении использования электромобилей» в автобусном парке в поселке Зых установлены зарядные устройства для 160 автобусов, для ночной зарядки электроэнергии и в 4 транспортных обменных пунктах, являющихся конечными остановками маршрутных линий, для дневной зарядки электроэнергии.

В целях расширения использования электромобилей ведутся работы по установке 77 электрозарядных станций (ЭЗС) в Баку и прилегающих районах, 70 — в регионах и 20 — в Карабахском регионе.

Планируется, что ежегодное увеличение использования электробусов в общественном транспорте достигнет 500 в 2025 году и 1100 в 2026 году. Одновременно подготовлены проекты соответствующих правовых актов, предусматривающих бесплатное пользование платными парковочными местами для электромобилей, право движения по выделенным полосам

для общественного транспорта, освобождение от уплаты подоходного налога лиц, реализующих энергию через зарядные станции для электромобилей, в части доходов, полученных ими от этой деятельности (включая услуги, оказываемые покупателям в результате этой деятельности).

В рамках реализации Распоряжения Кабинета Министров Азербайджанской Республики от 20 января 2024 года «О мерах, связанных с обновлением автобусного парка за счет местного производства» было подписано Рамочное соглашение с китайской компанией «BYD Company Limited» для обеспечения поставок автобусного парка за счет местного производства в нашей стране. Ожидается, что годовая производственная мощность создаваемого предприятия составит 500 автобусов.

Продолжается работа по «Подготовке Национального плана по электромобильности», предусмотренного в «Стратегии социально-экономического развития Азербайджанской Республики на 2022—2026 годы», а утвержденная Комиссией

по деловой среде и международным рейтингам «Дорожная карта на 2024 год по стимулированию оборота экологически чистых и безопасных транспортных средств и улучшению их инфраструктуры» предусматривает выделение Центральным банком кредитов на льготных условиях или формирование других механизмов поддержки, а также применение механизма лизинга при финансировании экологически чистых транспортных средств с целью увеличения участия банков в финансировании экологически чистых транспортных средств.

Помимо всех перечисленных мероприятий, улавливание углекислого газа (CO₂) из атмосферы и его хранение в резервуарах с использованием истощенных нефтяных и газовых месторождений, расположенных на территории Азербайджана, внесет значительный вклад в сокращение выбросов CO₂ из основных источников страны.

Реализация всех запланированных мероприятий внесет значительный вклад в выполнение обязательств Азербайджана по Парижскому соглашению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Р.А. На пути к устойчивому энергетическому развитию: сопряжение традиционной и возобновляемой энергетики в энергетической политике Азербайджана. Вестник МГИМО-Университета. 2024. Т. 17. № 3. С. 41—72. DOI: 10.24833/2071-8160-2024-3-96-41-72. EDN: OPOGSJ
2. Алиев Э.М., Керимов В.Ю., Лобанов Ю.А. Оценка состояния окружающей среды Каспийского региона и нагрузки, связанные с антропогенным воздействием на среду. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. Т. 66, № 2. С. 124—140. DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-2-124-140. EDN: CTXNMS
3. Гаджибалаев Н.М., Джавадова А.И. Альтернативная энергия Азербайджана на освобожденных территориях. Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: мат-лы междунар. науч.-практич. on-line конф., Казань, 16 апреля 2024 года. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 37—41. EDN: ASITUD
4. Государственный комитет по статистике Азербайджанской Республики. Официальный сайт. URL: <https://www.stat.gov.az/> (дата обращения: 15.10.2024).
5. Гурбанов С. Переход от традиционной модели экономического роста к «зеленой экономике» (на примере Азербайджана). Зеленая экономика: наука, образование и инновации: монография. СПб.: Санкт-Петербургский государственный экономический университет, 2024. С. 169—179. EDN: CBSVCO
6. Гусейнов А. А. COP29 в Азербайджане: Будущее зеленой энергетики и инноваций. Вестник факультета управления СПбГЭУ. 2024. № 20. С. 58—62. EDN: NJUCWW
7. Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата. URL: https://az.wikipedia.org/wiki/Kioto_protokolu (дата обращения: 15.10.2024).
8. Определяемый на национальном уровне вклад Азербайджанской Республики в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата. 2016. URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/INDC%20Azerbaijan.pdf> (дата обращения: 15.10.2024).
9. О ратификации Парижского соглашения: Закон Азербайджанской Республики № 34278 от 21 января 2016 г. URL: <https://e-qanun.az/framework/34278> (дата обращения: 15.10.2024).
10. Парижское соглашение (2015 г.). URL: https://az.wikipedia.org/wiki/Paris_sazi%C5%9Fi (дата обращения: 15.10.2024).
11. Руководящие принципы МГЭИК для национальных кадастров парниковых газов. IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 1—5. IGES, Japan, 2006. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> (дата обращения: 15.10.2024).
12. Серикова У.С., Алиев Э.М., Гуриянов С.А. Основные направления создания экологически безопасных технологий в нефтегазовой отрасли. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. Т. 66, № 4. С. 66—79. DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-4-66-79. EDN: HFCJTV

13. The Use of Renewable Energy Resources in Azerbaijan. The Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan. 2024. URL: <https://minenergy.gov.az/en/alternativ-ve-berpa-olunan-enerji/azerbaycanda-berpa-olunan-enerji-menbelerinden-istifade> (дата обращения: 15.10.2024).

gov.az/en/alternativ-ve-berpa-olunan-enerji/azerbaycanda-berpa-olunan-enerji-menbelerinden-istifade (дата обращения: 15.10.2024).

REFERENCES

1. Aliev R.A. Towards sustainable energy development: Combining traditional and renewable energy in Azerbaijan's energy policy. *Bulletin of MGIMO University*. 2024. Vol. 17. No. 3. P. 41—72 (In Russ.). DOI: 10.24833/2071-8160-2024-3-96-41-72
2. Aliev E.M., Kerimov V.Yu., Lobanov Yu.A. Environmental impact assessment in the Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024. Vol. 66, No. 2. P. 124—140 (In Russ.). DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-2-124-140. EDN: KTHNMS
3. Hajibalaev N.M., Javadova A.I. Alternative energy of Azerbaijan in the liberated territories. *Electric networks: reliability, safety, energy saving and economic aspects: Proceedings of the international scientific and practical on-line conference, Kazan, April 16, 2024*. Kazan: Kazan State Power Engineering University, 2024. P. 37—41 (In Russ.). EDN: ASITUD
4. State Committee on Statistics of the Azerbaijan Republic. Official website. URL: <https://www.stat.gov.az/> (date of access: 10/15/2024) (In Russ.).
5. Gurbanov S. The transition from the traditional model of economic growth to the “green economy” (on the example of Azerbaijan). *Green economy: science, education and innovation: monograph*. Saint Petersburg: Saint Petersburg State University of Economics, 2024. P. 169—179 (In Russ.). EDN: CBSVCO
6. Huseynov A.A. COP29 in Azerbaijan: The Future of green energy and innovation. *Bulletin of the Faculty of Management of St. Petersburg State University of Economics*. 2024. № 20. P. 58—62 (In Russ.). EDN: NJUCWW
7. Kyoto Protocol to the UN Framework Convention on Climate Change. URL: https://az.wikipedia.org/wiki/Kioto_protokolu (date of request: 10/15/2024) (In Russ.).
8. The contribution of the Republic of Azerbaijan, determined at the national level, within the framework of the UN Framework Convention on Climate Change. 2016. URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/INDC%20Azerbaijan.pdf> (date of request: 10/15/2024) (In Russ.).
9. On the ratification of the Paris Agreement: Law of the Republic of Azerbaijan No. 34278 dated January 21, 2016. URL: <https://e-qanun.az/framework/34278> (date of request: 10/15/2024) (In Russ.).
10. The Paris Agreement (2015). URL: https://az.wikipedia.org/wiki/Paris_sazi%C5%9Fi_ (accessed: 10/15/2024) (In Russ.).
11. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 1—5. IGES, Japan, 2006. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> (date of access: 10/15/2024) (In Russ.).
12. Serikova U.S., Aliev E.M., Guryanov S.A. Main directions in the development of environmentally friendly technologies for the oil and gas industry. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024. Vol. 66, No. 4. P. 66—79 (In Russ.). DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-4-66-79. EDN: HFCJTV
13. The Use of Renewable Energy Resources in Azerbaijan. The Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan. 2024. URL: <https://minenergy.gov.az/en/alternativ-ve-berpa-olunan-enerji/azerbaycanda-berpa-olunan-enerji-menbelerinden-istifade> (accessed: 15.10.2024).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Мехтиев М.Г. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Каримов Ф.Н. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Алиев Э.И. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Maharram G. Mehdiyev — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Fakhraddin N. Kerimov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Ehtibar I. Aliyev — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мехтиев Магеррам Губат оглы* — главный специалист по геоэкологическим проблемам нефтегазовой отрасли Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика
e-mail: m_mehtiyev@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1949-002X>

Каримов Фахраддин Наджмеддин оглы — заведующий отделом геоэкологических проблем нефтегазовой отрасли Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика
e-mail: f_kerimov@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-6171-1743>

Алиев Эhtiбар Ибрагим оглы — главный инженер Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика
e-mail: aliyev.etibar@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3293-0512>

Maharram G. Mehdiyev* — Chief Specialist in Geocological Problems of the Oil and Gas Industry, Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan.
9, F. Amirova St., Baku AZ1000, Republic of Azerbaijan
e-mail: m_mehtiyev@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1949-002X>

Fakhraddin N. Kerimov — Head of the Department of Geocological Problems of the Oil and Gas Industry, Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan.
9, F. Amirova St., Baku AZ1000, Republic of Azerbaijan
e-mail: f_kerimov@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-6171-1743>

Ehtibar I. Aliyev — Chief Engineer, Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan.
9, F. Amirova St., Baku AZ1000, Republic of Azerbaijan
e-mail: aliyev.etibar@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3293-0512>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

